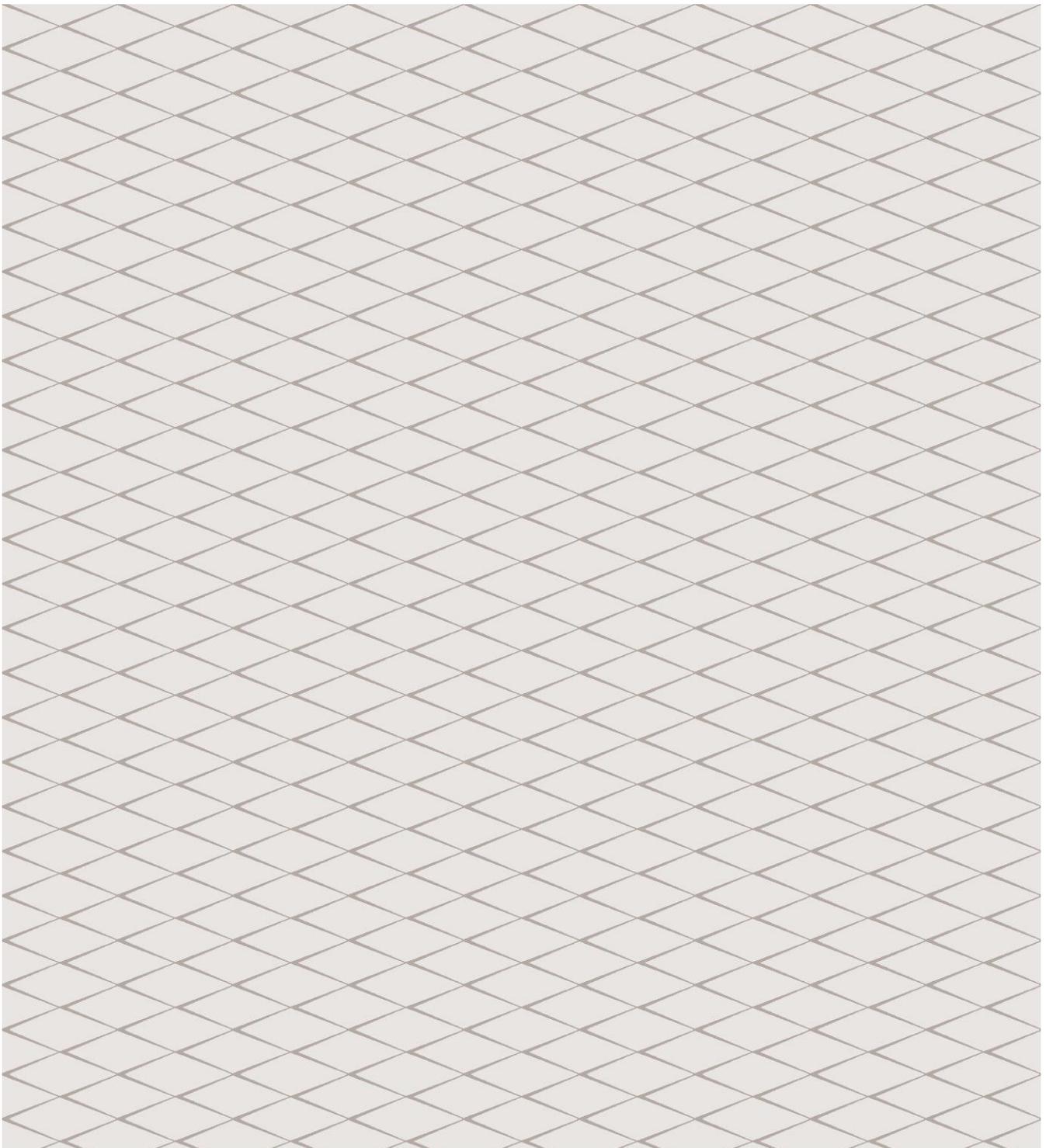


Die Zukunft der Gas-Infrastruktur im Metropolitanraum Zürich

Fachbericht
November 2019



Projektteam

Dr. Sabine Perch-Nielsen
Felix Ribi
Dr. Michel Müller
Barla Vieli
Lukas Lanz

EBP Schweiz AG
Zollikerstrasse 65
8702 Zollikon
Schweiz
Telefon +41 44 395 11 11
info@ebp.ch
www.ebp.ch

Druck: 5. März 2020

Vorwort

In 80% der Mitgliedergemeinden des Metropolitanraums Zürich bestehen Gasnetze, die fast ausschliesslich der öffentlichen Hand gehören. Die Energieversorgung ist im Umbruch, durch die Energie- und Klimapolitik werden verstärkte Effizienzmassnahmen und der Umstieg von fossilen auf erneuerbare Energieträger gefördert und gefordert. In einem zweijährigen Dialogprojekt wurde der Frage nachgegangen, was diese Entwicklung für die Zukunft der Gasnetze bedeutet. Ziel des Projektes war es, einen Beitrag zur zukunftsorientierten Weiterentwicklung der Gasnetz-Verteilnetze und zur Verhinderung von Fehlinvestitionen zu leisten. In einem vertraulichen Dialog der wichtigsten Akteure wurden in den Jahren 2018 und 2019 sechs eintägige Workshops durchgeführt. Alle Akteure unterzeichneten im Jahr 2018 eine Prozessvereinbarung, welche zwei Grundannahmen für den Prozess setzten:

Eine ausreichende, breit gefächerte, sichere, wirtschaftliche und umweltverträgliche Energieversorgung (gemäss Art. 89 BV) bleibt heute und in Zukunft gewährleistet und wird nicht in Frage gestellt.

Es wird grundsätzlich angestrebt, die Schweizer Ziele bezüglich Energiestrategie 2050 (Stand 2013) zu erreichen, also rund -50% Endenergieverbrauch und rund -80% CO₂-Emissionen zwischen 2010 und 2050 («Basisziel»)¹. Im Rahmen einer Sensitivitätsanalyse werden die Ziele des Übereinkommens von Paris (Netto-Null-Emissionen bis Mitte Jahrhundert) geprüft.

Dabei wurden wichtige Grundlagen zur Entscheidungsfindung zusammengetragen, Konsens und Dissens herausgeschält und Empfehlungen daraus abgeleitet (siehe Abbildung 1).

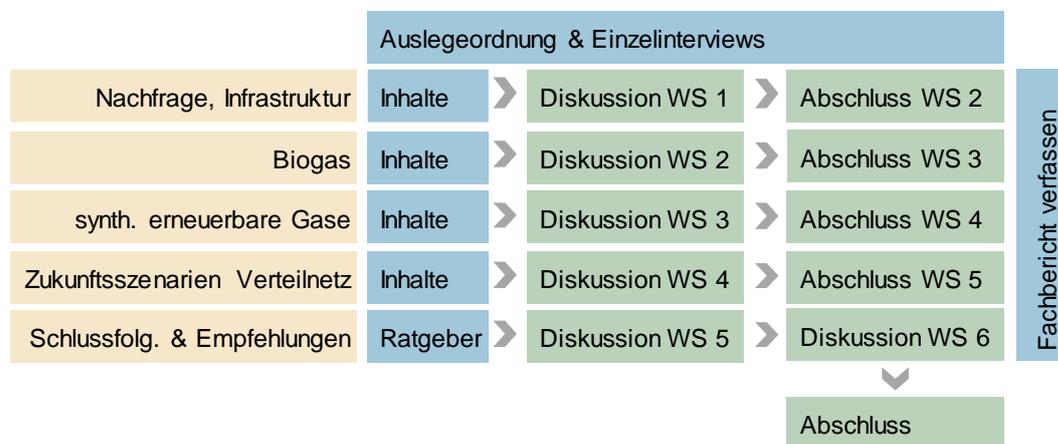


Abbildung 1: Schema des Prozesses

Schlussprodukte dieses Prozesses sind der vorliegende Fachbericht und ein Ratgeber für Gemeinden und Gasversorger:

Der Fachbericht dokumentiert die inhaltlichen Grundlagenarbeiten detailliert für ein Fachpublikum. Im Projekt wurde zwischen der Sammlung von Fakten und der Behandlung offener Fragen unterschieden. Die Fakten sollten unbestritten sein und der informierten Diskussion

¹ In der Zwischenzeit hat der Bundesrat aufgrund der neuen wissenschaftlichen Erkenntnisse des Weltklimarates entschieden, das Ziel für das Jahr 2050 auf netto null Treibhausgasemissionen zu verschärfen. Dieses Ziel ist gegenüber dem Pariser Klimaabkommen indikativ und noch nicht vom Parlament bestätigt.

dienen. Bei den offenen Fragen wurden je nach Perspektive andere Antworten erwartet. Für jede offene Frage wurden in einem Unterkapitel Informationen zusammengetragen und zu zentralen Aussagen verdichtet. Über diese wurde in der Runde der Akteure abgestimmt. Bei Dissens zu den Aussagen wurden die unterschiedlichen Argumente dokumentiert. Stichtag: Der Fachbericht wurde in Modulen über den Zeitraum von Januar 2018 bis Herbst 2019 erarbeitet. Der Stichtag der berücksichtigten Studien variiert daher nach Thema. Im Herbst 2019 wurden alle Kapitel gesichtet und bei sehr dynamischen Themen (z.B. Klimapolitik) Aktualisierungen vorgenommen.

Der Ratgeber für Gemeinden und Gasversorger umfasst gut 20 Seiten, richtet sich mit Schlussfolgerungen und Empfehlungen an Gemeinden und Gasversorger und beinhaltet gute Beispiele von Gemeinden und Städten in der Schweiz.

Am Prozess teil nahmen vier Vertreter von Gemeinden (Cham, Luzern, Rapperswil-Jona und Schaffhausen), vier Vertreter von Gasversorgern (energie 360°, eniwa, Stadtwerk Winterthur und St. Galler Stadtwerke), zwei Vertreter von Kantonen (Kantone St. Gallen und Zürich), drei Vertreter von Verbänden (Schweizerischer Verband Kommunale Infrastruktur, Verband der Schweizerischen Gasindustrie und WWF Schweiz), ein Vertreter des Bundes (Bundesamt für Energie) und ein Vertreter der Wissenschaft (ETH Zürich).

Teilnehmende Akteure am Prozess waren in alphabetischer Reihenfolge: Hans-Christian Angele (Verband der Schweizerischen Gasindustrie), Urs Buchs (Stadtwerk Winterthur), Urs Capaul (Stadt Schaffhausen), Thomas Furrer (Stadt Rapperswil-Jona), Peter Graf (St. Galler Stadtwerke), Bernhard Gut (Stadt Luzern), Patrick Hofstetter (WWF), Manuela Hotz (Gemeinde Cham), Hansruedi Kunz (Kanton Zürich), Christian Rütschi (Bundesamt für Energie), Christian Schaffner (Energy Science Center der ETH Zürich), Hans-Kaspar Scherrer (eniwa), Felix Schmid (Schweizerischer Verband kommunale Infrastruktur), Martin Strebel (Energie360) und Marcel Sturzenegger (Kanton St. Gallen).

Das Projekt wurde vom Verein Metropolitanraum Zürich, dem BaslerFonds, den Kantonen St. Gallen und Zürich finanziert. EnergieSchweiz hat zudem den Ratgeber mitfinanziert.

Inhaltsverzeichnis

| | | |
|-----|---|----|
| 1. | Nachfrage nach Gas | 7 |
| 1.1 | Faktensammlung | 7 |
| | a) Einsatz von Gas nach Verwendungszwecken | 7 |
| | b) Heutiger Einsatz von Gas ohne Netzinfrastruktur | 9 |
| | c) Herkunft von Erdgas in der Schweiz | 9 |
| | d) Akteure Erdgas in der Schweiz | 10 |
| 1.2 | Offene Fragen | 11 |
| | a) Wie verteilt sich die Nachfrage nach Gas heute über das Jahr und was bedeutet dies für die Infrastruktur? | 11 |
| | b) Welches sind die Treiber der künftigen Gas-Nachfrage nach Verwendungszweck? | 13 |
| | c) Welche Gas-Nachfrage nach welchem Verwendungszweck wird für die Zukunft angenommen? | 26 |
| | d) Welche Alternativen zu Gas bestehen je nach Verwendungszweck und wie sind sie zu bewerten? | 30 |
| 2. | Verteil- und Speicherinfrastruktur | 35 |
| 2.1 | Faktensammlung | 36 |
| | a) Länge Verteilnetze in der Schweiz | 36 |
| | b) n-1 Kriterium bei Verteilnetzen | 37 |
| | c) Eigentumsverhältnisse Verteilnetze | 37 |
| | d) Alter und Lebensdauer | 38 |
| | e) Abschreibungsdauer | 38 |
| | f) Typische Renditen auf Verteilnetzen | 39 |
| | g) Anteil Netzkosten am Gesamtpreis | 40 |
| | h) Speicherung von Gas in der Schweiz | 40 |
| | i) Verteilung Gasabsatz über Verteilnetze | 43 |
| 2.2 | Offene Fragen | 44 |
| | a) Welches sind die wichtigsten Treiber, die heute zu einem Ausbau oder zur Stilllegung eines Verteilnetzes führen? | 44 |
| | b) Welches ist der finanzielle Wert der Verteilnetze? | 44 |
| | c) Wie werden sich die Speicherkapazitäten für Gas in Zukunft ändern? | 45 |
| | d) Welche Zeiträume müssen für einen Ausbau und eine Stilllegung eines Verteilnetzes eingeplant werden? | 47 |
| 3. | Biogas | 49 |
| 3.1 | Faktensammlung | 49 |
| | a) Heutige Produktion von Biogas in der Schweiz | 49 |
| | b) Heutige Verwendungszwecke | 50 |
| | c) Anteil Biogas im Schweizer Gasnetz | 51 |

| | | |
|-------|---|----|
| d) | Anerkennung von Biogas (Steuern, CO ₂ -Abgabe, Förderung) | 51 |
| e) | Arten des Imports von Biogas in der Schweiz | 52 |
| f) | CO ₂ -kompensiertes Erdgas und dessen Potenzial | 53 |
| 3.2 | Offene Fragen | 54 |
| a) | Welches ist das zusätzliche Potenzial an Biogas in der Schweiz? | 54 |
| b) | Welches ist das zusätzliche Potenzial an Biogas in Europa? | 57 |
| c) | Was ist die Ökobilanz von Biogas? | 59 |
| d) | Für welche Verwendungszwecke soll/wird Biogas künftig eingesetzt und was bedeutet dies für das Verteilnetz? | 62 |
| e) | Welchen Beitrag können diese Gase zu den Klimazielen leisten? | 66 |
| <hr/> | | |
| 4. | Erneuerbare synthetische Gase | 68 |
| 4.1 | Faktensammlung | 68 |
| a) | Was sind erneuerbare synthetische Gase? | 68 |
| b) | Heutige Produktion und Verwendung in der Schweiz | 69 |
| c) | Aktuelle Wirkungsgrade sowie Prognosen | 70 |
| d) | Gestehungskosten erneuerbare synthetische Gase | 70 |
| e) | Aktuelle Preise | 74 |
| f) | Arten des Imports in die Schweiz | 74 |
| g) | Anerkennung von erneuerbaren synthetischen Gasen | 75 |
| h) | Wasserstoff im Gasnetz | 75 |
| 4.2 | offene Fragen | 76 |
| a) | Wie ist die Klimabilanz von erneuerbarem synthetischem Wasserstoff und Methan? | 76 |
| b) | Welches ist das Potenzial für erneuerbare synthetische Gase? | 82 |
| c) | Was sagen Studien zum Einsatz von erneuerbarem Gas? | 88 |
| d) | Wie können erneuerbare synthetische Gase hergestellt und eingesetzt werden? | 92 |
| <hr/> | | |
| 5. | Verteilnetzscenarien | 97 |
| 5.1 | Welche Verteilnetz-Szenarien sind mit welchen Klimazielen konsistent? | 97 |

1. Nachfrage nach Gas

1.1 Faktensammlung

a) Einsatz von Gas nach Verwendungszwecken

Im Jahr 2016 betrug der Gas Endverbrauch in der Schweiz 33 TWh (unterer Heizwert, BFE 2017). Die wichtigsten Verbraucher in den letzten 35 Jahren waren Haushalte, Industrie und Dienstleistungen (siehe Abbildung 2). Während sich die Verteilung auf die Verbraucher kaum verändert hat, ist der Gesamtverbrauch zwischen 1980 und 2015 um 24 TWh gestiegen (+ 186 %).

Der Dienstleistungssektor umfasst folgende Branchen: Handel, Kredit/Versicherung, Gesundheit und Soziales, Erziehung und Unterricht, Gastgewerbe, Übrige Dienstleistungen, Landwirtschaft und PHH (Ferien- und Zweitwohnungen, Gemeinschaftszähler Mehrfamilienhäuser). Der Industriesektor umfasst die 2-Steller 05 bis 43 gemäss NOGA 2008-Klassifikation (Bergbau und Gewinnung von Steinen und Erden, Verarbeitendes Gewerbe/Herstellung von Waren, Wasserversorgung/Abwasser- und Abfallentsorgung und Baugewerbe).

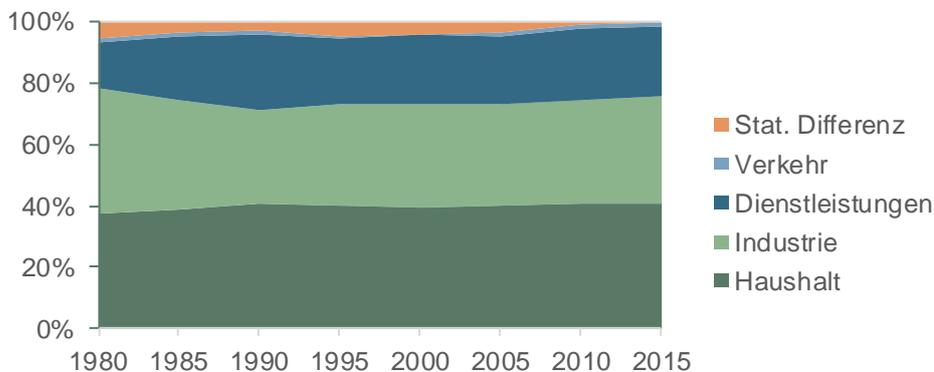


Abbildung 2: Entwicklung des Schweizer Gas Endverbrauchs nach Verbrauchergruppen von 1980 bis 2015 (Quelle: BFE 2017)

In Abbildung 3 ist der gesamte Schweizer Gas Endverbrauch nach Verwendungszwecken von 2000 bis 2016 dargestellt². Die Aufteilung auf verschiedene Verwendungszwecke hat sich in diesen Jahren kaum verändert. Rund zwei Drittel werden für Raumwärme und Warmwasser verwendet.

² Die Daten zu den Sektoren Haushalte, Industrie und Verkehr wurden direkt der BFE-Studie zur Analyse des Schweizer Energieverbrauchs nach Verwendungszwecken entnommen. Die differenzierten Daten des Dienstleistungssektors sind nicht erhältlich und mussten abgeschätzt werden. Sie wurden wie folgt berechnet: Es wurde angenommen, dass der Anteil des Energieträgers Erdgas am Gesamtenergieverbrauch bei jedem der verschiedenen Verwendungszwecke identisch ist zum jeweiligen Wert im Industriesektor. Mit diesen prozentualen Gasanteilen wurde anschliessend für jeden Verwendungszweck der Gasverbrauch des Dienstleistungssektors aus dem tatsächlichen gesamten Energieverbrauch (alle Energieträger) des Dienstleistungssektors gemäss Gesamtenergiestatistik berechnet.

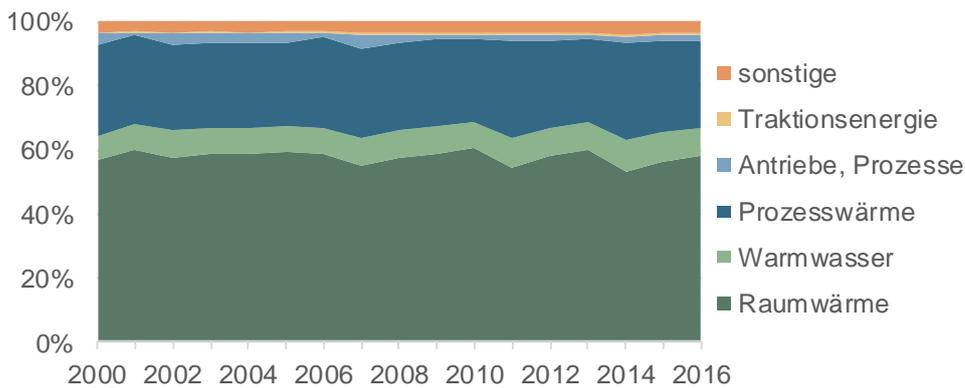


Abbildung 3: Entwicklung des gesamten Schweizer Gas Endverbrauchs nach Verwendungszwecken von 2000 bis 2016 (Quelle: BFE 2017, zum Teil geschätzt)

Die Darstellung nach Verwendungszwecken ist sehr gut mit dem Jahresgang des Gasverbrauchs vereinbar. Dort wird ersichtlich, dass der Anteil der Bandlast (Prozesswärme und Warmwasser) im Verlauf des Jahres sehr unterschiedlich ist. Über das ganze Jahr gesehen entsprechen die beiden ganzjährigen Verwendungszwecke aber in beiden Darstellungen etwas mehr als einem Drittel des gesamten Gasverbrauchs (ca. 36 %).

Eine relativ stabil bleibende Menge des Bruttogasverbrauchs wird für den Einsatz in konventionell-thermischen Kraftwerken verwendet (seit 2000 jährlich rund 2-2.5 TWh). Gas für Prozesswärme wird in der Schweiz zu 97 % in der Industrie verbraucht. Abbildung 4 zeigt, auf welchen Temperaturniveaus Prozesswärme aus Gas innerhalb des Schweizer Industriesektors genutzt wird. Bei Temperaturen bis 100°C kann Gas zumindest teilweise ersetzt werden (z.B. Umweltwärme bis 60 °C, höherer Anteil mit Erdgas oder Holz).

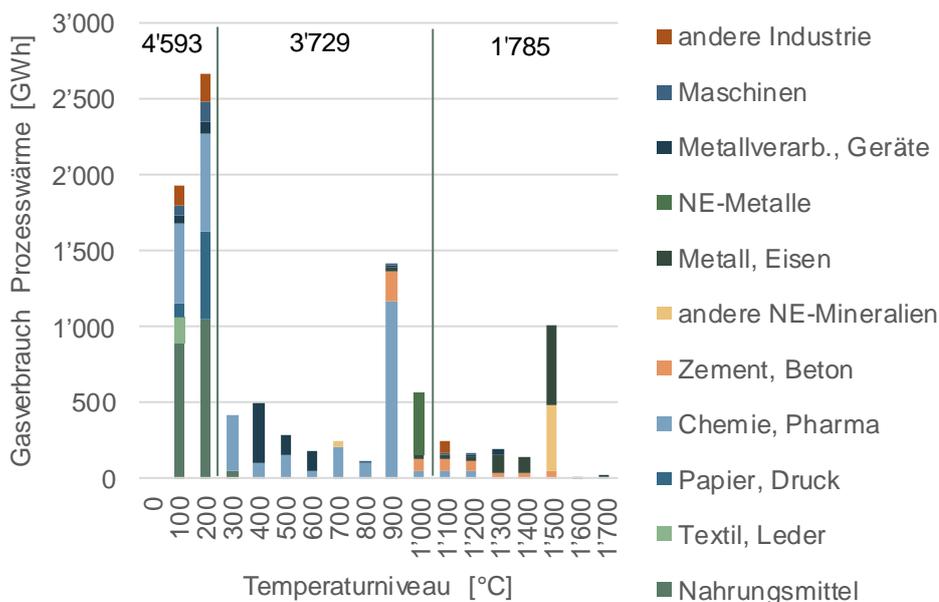


Abbildung 4: Gas Endverbrauch für den Verwendungszweck Prozesswärme im Schweizer Industriesektor im Jahr 2016. Annahme: Die Temperaturniveaus der Wirtschaftszweige sind gleich wie in Deutschland. (Quellen: Berechnungen basierend auf BFE 2016; ifeu 2010)

Quellen:

- BFE 2016: Bericht Erhebung Energieverbrauch in Industrie und DL
- BFE 2017: Gesamtenergiestatistik 2016
- BFE 2017: Analyse des schweizerischen Energieverbrauchs 2000 – 2016 nach Verwendungszwecken
- ifeu 2010: Prozesswärme im Marktanreizprogramm

b) Heutiger Einsatz von Gas ohne Netzinfrastruktur

Neben dem Vertrieb von Gas über ein Verteilnetz wird Erdgas in der Schweiz auch verflüssigt verkauft (liquified natural gas, LNG). Es wird durch Druck und Abkühlung verflüssigt und reduziert sein Volumen dadurch ungefähr um den Faktor 600. 2017 wurden in der Schweiz 13.6 GWh verflüssigtes Erdgas importiert. Dies entspricht im Vergleich zum importierten gasförmigen Erdgas einem Mengenanteil von nur 0.03 %.

Auch zu erwähnen ist das sogenannte Flüssiggas (liquified petroleum gas, LPG). Es besteht aus Propan, Butan oder einem Gemisch, das in Druckflaschen, Lastwagen oder Bahnkesselwagen transportiert wird. Es wird unter anderem im Freizeitbereich, bei Festwirtschaften und in Schiffen eingesetzt. 2017 wurden in der Schweiz 331.5 GWh verflüssigtes Propan und 35.2 GWh verflüssigtes Butan importiert. Dies entspricht im Vergleich zum importierten gasförmigen Erdgas einem Mengenanteil von 0.8 % beziehungsweise 0.1 %.

Quellen:

- EZV Admin: Import Waren 2711 ([Link](#))
- Website Schweizerischer Verband Flüssiggas (FVF, [Link](#))

c) Herkunft von Erdgas in der Schweiz

Die Schweiz importiert ihr Erdgas vor allem aus der EU, Russland und Norwegen (s. Abbildung 5).

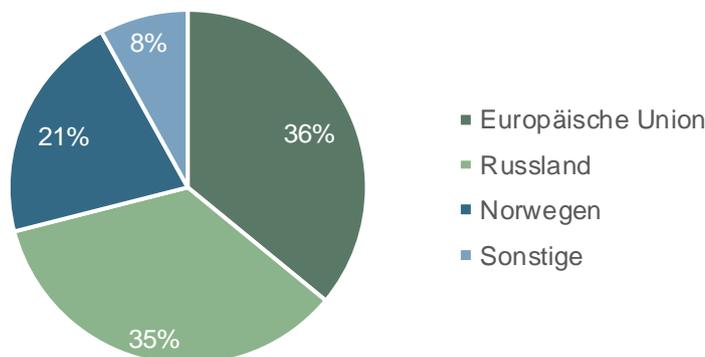


Abbildung 5: Herkunft der Schweizer Gasimporte im Jahr 2016 (Quelle: Swissgas 2017)

Quelle:

— *Swissgas 2017: Jahresbericht 2016*

d) Akteure Erdgas in der Schweiz

Abbildung 6 zeigt eine Übersicht über den historisch gewachsenen Schweizer Erdgasmarkt: Rund 40 % aller Schweizer Gemeinden sind an das Erdgasnetz angeschlossen. Die 961 angeschlossenen Gemeinden werden von über 100 lokalen Gasversorgungsunternehmen (GVU) über deren Verteilnetze beliefert. Die lokalen GVU und ihre Infrastruktur sind grösstenteils im Besitz der öffentlichen Hand und zudem Querverbundunternehmen, die weitere Dienstleistungen wie die Strom-, Wasser- oder Fernwärmeversorgung anbieten.

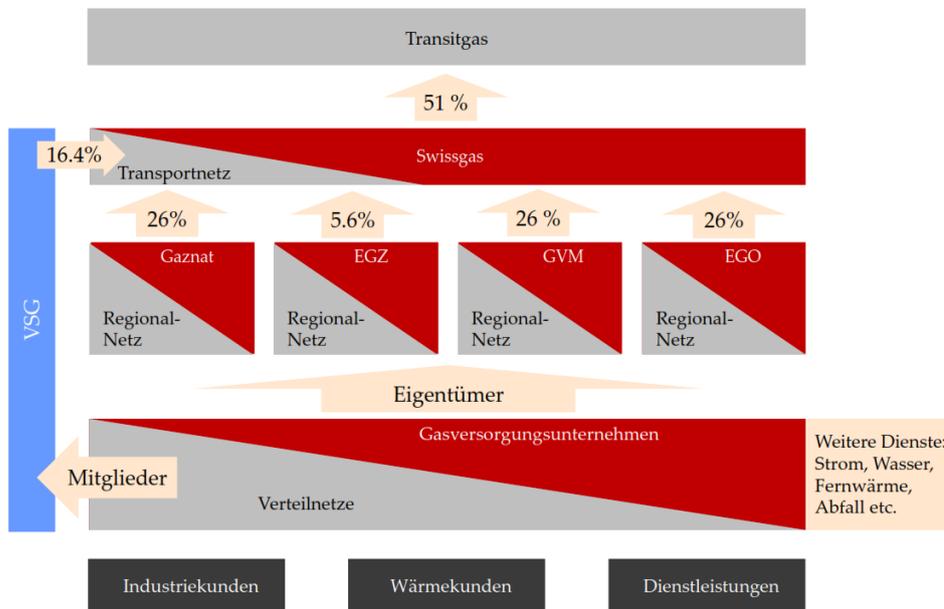


Abbildung 6: Struktur und Besitzverhältnisse der Schweizer Gasnetzbetreiber (Quelle: BFE 2016)

Den GVU vorgelagert sind die vier Regionalgesellschaften Gaznat SA (Gaznat), Erdgas Ostschweiz (EGO), Gasverbund Mittelland (GVM) und Erdgas Zentralschweiz (EGZ). Diese sind im Besitz der lokalen GVU und arbeiten nicht gewinnorientiert. Sie beschaffen und transportieren Erdgas über regionale Hochdruckleitungen. Die vier Gesellschaften wiederum sind mit dem nationalen Verband Eigentümer der nationalen Swissgas AG, welche bis 2018 Erdgas im internationalen Handel nicht gewinnorientiert beschaffte. 2018 wurde ca. 50 % des Erdgases über die Swissgas, bzw. ihre Tochter SET (Swiss Energy Trading), importiert, immer mehr agieren die Regionalgesellschaften und GVU jedoch auch selbstständig auf dem Importmarkt. Swissgas betreibt eigene Hochdruckleitungen in der Schweiz und ist mit 51 % an der Transitgas AG beteiligt, die die Transitleitung durch die Schweiz betreibt. Die Strukturen sind in Bewegung. Swissgas hat 2019 bekannt gegeben, in den nächsten Jahren ihre Aktivitäten in den Bereichen Gasnetz und Gasbeschaffung zu entflechten («Unbundling») und sich auf die Rolle als Netzgesellschaft zu konzentrieren (Swissgas 2019). Künftig werden die drei

Regionalgesellschaften Gaznat, GVM und EGZ direkt Eigentümer der SET für eine gemeinsame Gasbeschaffung.

Quellen:

- BFE 2016: Entflechtung der Schweizer Gasnetzbetreiber
- Swissgas 2017: Jahresbericht 2016
- Swissgas 2019: Medienmitteilung vom 25. Juni 2019
- Website Swissgas: Link

1.2 Offene Fragen

- a) Wie verteilt sich die Nachfrage nach Gas heute über das Jahr und was bedeutet dies für die Infrastruktur?

Nachfrage über das Jahr

Wird der Gasimport als Indikator für die Nachfrage genommen, ist die Nachfrage nach Erdgas stark saisonal geprägt. Sie ist in den Wintermonaten insgesamt 4 bis 5 Mal so hoch wie in den Sommermonaten. Die Graphik des Jahresgangs entspricht dem Bild des Gasverbrauchs nach Verwendungszweck (siehe Kapitel 1.1a)). Die Bandlast, die vor allem aufgrund der Nachfrage nach Gas für Prozesswärme und Warmwasser besteht liegt bei ca. 1'000 GWh pro Monat. Insgesamt, d.h. über das ganze Jahr betrachtet macht Sie etwas mehr als einen Drittel aus. Der Anteil am monatlichen Gesamtverbrauch schwankt jedoch stark. In den Sommermonaten beträgt der Anteil fast 100%. In den Wintermonaten liegt der Anteil bei rund 20%.

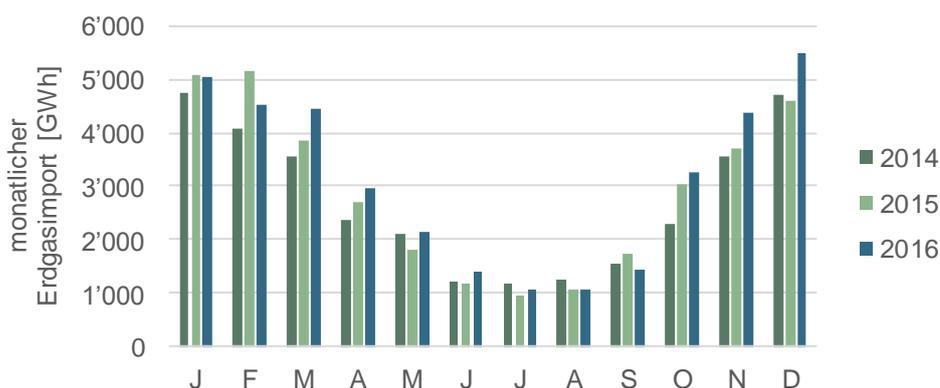


Abbildung 7: Gesamter monatlicher Erdgas-Import der Schweizer Gaswirtschaft von 2014 bis 2016 (Quelle: VSG 2017)

Betrachtet man nur den Verwendungszweck Raumwärme, ist die Saisonalität noch stärker. Abbildung 8 zeigt dazu einen nach SIA 2024 gerechneten Verlauf. Der Verbrauch von Warmwasser als weiterem Verwendungszweck ist gemäss der SIA Norm hingegen übers Jahr konstant. Zu weiteren Verwendungszwecken wurden keine Daten gefunden, die den Verlauf über das Jahr aufzeigen. Grundsätzlich kann davon ausgegangen werden, dass der Verlauf für

Prozesswärme wenig saisonal ist, der Verlauf für die Stromproduktion hingegen eine starke Saisonalität aufweist.

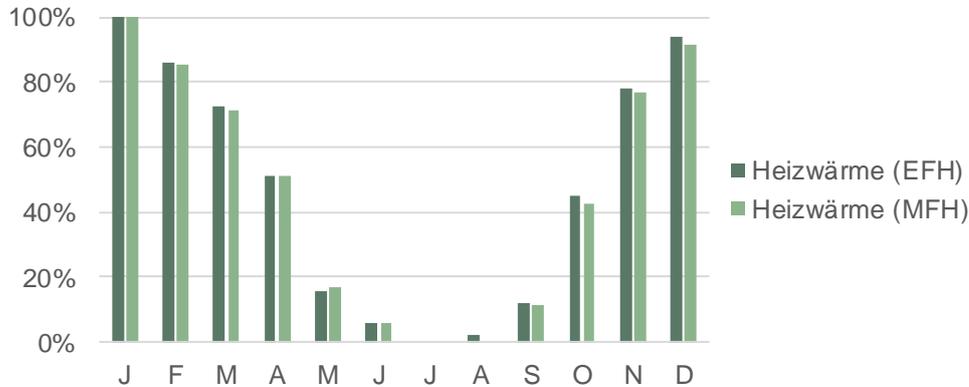


Abbildung 8: Typischer Verlauf des Heizwärmebedarfs (ohne Warmwasser) eines Schweizer Einfamilienhauses (EFH) und eines Schweizer Mehrfamilienhauses (MFH) über das Jahr (höchster Verbrauch = 100 %) (Quelle: SIA2024:2015)

Bedeutung für die Infrastruktur

- Die ungleich saisonale Verteilung der Gasnachfrage bedeutet für die Infrastruktur, dass die Dimensionierung für die Jahreshöchstlast im Winter ausgelegt werden muss. Im Verteilnetz bedeutet dies eine grössere Dimensionierung der Leitungen. Dies hat jedoch nur geringe Auswirkung auf die Bau- und Betriebskosten, da diese von anderen Faktoren abhängen, wie bspw. ob die Grabungsarbeiten mit anderen Arbeiten wie Strassensanierungen oder anderen Werkleitungersatz kombiniert werden können oder nicht.
- Die ungleiche saisonale Verteilung wird zukünftig ausgeglichener, da der mittlere Raumwärmebedarf zurückgeht. Dies ist vor allem auf die Klimaerwärmung und die steigende Energieeffizienz von Bauten zurückzuführen. Die Leistungsspitzen (und damit die Anforderung an die Kapazität der Infrastruktur) werden jedoch weniger schnell sinken als die Energiebedarfsspitzen. Falls Gasheizungen im Bestand mit Sonnenkollektoren kombiniert werden (eine der Standardlösungen in der MuKE n 2014), geht im Sommer auch die Gas-Bandlast für die Wassererwärmung zurück, womit sich die ungleiche saisonale Verteilung wieder etwas erhöht.
- Die Kapazität der Speicherung im Erdgasnetz selbst (Line-Pack) wird durch den saisonalen Nachfrageverlauf nach Erdgas kaum beeinflusst. Diese Kapazität ergibt sich aus dem Leitungsvolumen und der nutzbaren Druckdifferenz.
- Aufgrund des saisonalen Verlaufs der Nachfrage besteht im Sommer ein geringeres Potenzial, um Erdgas mit synthetischem Gas zu substituieren.
- Auf Stufe Verteilnetz gibt es schon heute Regionen im Netz, die in nachfragearmen Sommermonaten mit der eigenen Biogasproduktion in die Nähe eines Überangebots kommen. Sollte in Zukunft synthetisches Gas auf dieser Ebene produziert werden, muss entweder die Produktion gedrosselt werden oder es müssen Speichermöglichkeiten geschaffen werden.

Zustimmung der Stakeholder-Gruppe zu zentralen Aussagen

Die Teilnehmenden der Stakeholder-Gruppe nehmen zu folgenden zentralen Aussagen wie folgt Stellung:

| Aussagen | Ja | Nein | Enthaltung |
|---|----|------|------------|
| 1. Die ungleich saisonale Verteilung der Gasnachfrage bedeutet für die Infrastruktur in der Regel, dass die Dimensionierung für die Jahreshöchstlast im Winter ausgelegt werden muss. | 15 | 0 | 0 |
| 2. Die Nachfragecharakteristik hat keinen massgeblichen Einfluss auf die Kapital- und Betriebskosten. | 15 | 0 | 0 |
| 3. Das Verhältnis zwischen Spitzenleistung und durchschnittlicher Leistung wird sich vergrössern, da insbesondere der mittlere Raumwärmebedarf zurückgeht. | 15 | 0 | 0 |
| 4. Der Rückgang der Gasnachfrage stellt eine zunehmende betriebswirtschaftliche Herausforderung für den Erhalt und Betrieb der Infrastruktur dar. | 15 | 0 | 0 |
| 5. Die Entwicklung (mehrheitlich Rückgang) der Gasnachfrage ist räumlich differenziert zu betrachten. | 15 | 0 | 0 |

Quellen:

- *Forschungsgesellschaft für Energiewirtschaft (FfE) 2014: Studie über Einflussfaktoren auf den zukünftigen Leistungsbedarf der Verteilnetzbetreiber*
- *SIA 2024:2015*
- *VSG 2017: Erdgas/Biogas in der Schweiz, VSG-Jahresstatistik, Ausgabe 2017*

b) Welches sind die Treiber der künftigen Gas-Nachfrage nach Verwendungszweck?

Übersicht

Eine Auswahl wichtiger Treiber der künftigen Gas-Nachfrage wird in diesem Kapitel beschrieben und auf ihren möglichen Wirkungszusammenhang mit der Gas-Nachfrage untersucht. Tabelle 1 zeigt eine qualitative Übersicht über die Entwicklung und Wirkung der verschiedenen Treiber.

Insgesamt ergibt sich für die Gaswirtschaft im Hinblick auf die Rahmenbedingungen ein schwieriges Umfeld. Dies bestätigt auch Marktumfragen der Gasbranche 2013 und 2015: Jeweils rund 80 % der Befragten gaben an, dass sie eine moderate oder gar signifikante Verschlechterung der Rahmenbedingungen erwarten.

| | Bisherige Entwicklung | Zukünftiger Trend | Wirkungszusammenhang |
|-----------------------------|-----------------------|-------------------|--|
| Bevölkerungswachstum | ↗ | ↗ | → |
| Wirtschaftswachstum | ↗ | ↗ | ? |
| Sanierungstätigkeit | → | ↗ | ↘ |
| Pol. Rahmenbedingungen | | | |
| CO ₂ -Abgabe | ↗ | ↗ | ggü. Heizöl: ↗ ggü. erneuerb. Energien: ↘ |
| CO ₂ -Grenzwerte | - | ↗ | ↘ |
| MuKE-Anforderungen | ↘ | ↘ | ↘ |
| Förderung Gebäude | ↗ | → | ↘ |
| Technische Entwicklung | - | - | versch. Zusammenhänge |
| Energiepreise | → | ? | ? |
| Liberalisierung Gasmarkt | - | ↗ | → |
| Klimawandel | ↗ | ↗ | ↘ |

Tabelle 1: Qualitative Übersicht über bisherige und erwartete Entwicklung verschiedener Treiber der Gas-Nachfrage und mögliche Wirkungszusammenhänge (Einschätzung der Akteursgruppe des Projektes).

Diese Treiber beziehen sich grösstenteils auf die Gas-Nachfrage im Gebäudebereich für die Verwendungszwecke **Raumwärme und Warmwasser**. Diese machen gemeinsam über 60 % des Schweizer Gasverbrauchs aus (siehe Kapitel 1.1a)). Für einige weitere wichtige Verwendungszwecke ist eine spezifische Betrachtung jedoch sinnvoll.

Die Gas-Nachfrage für den Verwendungszweck **Prozesswärme** ist vor allem vom Wirtschaftswachstum und vom Industrie-Anteil an der Gesamt-Volkswirtschaft abhängig. Generell ist Gas für Prozesswärme schwieriger zu ersetzen als in anderen Verwendungszwecken (s. Kapitel d)). Dies macht eine starke Abnahme der Nachfrage unwahrscheinlich, es kann jedoch bei nur moderatem Wirtschaftswachstum und einem tendenziell abnehmenden Industrie-Anteil nicht von sehr dynamischen Entwicklungen ausgegangen werden. Stetig steigende Effizienz von Prozessen ist ein potenzielles Hemmnis für die Entwicklung der Gas-Nachfrage für Prozesswärme, ebenso Effizienzgewinne durch politische Massnahmen wie Zielvereinbarungen. Eine steigende CO₂-Abgabe bedeutet für Gas eine höhere Konkurrenzfähigkeit gegenüber anderen fossilen Brennstoffen, was besonders für die Erzeugung von Prozesswärme förderlich ist für die Gas-Nachfrage. Gas könnte bei Hochtemperaturprozessen einzig durch Biomasse ersetzt werden. Allgemein herrscht in der Industrie eine sehr tiefe Zahlungsbereitschaft für erneuerbare Wärme. Somit ist die Wirtschaftlichkeit von Gas für den Standortentscheid grösserer produzierenden Industriefirmen und damit für die Gas-Nachfrage für den Verwendungszweck Prozesswärme von Bedeutung. Sie hängt stark von den Entwicklungen der Netzentgelte (und damit auch von Wechselwirkungen zwischen den Kundengruppen) und der Energiepreise ab.

Für die **Stromproduktion** wird in der Schweiz bis anhin beinahe kein Gas verwendet (siehe Kapitel 1.1a)). Die künftige Nachfrage nach Gas für die Stromproduktion ist abhängig von der Entwicklung des gesamten europäischen Strommarkts, insbesondere des Rück- bzw. Ausbaus der Kapazitäten verschiedener Kraftwerkstypen und der Qualität, des Preises und der

zeitlichen Variabilität des resultierenden Angebots. Dies wiederum hängt unter anderem stark von Entwicklungen der Technologien, der Energiepreise, der Politik, der Wirtschaft und von Hemmnissen beim Ausbau des Stromnetzes ab. Auch die politischen Rahmenbedingungen der Schweiz sind relevant, vor allem wie in Zukunft Anlagen mit Wärme-Kraft-Kopplung in der Klimapolitik behandelt werden und wie Inlandproduktion von Strom gegenüber Stromimport bewertet wird. Allfällige zentrale Grossanlagen (GuD) werden aber mit Sicherheit dem vorgelegerten Netz angegliedert und die Verteilnetze nicht tangieren. Die Rolle von Gas in der künftigen Stromproduktion ist stark abhängig vom Verlauf des übrigen Stromangebots über das Jahr (Sommer/Winter).

In der **Mobilität** ergeben sich potenziell Chancen für eine Steigerung der Gas-Nachfrage, insbesondere auch nach erneuerbarem Gas. Allerdings weisen das Fahrzeugangebot und das Tankstellennetz im Vergleich zu konventionellen Fahrzeugen noch Schwächen auf. Das grösste Potenzial dürfte die Anwendung von LNG und CNG im Schwerverkehr aufweisen. Das Ausmass der Treiberwirkung ist jedoch mit grösster Unsicherheit behaftet. In diesem Bereich besteht mit der aufstrebenden Elektromobilität auch eine sehr starke Konkurrenz, die eine Steigerung der Gas-Nachfrage potenziell hemmt. Doch auch bei der Elektromobilität weisen das Fahrzeugangebot und das Ladestellennetz im Vergleich zu konventionellen Fahrzeugen noch Schwächen auf.

Bevölkerungswachstum

Die Bevölkerung hat in den letzten Jahren stetig zugenommen. Es wird geschätzt, dass sie in Zukunft weiter zunehmen wird (Abbildung 9).

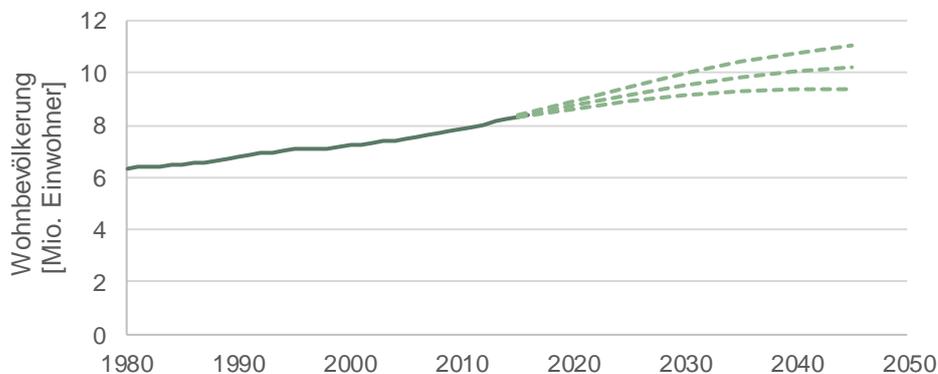


Abbildung 9: Bisherige Entwicklung der ständigen Wohnbevölkerung der Schweiz (durchgehend) und Trend bis 2045 gemäss drei Szenarien des Bundes (gestrichelt) (Quellen: BFS 2015; BFS 2017)

Wirkungszusammenhang: Unter der Annahme, dass alle anderen Faktoren konstant bleiben, führt ein Bevölkerungswachstum zu einer Zunahme der Energiebezugsfläche und damit zu mehr Nachfrage nach Energie. Zusätzlicher Wohnraum wird jedoch in Neubauten oder Ersatzneubauten geschaffen, die praktisch kein Gas mehr verbrauchen. Dadurch hat ein Bevölkerungswachstum keine Auswirkung auf die Gas-Nachfrage.

Wirtschaftswachstum

Das Bruttoinlandsprodukt (BIP) ist seit 1995 im Schnitt um 1.8 % pro Jahr gewachsen. Das BIP pro Kopf stieg im gleichen Zeitraum durchschnittlich um 1.0 % pro Jahr. Das Staatssekretariat für Wirtschaft SECO prognostiziert, dass sowohl das BIP wie das BIP pro Kopf in Zukunft weiter steigen wird (Abbildung 10).

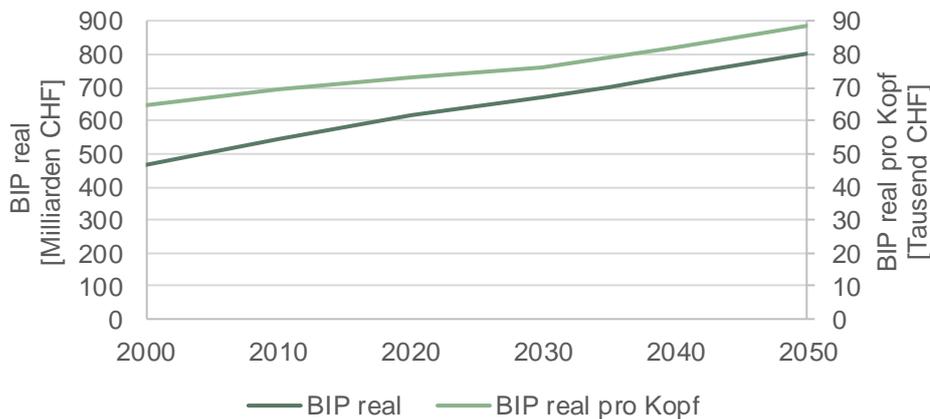


Abbildung 10: Trend des BIP und des BIP pro Kopf bis 2050 gemäss Prognose des SECO in den Energieperspektiven 2050 (Quelle: BFE 2012)

Wirkungszusammenhang: Unter der Annahme, dass alle anderen Faktoren konstant bleiben, führt eine Zunahme des BIP zu einer Zunahme des Energieverbrauchs. Da unklar ist, wie sich die Branchen entwickeln, die einen Prozesswärmebedarf haben, ist unklar, wie sich die Gas-Nachfrage entwickeln wird. Ein steigendes BIP pro Kopf kann als Indikator von steigendem Wohlstand und damit steigendem Bedarf an Energiebezugsfläche pro Kopf dienen. Diese Zunahme führt zu einem steigenden Energiebedarf. Der steigende Raumbedarf wird aber wiederum vor allem in neuen Gebäuden gedeckt, die praktisch kein Gas verbrauchen, weshalb er keinen weiteren Einfluss auf die Gas-Nachfrage hat.

Sanierungstätigkeit

Bei Sanierungen an Gebäuden ist zwischen energetischen Erneuerungsmassnahmen und (energetisch nicht wirksamen) Instandsetzungsmassnahmen zu unterscheiden. Eine energetische Erneuerung kann einerseits an der Gebäudehülle erfolgen, andererseits durch Ersatz der Heizanlage.

Die heutige energetische Erneuerungsrate der Gebäudehülle (Sanierungsrate) wird häufig mit einem Prozent beziffert (BFE 2014). Empirisch belastbare Grundlagen bestehen für energetische Erneuerungsrate nach Bauelementen: diese sind am höchsten für Fenster (bis zu 3% für Mehrfamilienhäuser) und am tiefsten für Erneuerungen der Fassade (deutlich unter 1% sowohl bei Wohn- als auch Dienstleistungsgebäuden). Aus Sicht der Energiepolitik soll die Sanierungsrate gesteigert werden: Im Ziel-Szenario «Neue Energiepolitik» der Energieperspektiven wird nahezu eine Verdoppelung der Sanierungsrate angenommen, damit die gesetzten Ziele erreicht werden können.

Die Sanierungsrate von Heizungsanlagen beträgt knapp 4%. Sie wird stark beeinflusst durch die Nutzungsdauer der Heizungen. Beim Ersatz fossiler Heizanlagen überwiegt der «Eins-zu-Eins-Ersatz» (Ersatz mit gleichem Heizsystem). Durch die MuKE 2014 verändern sich die kantonalen Energiegesetze und werden stärkere Anreize für einen Anlagenwechsel gesetzt. Auch die neuen Minergie-Bauvorschriften verlangen 100% erneuerbare Energieträger.

Wirkungszusammenhang: Eine hohe Sanierungstätigkeit an der Gebäudehülle führt zu einer Reduktion des mittleren Wärmebedarfs des Verwendungszwecks Raumwärme und damit zu einer Reduktion des Absatzpotenzials von Raumwärme.

Politische Rahmenbedingungen: CO₂-Abgabe

Seit 2008 wird in der Schweiz eine CO₂-Abgabe auf Brennstoffe erhoben. Abbildung 11 zeigt ihre bisherige Entwicklung in Rp./kWh für Erdgas und Heizöl (durchgehende Linie). Bisher war eine allfällige Erhöhung jeweils an das Erreichen von CO₂-Zwischenzielen gekoppelt. Seit ihrer Einführung wurde die Abgabe viermal erhöht.

Die mögliche zukünftige Entwicklung ist gestrichelt dargestellt und stützt sich auf die Botschaft des Bundesrats zur Totalrevision des CO₂-Gesetzes. Sie zeigt den Pfad der jeweils frühestmöglichen Erhöhung. Damit könnte der Maximalsatz von 210 Fr./t CO₂ (bzw. 4.3 Rp./kWh Erdgas und 5.6 Rp./kWh Heizöl) frühestens 2028 erreicht werden. Welche Abgabesätze und welcher Anpassungsmechanismus festgelegt wird, wird sich erst in den parlamentarischen Beratungen und allenfalls vor dem Volk entscheiden. Ein allfälliger Übergang zu einer allgemeinen Treibhausgas-Abgabe könnte in Zukunft fossile Energieträger zusätzlich verteuern.

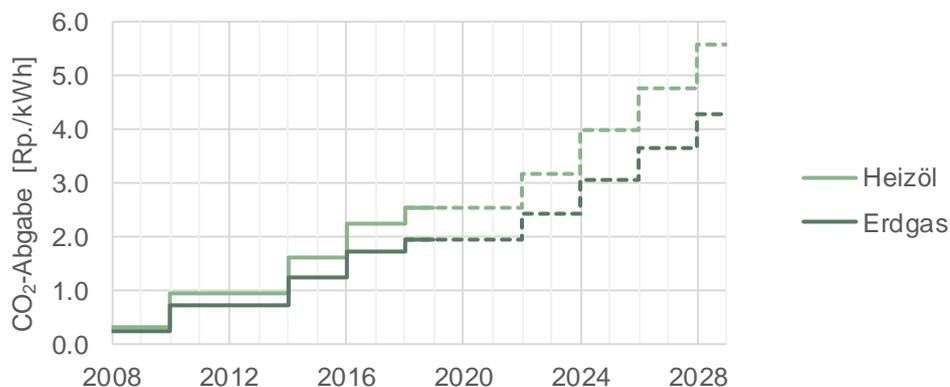


Abbildung 11: Bisherige Entwicklung (durchgehend) der gesetzlich vorgeschriebenen CO₂-Abgabe in Rp./kWh und frühest mögliche Erhöhung (gestrichelt) gemäss Entwurf der Revision des CO₂-Gesetzes (Quellen: BAFU 2015/2016; BR 2017; Medienmitteilungen des Bundes 2015/2017)

Wirkungszusammenhang: Unter der Annahme, dass alle anderen Faktoren konstant bleiben, führt eine weitere Erhöhung der CO₂-Abgabe zu einer Veränderung der Konkurrenzfähigkeit von Erdgas gegenüber anderen Energieträgern. Die Konkurrenzfähigkeit gegenüber erneuerbaren Energien nimmt ab, die Konkurrenzfähigkeit gegenüber Heizöl nimmt zu. Abbildung 12 zeigt, dass zumindest für Raumwärme bis heute der Vorteil gegenüber anderen fossilen Energieträgern überwiegt, denn nur Wärmepumpen sind zahlenmässig stärker gewachsen als Gasheizungen. Die Zunahme des Gasverbrauchs durch Substitution von Heizöl wird einen Peak

erreichen, da Gas seinerseits von erneuerbaren Energieträgern ersetzt wird. Der genaue Verlauf dieses grundsätzlichen Pfads hängt stark von den lokal vorhandenen Alternativen ab (z.B. Anergienetze oder Fernwärmeverbände).

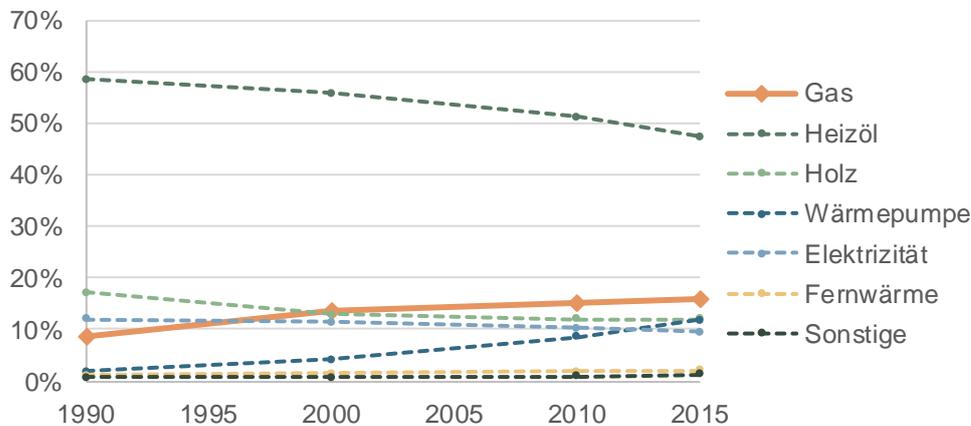


Abbildung 12: Entwicklung der Marktanteile pro Energieträger für Wärmeanwendungen in Gebäuden (auf Basis der Anzahl Heizungen), (Quelle: BFS 2015/2016)

Politische Rahmenbedingungen: nationale CO₂-Grenzwerte

Der Bundesrat hat 2017 den Entwurf für die Revision des CO₂-Gesetzes vorgelegt. Im Gebäudebereich sieht er quantitative Reduktionsziele für die Kantone vor. Werden diese bis 2026/2027 verfehlt, gelangen ab 2029 CO₂-Grenzwerte für Gebäude direkt zur Anwendung. Diese kommen zu tragen, wenn in einem Gebäude die Heizung ersetzt wird. Das Gesetz ist aktuell (Herbst 2019) in Beratung. Der Nationalrat lehnte 2018 in der Gesamtabstimmung den angepassten Entwurf. Der Ständerat schlägt nun vor, dass für die Einführung von Grenzwerten die kantonale Zielerreichung nicht abgewartet wird, sondern direkt ab 2023 Grenzwerte eingeführt werden sollen. Sie sollen bei bestehenden Bauten 20 kg CO₂/m² Energiebezugsfläche betragen und bei Neubauten null kg/m². Die Grenzwerte für bestehende Bauten sollen in 5-Jahresschritten gesenkt werden.

Wirkungszusammenhang: Ob und in welcher Form CO₂-Grenzwerte eingeführt werden, ist vom Parlament und allenfalls von einem Volksentscheid abhängig. Unter der Annahme, dass alle anderen Faktoren konstant bleiben, würden diese Grenzwerte zu einer abnehmenden Nachfrage nach Erdgas im Gebäudebereich führen. Die Wirkung auf erneuerbares Gas ist dabei abhängig von seiner klimapolitischen Bewertung im Vergleich zu anderen erneuerbaren Energieträgern.

Politische Rahmenbedingungen: MuKE n

Die Mustervorschriften der Kantone im Energiebereich (MuKE n) sind das gemeinsam erarbeitete «Gesamtpaket» energierechtlicher Mustervorschriften im Gebäudebereich. Die Basismodule daraus werden jeweils mehrheitlich von den Kantonen in ihre Energiegesetze übernommen. Das Regelwerk beinhaltet unter anderem Vorschriften zur Energieeffizienz und zum maximal fossil abgedeckten Wärmeverbrauch von Neubauten. Die MuKE n (2000, 2008 und 2014) sind die Weiterentwicklung der «Musterverordnung rationelle Energienutzung in Hochbauten» von 1992. Abbildung 13 zeigt die Entwicklung des vorgegebenen Wärmeverbrauchs eines

Gebäudes pro m² Energiebezugsfläche. Die Vorschriften haben dazu geführt, dass Neubauten sehr viel weniger Wärme verbrauchen und einen wachsenden Anteil der Wärme erneuerbar herstellen.

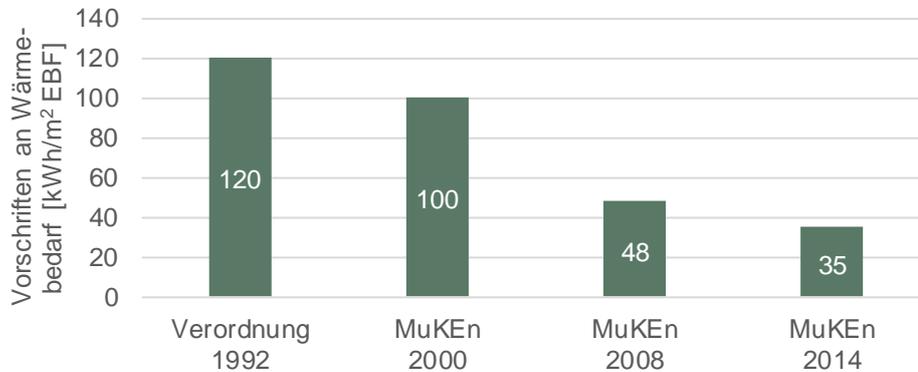


Abbildung 13: Bisherige Entwicklung der Vorschriften an den Wärmebedarf von Gebäuden in kWh/m² EBF (Quelle: Bulletin 2017)

Wirkungszusammenhang Neubauvorschriften: Neubauten, die den Gebäudebestand vergrößern (nicht Ersatzneubauten), führen grundsätzlich zu einer zunehmenden Nachfrage nach Energie und damit potenziell auch nach Gas. Wird diese Zunahme aber dem Bevölkerungswachstum und der steigenden Flächenbedürfnisse zugerechnet, führen die Neubau-Vorschriften zu einer abnehmenden Nachfrage nach Energie und spezifisch auch nach fossilen Energieträgern.

Aktuelle Entwicklungen – MuKE n Modul F: Die neueste Auflage der MuKE n (2014) beinhaltet eine neue Vorschrift bei bestehenden Gebäuden. Vereinfacht formuliert verpflichtet diese Gebäudeeigentümer beim Ersatz einer fossilen Heizung dazu, für einen Mindestanteil erneuerbarer Energien oder für eine Senkung des Energiebedarfs zu sorgen. Die Vorschrift gilt nur für Wohngebäude mit einer geringen Hülleneffizienz. Die Gebäudeeigentümer können die Vorschrift rechnerisch im Detail erfüllen oder aber eine von 11 vordefinierten Standardlösungen umsetzen. Darunter befinden sich diverse Lösungen, die unter anderem eine Gasheizung beinhalten (bspw. die Kombination einer Gasheizung mit einer solarthermischen Anlage). Die Umstellung auf Biogas wird durch die MuKE n 2014 nicht als Lösung angerechnet. Die schlussendliche Umsetzung in die Gesetzgebung liegt jedoch in den Händen der Kantone und kann von den Empfehlungen der MuKE n 2014 abweichen. So anerkennt bspw. der Kanton Luzern Biogas, wenn die Hauseigentümer gleichzeitig mit der neuen Gasheizung im Umfang von 20% Biogas-Zertifikate für 20 Jahre beschaffen. Aktuell werden die Energiegesetze in diversen Kantonen revidiert. Für diejenigen Kantone, welche entgegen der Empfehlung Biogas als Erfüllung der Pflicht anerkennen möchten, hat die Konferenz kantonaler Energiedirektoren im Herbst 2019 einen koordinierten Vorschlag erarbeitet, wie eine Biogaslösung zu handhaben wäre.

Wirkungszusammenhang MuKE n Modul F: Heute ist zum grossen Teil noch unklar, welche Kantone diese Vorschriften in welcher Form in ihr Energiegesetz übernehmen werden. Erste Erfahrungen aus dem Kanton Luzern zeigen, dass ein Grossteil der Eigentümer auf Wärmepumpen umsteigen. Die neue Vorschrift führt also zu einer Abnahme der Nachfrage nach Erdgas bei unsanierten Wohngebäuden. Die Wirkung auf erneuerbares Gas ist von der Form der Umsetzung in den Kantonen abhängig.

Künftige Entwicklungen: Die Konferenz kantonaler Energiedirektoren hat in ihrer «Gebäudepolitik 2050» ihre energie- und klimapolitische Positionierung dargelegt. Sie strebt bis 2050 die Reduktion der CO₂-Emissionen im Gebäudebereich auf einen Zielwert von unter 20% gegenüber 1990 an (Reduktion von mehr als 80%). Sie sieht dazu unter anderem eine Anpassung der MuKE n im 10-Jahres-Rhythmus vor. So soll beim Ersatz fossiler Heizungen ein immer höherer Anteil erneuerbarer Energien vorgeschrieben werden.

| | MuKE n 2025 | MuKE n 2035 | MuKE n 2045 |
|--------------------------|---|---|--|
| Neubauten | <ul style="list-style-type: none"> - geringe externe Energiebezüge - Eigenstromerzeugung | <ul style="list-style-type: none"> - zusätzlich: nur Heizsysteme, die auf erneuerbaren Energien basieren | |
| bestehende Bauten | <ul style="list-style-type: none"> - höherer Anteil erneuerbarer Energien bei Ersatz fossiler Heizung - Erhöhung Zielsetzung für energ. Sanierung | <ul style="list-style-type: none"> - Ersatz fossiler Heizungen nur durch erneuerbare Energien (+ Ausnahmen) - Erhöhung Zielsetzung für energ. Sanierung | <ul style="list-style-type: none"> - Ersatzfrist fossile Heizungen nur durch erneuerbare Energie (+ Ausnahmen) - Erhöhung Zielsetzung für energ. Sanierung |

Tabelle 2: Strategische Landkarte der Konferenz kantonaler Energiedirektoren (EnDK) zur Entwicklung der kantonalen Gebäudepolitik (EnDK 2016, Leitbild Gebäudepolitik 2050)

Wirkungszusammenhang künftige Entwicklung: Die Stossrichtung ist klar. Wird die Planung in etwa umgesetzt und bleiben alle anderen Faktoren konstant, führen diese Vorschriften zu einer starken Abnahme der Nachfrage nach Erdgas im Gebäudebereich. Die Wirkung auf erneuerbares Gas ist von seiner klimapolitischen Bewertung abhängig.

Politische Rahmenbedingungen: Förderung im Gebäudebereich

Bund und Kantone fördern seit Jahren die energetische Sanierung von Gebäuden und den Einsatz von erneuerbaren Energien. Von 2010 bis 2016 wurden dafür rund 200 Mio. Fr. pro Jahr an Gebäudeeigentümer ausbezahlt. Das Parlament diskutiert derzeit (Herbst 2019) im Rahmen der Beratung zur Totalrevision des CO₂-Gesetzes über die die Höhe, zeitliche Dauer und Modalitäten der künftigen Förderung in diesem Bereich.

Wirkungszusammenhang: Unter der Annahme, dass alle anderen Faktoren konstant bleiben, führt die Förderung im Gebäudebereich zu einer Abnahme der Nachfrage nach Gas in Gebäuden, da diese weniger Wärme verbrauchen und vermehrt auf erneuerbare Energien wechseln (erneuerbare Gase werden nicht gefördert).

Technische Entwicklungen (Konkurrenztechnologien)

Gemäss dem allgemeinen Vorgehen werden in Tabelle 3 technologische Entwicklungen einzeln betrachtet und bewertet.

| Technologie | Beschrieb | Wirkung |
|--|--|---|
| Wärmepumpen | starke Entwicklung und grosser Anstieg Effizienz über die letzten 20 Jahre. Heute Weiterentwicklung in kleineren Schritten. | hemmend für Gas, weil stärkerer Konkurrent |
| Energieverbände mit erneuerbaren Energien | Insbesondere in urbanen, dicht bebauten Gebieten kann die leitungsgebundene Verwendung von erneuerbaren Energien (Nutzung von Umweltwärme und Abwärme) bestehende Gasnetze stark konkurrieren. Gas kann in diesen Energieverbänden noch zur Deckung der Spitzenlast eingesetzt werden. | potenziell hemmend für Gas, da Substitution insbesondere Gebieten, die attraktiv sind für die leitungsgebundene Energieversorgung |
| Gas-Wärmepumpen | Noch nicht verbreitet, Konkurrenzfähigkeit gegenüber elektrischen Wärmepumpen unsicher | potenziell hemmend für Gas, da meist als Ersatz von herkömmlichen Gasheizungen |
| synthetisches Erdgas (synthetic natural gas SNG) | Möglicher Einsatz als Speicher bei Überproduktion von erneuerbarem Strom | potenziell hemmend für konventionelles Erdgas, aber fördernd für nötige Infrastruktur auf Ebene P2G-Produktion, Gas-Transportnetz und GuD |
| synthetischer Wasserstoff | Möglicher Einsatz als Speicher bei Überproduktion von erneuerbarem Strom | potenziell hemmend für konventionelles Erdgas wie auch für den Bedarf an Verteilnetzen |
| Mini-Blockheizkraftwerke | Entwicklung auf Einzel-Gebäude Ebene (EFH und MFH), Einsatz in Deutschland, in Form von Brennstoffzellen, Wettbewerbsfähigkeit unsicher. | potenziell fördernd, Option für Winterstrom. |
| Quartier-WKK mit Wärmeverbund | Grössere WKK-Anlagen mit Wärmenutzung im Nahwärmeverbund. Wettbewerbsfähiger mit zunehmender Grösse der Anlage | potenziell fördernd, Option für Winterstrom. |
| Mini-Methanolkraftwerke | Noch nicht verbreitet, in Entwicklung | potenziell hemmend als Konkurrent zu Gas |
| Elektromobilität | Sehr grosse Entwicklung, aktuell stärkere Dynamik als Gas in der Mobilität, insb. im Personenverkehr | hemmend für Gas als zukünftiger konkurrenzierender Energieträger |
| Gasmobilität | Noch nicht verbreitet, Konkurrenzfähigkeit gegenüber Elektromobilität unsicher. Chancen bestehen vor allem im Schwerverkehr (LNG) | fördernd für Gas |

Tabelle 3: Auswahl einiger Technologien, die potenziell zu heutigen Erdgas-Anwendungen in Konkurrenz stehen.

Energiepreise

Die bisherige Entwicklung der Energiepreise ist in Abbildung 14 dargestellt. Es zeigt sich, dass Heizöl und Erdgas ähnliche Tendenzen haben, der Preis von Heizöl jedoch viel volatiler ist. Die Gaspreise sind unter der Konkurrenzsituation von Erdöl bzw. Strom und der erneuerbaren Energien zu verstehen.

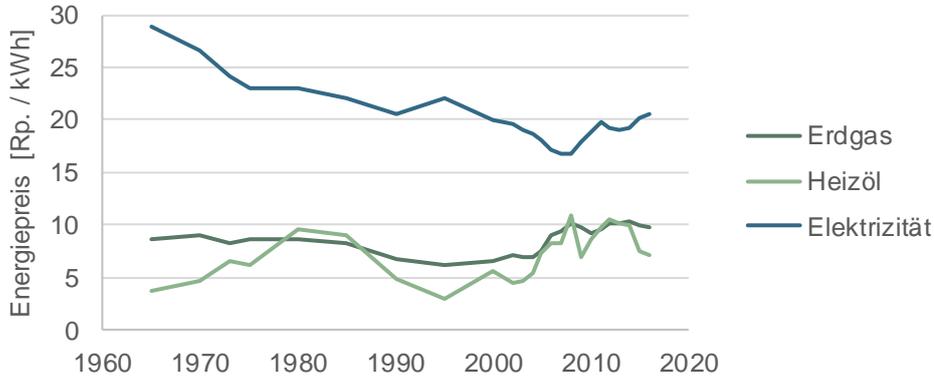


Abbildung 14: Reale Entwicklung der Energiepreise für Konsumenten zwischen 1965 und 2016 (Quelle: BFE 2017)

Abbildung 14 dient zur Veranschaulichung der relativen Entwicklung der Preise verschiedener Energieträger in den letzten 50 Jahren. In Abbildung 15 und Abbildung 16 sind Gesteungskosten der Heizsysteme mit dem entsprechenden Energieträger (Öl, Gas, Elektrizität) dargestellt. Die totalen Gesteungskosten ergeben sich aus der Summe von Kapitalkosten, Energiekosten und Unterhaltskosten.

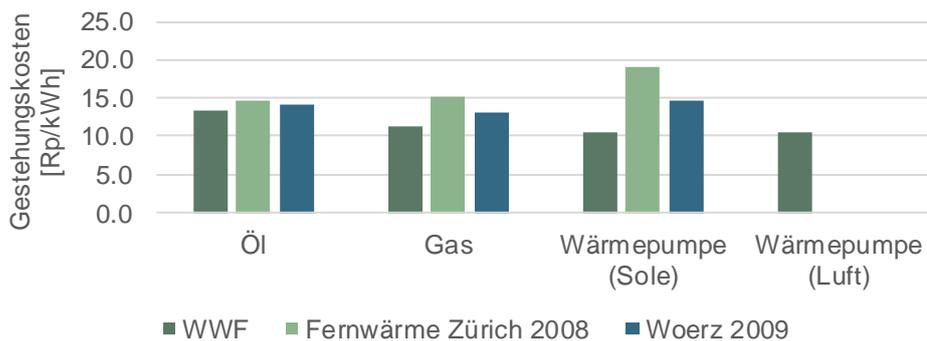


Abbildung 15: Jahreskosten in Rappen pro Kilowattstunde von verschiedenen Heizsystemen in Mehrfamilienhäusern gemäss drei verschiedenen Studien (Quellen: BFE 2011; WWF 2016)

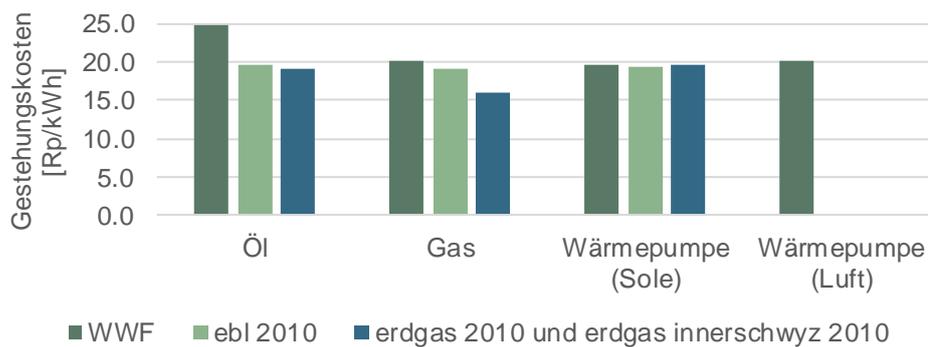


Abbildung 16: Jahreskosten in Rappen pro Kilowattstunde von verschiedenen Heizsystemen in Einfamilienhäusern gemäss drei verschiedenen Studien (Quellen: BFE 2011; WWF 2016)

Die zukünftige Entwicklung der Energiepreise ist mit grösster Unsicherheit behaftet. Es gibt zwar Tendaussagen (z.B. der IEA), doch diese sind oft nur kurzfristig und auch sehr unsicher. Eine Marktumfrage der Gasbranche 2015 zeigte, dass die Befragten kurzfristig mit einer leichten Abnahme des Erdgaspreises rechnen und danach bis 2020 eine Stabilisierung des Erdgaspreises erwarten. Die Energiepreisbildung ist sehr komplex und neben verschiedensten anderen Faktoren stark von regulatorischen Entscheidungen abhängig. Sie kann nicht verlässlich prognostiziert werden.

Wirkungszusammenhang: Ob sich die Energiepreise eher fördernd oder eher hemmend auf die Gas-Nachfrage auswirken, hängt von der Entwicklung der Preise der verschiedenen Energieträger ab. Da nicht verlässlich prognostiziert werden kann, wie sich diese relativ zueinander verändern werden, kann zum Wirkungszusammenhang keine Aussage gemacht werden.

Liberalisierung Gasmarkt

Die Verbändevereinbarung zwischen dem Verband der Schweizerischen Gasindustrie und Grosskunden energieintensiver Branchen im Jahr 2012 war ein erster Schritt in Richtung Liberalisierung des Gasmarkts in der Schweiz. Grosskunden können einen Netzzugang beantragen und ihren Lieferanten somit frei wählen. Eine weitere Liberalisierung steht zur Diskussion. Der Bundesrat hat ein Gasversorgungsgesetz erarbeitet, das er im Herbst 2019 in die Vernehmlassung geschickt hat. Er schlägt darin eine Teilmarktöffnung vor für Kunden mit einem jährlichen Verbrauch von mindestens 100'000 kWh. Diese Grenze würde rund 10% aller Gaskunden betreffen, die zusammen rund 70% des abgesetzten Gases verbrauchen.

Wirkungszusammenhang: Grundsätzlich kann angenommen werden, dass die Liberalisierung des Gasmarkts zu einem zunehmenden Wettbewerb führt. Dies kann einerseits über sinkende Preise dazu führen, dass Gas gegenüber seinen Alternativen an Attraktivität gewinnt und somit die Nachfrage steigt. Andererseits wird der Kosten- und der Leistungsdruck auf Gasversorger zunehmen, was langfristig zu einer Strukturbereinigung führen könnte. Auch betrifft eine allfällige Preisreduktion im Zuge einer Marktliberalisierung nur den Energieteil des Gesamtpreises und könnte aufgrund kleinerer Preismargen für die Netzentgelte eher ein treibender Faktor sein. Es wird somit ein neutraler Wirkungszusammenhang erwartet.

Klimawandel

Der Klimawandel wird die Erdatmosphäre weiter erwärmen. Dies führt zu einer Reduktion des mittleren Heizwärmebedarfs und einem steigenden Kältebedarf.

Wirkungszusammenhang: Eine Reduktion des mittleren Heizwärmebedarfs wirkt hemmend auf die Gasnachfrage. Auch ein steigender Kältebedarf hemmt die Gasnachfrage.

Zustimmung der Stakeholder-Gruppe zu zentralen Aussagen

Die Teilnehmenden der Stakeholder-Gruppe nehmen zu folgenden zentralen Aussagen wie folgt Stellung:

| Aussagen | Ja | Nein | Enthaltung |
|---|----|------|------------|
| 1. Die meisten relevanten Treiber führen dazu, dass im Wärmebereich die Nachfrage nach Gas zurückgeht. | 15 | 0 | 0 |
| 2. Das Bevölkerungswachstum führt zu einer Zunahme der Energiebezugsfläche und damit zu mehr Nachfrage nach Wärme. | 14 | 0 | 1 |
| 3. Zusätzlicher Wohnraum wird in Neubauten oder Ersatzneubauten geschaffen, die praktisch kein Gas mehr verbrauchen. Dadurch hat ein Bevölkerungswachstum keine Auswirkung auf die Gas-Nachfrage im Wärmebereich. | 15 | 0 | 0 |
| 4. Die energetische Erneuerung der Gebäudehüllen führt zu einer Reduktion des Wärmebedarfs. | 15 | 0 | 0 |
| 5. Eine weitere Erhöhung der CO ₂ -Abgabe führt zu einer Veränderung der Konkurrenzfähigkeit von Erdgas gegenüber anderen Energieträgern. | 15 | 0 | 0 |
| 6. Die Konkurrenzfähigkeit von Erdgas gegenüber erneuerbaren Energien nimmt ab, die Konkurrenzfähigkeit gegenüber Heizöl nimmt zu. | 15 | 0 | 0 |
| 7. Die Konkurrenzfähigkeit von erneuerbarem Gas gegenüber Erdgas und Heizöl wird besser. | 13 | 1 | 1 |
| 8. Weitergehende bzw. ergänzende klimapolitische Instrumente führen zu einer abnehmenden Nachfrage nach Erdgas im Gebäudebereich. | 15 | 0 | 0 |
| 9. Die Wirkung auf erneuerbares Gas ist dabei abhängig von seiner klimapolitischen Anrechenbarkeit. | 15 | 0 | 0 |
| 10. Die finanzielle Förderung von Energieeffizienz und erneuerbaren Energien im Gebäudebereich (u.a. Gebäudeprogramm) führt zu einer Abnahme der Nachfrage nach Gas in Gebäuden, da die Gebäude weniger Wärme verbrauchen und vermehrt auf erneuerbare Energien wechseln (erneuerbare Gase werden aktuell nicht gefördert). | 15 | 0 | 0 |
| 11. Klimawandel: Eine Reduktion des mittleren Heizwärmebedarfs wirkt hemmend auf die Gasnachfrage. | 15 | 0 | 0 |
| 12. Ein steigender Kältebedarf führt zu einer zusätzlichen Reduktion der Gasnachfrage aufgrund von vermehrtem Einsatz von Wärmepumpen | 15 | 0 | 0 |

Quellen:

- Bundesrat 2019: Gasversorgungsgesetz: Erläuternder Bericht zur Vernehmlassungsvorlage, September 2019.
- BAFU 2015: Wirkungsabschätzung CO₂-Abgabe
- BAFU 2016: Faktenblatt, CO₂-Emissionsfaktoren des Treibhausgasinventars der Schweiz
- BFE 2011: Die Zukunft leitungsgebundener Energieversorgungssysteme
- BFE 2012: Prognos, Die Energieperspektiven für die Schweiz 2050
- BFE 2014: Energetische Erneuerungsraten im Gebäudebereich
- BFE 2017: Gesamtenergiestatistik 2016
- BFS 2015: Bevölkerungsszenarien 2015-2045, [Link](#)
- BFS 2015: Gebäude nach Kanton, Gebäudekategorie, Bauperiode, Heizungsart und Warmwasserversorgung sowie deren Energieträger, [Link](#)
- BFS 2016: Gebäude nach Kanton, Gebäudekategorie, Heizungsart, Warmwasserversorgung, Energieträger und Bauperiode, [Link](#)
- BFS 2017: Bruttoinlandsprodukt 1995 -2016
- BFS 2017: Ständige Wohnbevölkerung 1861-2016
- BR 2017: Botschaft zur Totalrevision des CO₂-Gesetzes nach 2020
- Bulletin 2017: Ausgabe 02/17, Mark Wunderlich, Die MuKE n 2014
- EnDK 2016: Gebäudepolitik 2050, Ein Leitbild der EnDK zur langfristigen Entwicklung der interkantonalen Gebäudepolitik
- EVU Partners: Gasmarkt Schweiz 2013
- EVU Partners: Gasmarkt Schweiz 2015
- Gebäudeprogramm 2017: Das Gebäudeprogramm im Jahr 2016, Jahresbericht.
- IGRC 2017: Using Natural Gas Network For Transporting H₂
- Medienmitteilung des Bundes 03.07.2015, [Link](#)
- Medienmitteilung des Bundes 11.07.2017, [Link](#)
- NREL 2013: Blending H₂ in Natural Gas Pipeline
- PSI 2017: Potenzialstudie Stromproduktionsanlagen
- VSE 2018: Wärme-Kraft-Kopplung (WKK)
- WWF 2016: Rechner Heizkostenvergleich

c) Welche Gas-Nachfrage nach welchem Verwendungszweck wird für die Zukunft angenommen?

In diesem Kapitel wird die künftige Gas-Nachfrage im Kontext des «Basisziels» des Projektes von -80% CO₂-Emissionen bis 2050 (siehe Vorwort, Basisziel entspricht in etwa dem Bundeszenario «Neue Energiepolitik») betrachtet. Als Sensitivität zum Basisziel wird jeweils das Paris-konforme Ziel von netto-Null-Emissionen bis Mitte Jahrhundert auch analysiert. Da die Energieperspektiven dieses Ziel in keinem Szenario abbilden, werden hierzu keine Zahlen dargestellt.

Energieperspektiven

Abbildung 17 zeigt den Schweizer Endenergieverbrauch nach Verbrauchergruppen gemäss dem Szenario „Weiter wie bisher“ der Energieperspektiven des Bundes.

In den **privaten Haushalten** wird der Gas-Endverbrauch entgegen der Entwicklung des Gesamtverbrauchs in gewissen Gebieten noch einige Zeit ansteigen, da Gas insbesondere zum Ersatz von Ölheizungen eingesetzt wird. Erst ab circa 2025 wird damit gerechnet, dass auch der Gasverbrauch abnimmt. In grösseren Städten mit tiefem Anteil an Ölheizungen und starkem Zubau von Wärmeverbänden geht der Gasabsatz bereits heute zurück. Der Anteil am Gesamtverbrauch sinkt nur leicht, da Gas in den privaten Haushalten auch zukünftig für Raumwärme und Warmwasser eingesetzt werden wird. Diese beiden Verwendungszwecke machen auch 2050 noch den Grossteil des Energieverbrauchs der Haushalte aus.

Im **Dienstleistungssektor** soll der Gasverbrauch bereits ab heute zurückgehen. Gas verliert zunehmend an Bedeutung in diesem Sektor, für dessen Gesamtverbrauch bis 2050 gar eine Zunahme angenommen wird. Dies hat damit zu tun, dass vor allem der Anteil der Energie für Raumwärme stark abnimmt und Verwendungszwecke wie Klima/Lüftung oder Antriebe/Prozesse wichtiger werden, in denen sehr wenig oder kein Gas als Energieträger eingesetzt wird. Der Dienstleistungssektor umfasst folgende Branchen: Handel, Kredit/Versicherung, Gesundheit und Soziales, Erziehung und Unterricht, Gastgewerbe, Übrige Dienstleistungen, Landwirtschaft und PHH (Ferien- und Zweitwohnungen, Gemeinschaftszähler Mehrfamilienhäuser).

In der **Industrie** geht man ebenfalls von einem leichten Rückgang der verbrauchten Menge Gas aus, analog zum Gesamtenergieverbrauch. Der Anteil des Gasverbrauchs am Gesamtverbrauch bleibt ab circa 2020 konstant. Dies hat damit zu tun, dass der Verbrauchsanteil für Raumwärme und Prozesswärme bedeutend bleibt. Vor allem für Letzteres ist Gas nicht einfach zu ersetzen (bei Temperaturen bis 100 °C kann ein Teil der Wärme mittels WP gedeckt werden, während für Hochtemperaturen weiterhin Erdgas zum Einsatz kommen wird; siehe auch Kapitel d)) und bleibt ein wichtiger Energieträger. Der Industriesektor umfasst die 2-Steller 05 bis 43 gemäss NOGA 2008-Klassifikation (Bergbau und Gewinnung von Steinen und Erden, verarbeitendes Gewerbe/Herstellung von Waren, Wasserversorgung/Abwasser- und Abfallentsorgung und Baugewerbe).

Im Sektor **Verkehr** spielt Erdgas als Energieträger sowohl heute wie auch 2050 eine sehr untergeordnete Rolle. Selbst bei stark sinkendem Gesamtverbrauch steigt der Gasanteil nicht über 1 %.

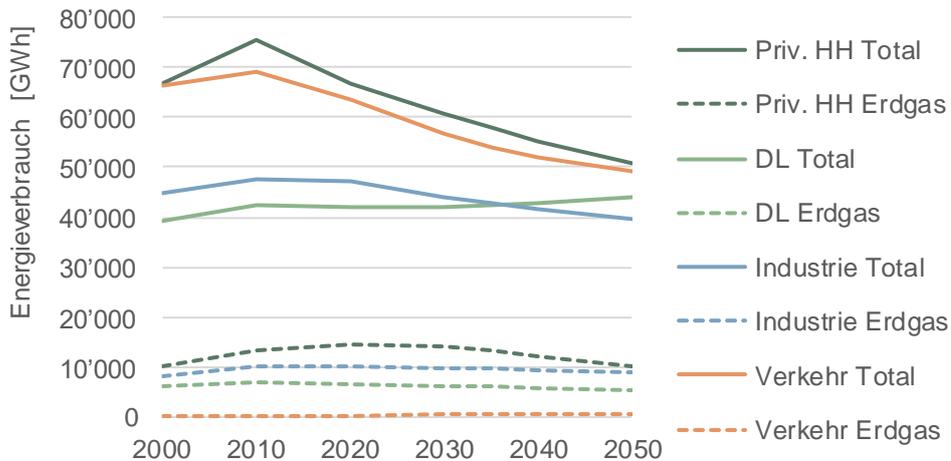


Abbildung 17: Schweizer Endenergieverbrauch total und von Erdgas nach Verbrauchergruppen zwischen 2000 und 2050 gemäss Szenario Weiter wie bisher (Quelle: BFE 2012, Energieperspektiven 2050)

Abbildung 18 zeigt den Schweizer Energieverbrauch zur Stromproduktion. Der Anteil des Energiebedarfs, der durch Erdgas gedeckt wird, steigt von 3 % im Jahr 2010 auf 24 % (Variante C&E), respektive gar auf 45 % (Variante C). Erdgas macht jeweils praktisch den gesamten fossilen Anteil in der Stromproduktion aus.

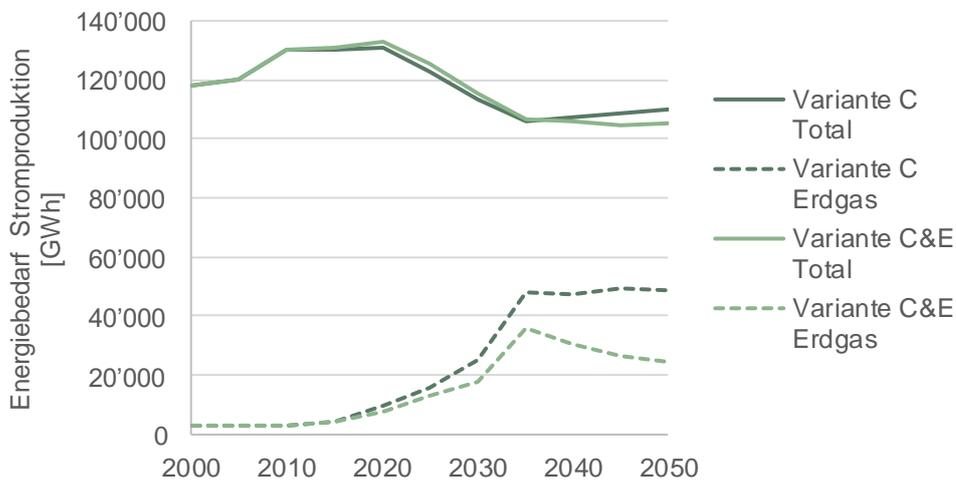


Abbildung 18: Schweizer Energiebedarf für die Stromproduktion im Umwandlungssektor nach Stromangebotsvarianten zwischen 2000 und 2050 gemäss Szenario Weiter wie bisher (Quelle: BFE 2012)

Abbildung 19 zeigt den Schweizer Endenergieverbrauch nach Verbrauchergruppen gemäss dem Szenario Neue Energiepolitik der Energieperspektiven des Bundes. Die Abgrenzung der Sektoren ist gleich wie im Szenario Weiter wie bisher.

Bei den **privaten Haushalten** unterscheidet sich dieses Szenario sich vom Szenario Weiter wie bisher dadurch, dass auch der Gasverbrauch vom signifikant sinkenden Gesamtverbrauch

sehr stark tangiert wird. Sowohl mengenmässig als auch anteilmässig verliert Gas als Energieträger stark an Wichtigkeit. Einerseits nimmt der Anteil der Raumwärme, der häufigste Einsatzzweck von Gas, stärker ab, andererseits werden in diesem Szenario fossile Energien allgemein stärker durch Erneuerbare substituiert.

Im **Dienstleistungssektor** nimmt der Gesamtverbrauch in diesem Szenario um rund einen Drittel ab. Entsprechend sinkt auch der Gasverbrauch stärker als beim Szenario Weiter wie bisher. Der Raumwärmebedarf nimmt unterproportional ab, sodass sich Anteil der Raumwärme am Gesamtverbrauch schwächer verringert. Da dies wiederum Haupteinsatzgebiet von Gas ist, wird Gas prozentual am Gesamtverbrauch gemessen gar etwas wichtiger als im Szenario Weiter wie bisher.

In der **Industrie** wird im Szenario Neue Energiepolitik viel weniger Energie verbraucht. Die Einsatzgebiete jedoch verändern sich ähnlich zum Szenario Weiter wie bisher. Vor allem wegen des grossen Anteils der Prozesswärme, wo Gas schwierig zu substituieren ist, resultiert ein leicht höherer Anteil von Gas als Energieträger.

Der Gesamtenergieverbrauch des Sektors **Verkehr** nimmt in diesem Szenario zwar viel stärker ab, Erdgas spielt jedoch auch hier eine vernachlässigbare Rolle.

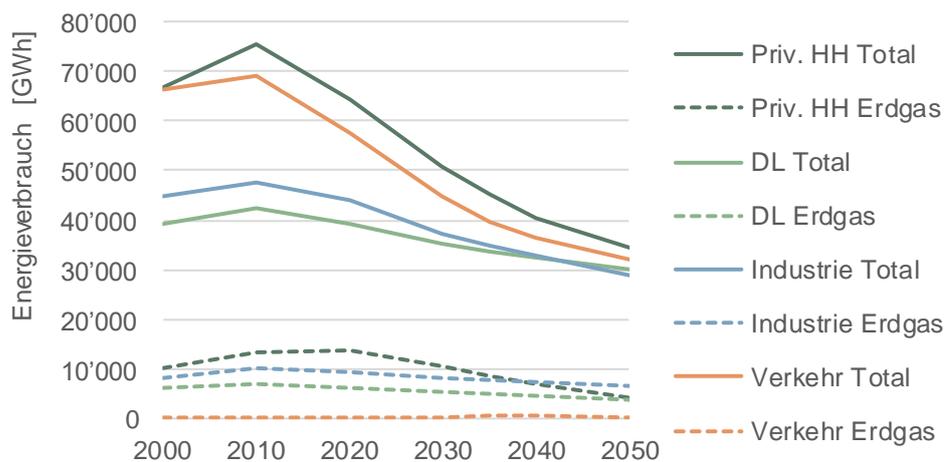


Abbildung 19: Schweizer Endenergieverbrauch total und von Erdgas nach Verbrauchergruppen zwischen 2000 und 2050 gemäss Szenario Neue Energiepolitik (Quelle: BFE 2012)

Abbildung 20 zeigt den Schweizer Energieverbrauch zur Stromproduktion im Szenario Neue Energiepolitik. Der Anteil des Energiebedarfs, der durch Erdgas gedeckt wird, steigt von 3 % im Jahr 2010 auf 7 % (Variante E), respektive auf 11 % (Variante C&E) oder auf 26 %

(Variante C) im Jahr 2050. Erdgas macht jeweils praktisch den gesamten fossilen Anteil in der Stromproduktion aus.

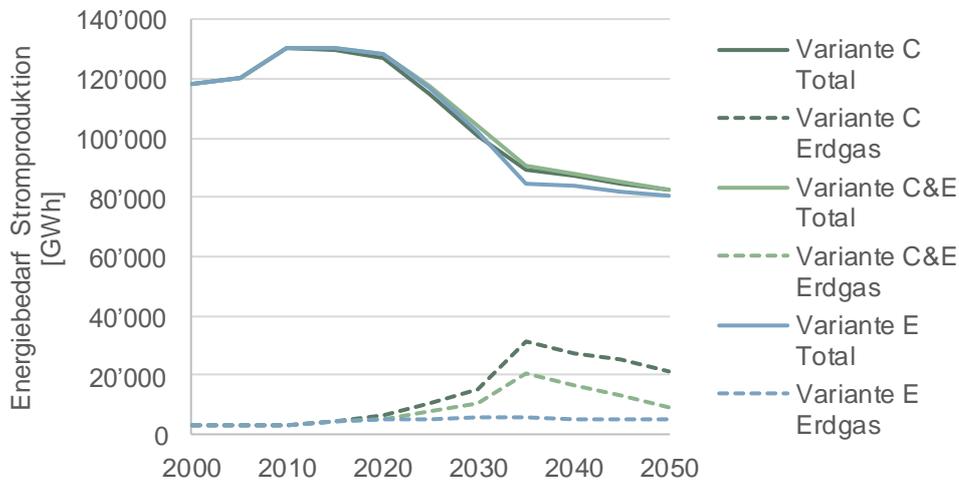


Abbildung 20: Schweizer Energiebedarf für die Stromproduktion im Umwandlungssektor nach Stromangebotsvarianten zwischen 2000 und 2050 gemäss Szenario Neue Energiepolitik (Quelle: BFE 2012)

Zukunft leitungsgebundener Energieversorgungssysteme

Eine Studie des BFE zur Zukunft leitungsgebundener Energieversorgungssysteme von 2011 hat die Entwicklung der zukünftigen Gas-Nachfrage ebenfalls modelliert. Es werden dabei im Business-As-Usual-Szenario die folgenden Annahmen getroffen: Die Anschlussquote von Neu- und Erweiterungsbauten sinkt bis 2050 von anfänglich 20 % auf 15 % und von anfänglich 40 % der Ölheizsanierenden wechseln bis 2050 nur noch 10 % zu einer Gasheizung. Diese hemmenden Faktoren werden durch einen Rückgang des mittleren Heizwärmebedarfs ergänzt. Damit ergeben sich in der Modellierung vier Zürcher Verteilnetze bereits im BAU-Szenario starke Rückgänge des Gasabsatzes von 45 – 61 %. In drei Effizienzscenarien sinkt in Gebieten ohne Biogaseinsatz der Gas-Absatz sogar um bis zu 86 %.

Gasbranche

Eine Marktumfrage der Gasbranche im Jahr 2013 zeigt, welche Entwicklungen der Gasnachfrage von der Branche selbst in den nächsten 15 Jahren erwartet werden. So erwarten beispielsweise 79 % der Befragten eine Zunahme der Stromproduktion in bisher inexistenten grossen Gaskraftwerken um über 10 %. Auch in der Wärmeversorgung und bei der Nutzung von Gas als Treibstoff erwarten jeweils knapp 2/3 der Befragten eine Zunahme von über 10 %. In den Sektoren Haushalte, Dienstleistungen und Industrie wird jeweils von gut 60 % der Umfrageteilnehmenden von einer mehr oder weniger stabilen Entwicklung der Gasnachfrage ausgegangen. Dabei wird vor allem dem Einsatz von stromproduzierenden Heizungen ein grosses Potenzial zur Erhaltung der Absatzmengen beigemessen.

Eine Marktumfrage der Gasbranche im Jahr 2015 hat die Frage gestellt, welche mengenmässige Entwicklung der Gasnachfrage die Studienteilnehmer erwarteten. Während das Szenario Weiter wie bisher der Energieperspektiven 2050 eine Gasnachfrage von rund 24 TWh im Jahr 2050 prognostiziert, wird der Wert im Szenario Neue Energiepolitik nur auf 14 TWh geschätzt. Die Gasbranche zeichnet im Schnitt ein optimistischeres Bild – zwar wird bis 2050 ebenfalls ein Rückgang der Nachfrage erwartet, jedoch nur auf circa 28 TWh. Es ist zu bemerken, dass

der Gasverbrauch für die Stromproduktion in Grosskraftwerken in den Szenarien des Bundes nicht berücksichtigt wird. Damit könnte der Bruttoenergieverbrauch von Erdgas je nach Anzahl Kraftwerken um bis zu rund 30 TWh ansteigen. Abbildung 21 zeigt die Entwicklung der erwarteten Gasverbräuche gemäss den verschiedenen Quellen.

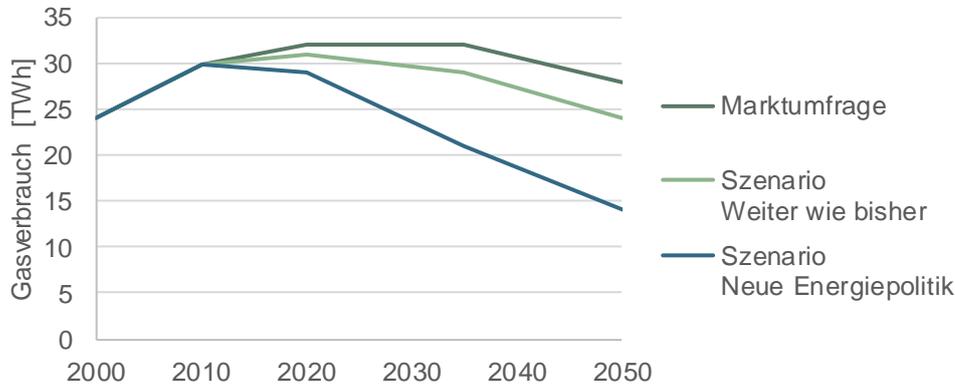


Abbildung 21: Erwartete Nachfrage nach Erdgas gemäss den Energieperspektiven 2050 des Bundes und einer Marktumfrage der Gasbranche (Quelle: EVU Partners, Gasmarkt Schweiz 2015, BFE 2012, Energieperspektiven 2050)

Zustimmung der Stakeholder-Gruppe zu zentralen Aussagen

Keine zentralen Aussagen/Abstimmungen.

Quellen:

- BFE 2011: Die Zukunft leitungsgebundener Energieversorgungssysteme
- BFE 2012: Prognos, Die Energieperspektiven für die Schweiz 2050
- EVU Partners: Gasmarkt Schweiz 2013
- EVU Partners: Gasmarkt Schweiz 2015

d) Welche Alternativen zu Gas bestehen je nach Verwendungszweck und wie sind sie zu bewerten?

Übersicht

Dieses Kapitel zeigt nach Verwendungszweck die wichtigsten Alternativen zu Erdgas auf. Es werden sowohl Alternativen betrachtet, die unabhängig zur Gasinfrastruktur sind, als auch Alternativen, die weiterhin leitungsgebunden wären und in der bestehenden Infrastruktur genutzt werden könnten. Erdgas und seine Alternativen werden nach den Kriterien «Potenzial», «Beitrag an die CO₂-Reduktion», «tiefe Kosten pro kWh» und der Entwicklung der Kosten bewertet. Dies erlaubt pro Verwendungszweck eine Beurteilung des Stellenwerts von Gas vor dem Hintergrund der CO₂-Emissionsreduktionsziele. Das Potenzial entspricht einer Schätzung des wirtschaftlichen, zusätzlichen Potenzials.

| Verwendungszweck | Beurteilung der Alternativen zu Erdgas |
|--------------------------|---|
| Raumwärme und Warmwasser | ●●●●● Es bestehen bewährte Alternativen mit besserer CO ₂ -Bilanz als Erdgas; Herausforderung bei Gebäuden mit geringer Hülleneffizienz und schwieriger Ausgangslage für Effizienzmassnahmen. |
| Prozesswärme | ●● Nötige hohe Temperaturen, deshalb begrenzte Auswahl von Alternativen; Alternativen mit besserer CO ₂ -Bilanz als Erdgas weisen begrenztes Potenzial auf. Im Vergleich der Verwendungszwecke weist Gas hier den höchsten Stellenwert auf. |
| Mobilität | ●●●●● Elektro-Mobilität bietet breit anwendbare Alternative zu Benzin und Diesel mit besserer CO ₂ -Bilanz als Erdgas (sofern Strom aus erneuerbaren Quellen verwendet wird); Herausforderung beim Güterverkehr mit schweren Strassengüterfahrzeugen. |
| Stromerzeugung | ●●●●● Bestehende Kraftwerke in der Schweiz mit besserer CO ₂ -Bilanz als Erdgas; Ausgleichsoptionen nötig zum Umgang mit Variabilität fluktuierender Energieträger. |

Bewertung mit einem 5-Punkte System von ●●●●● (sehr positive Einschätzung der Alternativen zu Erdgas) bis ● (sehr negative Einschätzung der Alternativen zu Erdgas), (Einschätzung der Akteursgruppe des Projektes)

Raumwärme und Warmwasser

| Gasheizung und Alternativen | Potenzial | Beitrag CO ₂ -Reduktion | Tiefe Kosten pro kWh heute | Entwicklung Kosten pro kWh 2050 |
|---|----------------|------------------------------------|----------------------------|---------------------------------|
| Erdgas | ●●●●● | ●● | ●●●●● | ↗ |
| Biogas | ●● | ●●● | ●● | ↗ |
| Erneuerbares synth. Gas | ●● | ●● – ●●●●● | ● | ↘ |
| Heizöl | ●●●●● | – | ●●●●● | ↗ |
| Holz | ●● | ●●●●● | ●●● | → |
| el. Wärmepumpen | ●●●●● | ●●● – ●●●●● | ●●●●● | ↘ |
| Fernwärmeverbund | ●●● | ●●●●● | ●● – ●●●●● | ↘ |
| weitere (Solar, Hybridlösungen, Abwärme, Wasserstoff, etc.) | je nach Lösung | | | |

Bewertung mit einem 5-Punkte System von ●●●●● (sehr positive Einschätzung: Grosses Potenzial; hoher Beitrag zur Reduktion der CO₂-Emissionen; tiefe Kosten) bis ● (sehr negative Einschätzung: Geringes Potenzial; niedriger oder kein Beitrag zur Reduktion der CO₂-Emissionen; hohe Kosten) (Einschätzung der Akteursgruppe des Projektes)

Zusammenfassung: Im Verwendungszweck Raumwärme und Warmwasser bestehen bewährte Alternativen zu Erdgas: Fossile Energieträger sind grundsätzlich substituierbar. Eine Herausforderung bieten Gebäude mit geringer Hülleneffizienz, insbesondere wenn die Umsetzung von

Effizienzmassnahmen nicht oder nur bedingt möglich ist. Zudem sind die Potenziale von Wärmepumpen und Fernwärmeverbunden räumlich begrenzt.

Prozesswärme

| Gas und Alternativen | Potenzial | Beitrag CO ₂ -Reduktion | Tiefe Kosten pro kWh heute | Entwicklung Kosten pro kWh 2050 |
|-------------------------|----------------|------------------------------------|----------------------------|---------------------------------|
| Erdgas | ●●●●● | ●● | ●●●●● | ↗ |
| Biogas | ●● | ●●● | ●● | ↗ |
| Erneuerbares synth. Gas | ●● | ●● – ●●●●● | ● | ↘ |
| Heizöl | ●●●●● | – | ●●●●● | ↗ |
| Holz | ●● | ●●●●● | ●●● | → |
| Abfall | ●● | ●●● – ●●●●● | ●●●● | → |
| weitere | je nach Lösung | | | |

Bewertung mit einem 5-Punkte System von ●●●●● (sehr positive Einschätzung: Grosses Potenzial; hoher Beitrag zur Reduktion der CO₂-Emissionen; tiefe Kosten) bis ● (sehr negative Einschätzung: Geringes Potenzial; niedriger oder kein Beitrag zur Reduktion der CO₂-Emissionen; hohe Kosten) (Einschätzung der Akteursgruppe des Projektes)

Zusammenfassung: Aufgrund der für Prozesswärme nötigen hohen Temperaturen stehen für diesen Verwendungszweck weniger Alternativen zur Verfügung. Es ist zwingend ein Brennstoff nötig. Alternativen mit besserer CO₂-Bilanz, insbesondere Holz oder Biogas, weisen ein beschränktes Potenzial auf. Zudem besteht in der Industrie eine tiefe Zahlungsbereitschaft für erneuerbare Wärme. Gas hat aus diesen Gründen für Prozesswärme vorerst noch einen höheren Stellenwert. Soll langfristig auch die Bereitstellung von Prozesswärme auf erneuerbare Energien umgestellt werden, müssten die beschränkt verfügbaren erneuerbaren Brennstoffe konzentriert in diesem Sektor eingesetzt werden.

Mobilität

| Gas und Alternativen | Potenzial | Beitrag CO ₂ -Reduktion | tiefe Kosten pro kWh heute | Entwicklung Kosten pro kWh 2050 |
|-------------------------|----------------|------------------------------------|----------------------------|---------------------------------|
| Erdgas | ●●●●● | ●● | ●●●●● | ↗ |
| Biogas | ●● | ●●● | ●● | ↗ |
| Erneuerbares synth. Gas | ●● | ●● – ●●●●● | ● | ↘ |
| Benzin und Diesel | ●●●●● | – | ●●●● | ↗ |
| Strom | ●●●● | ● – ●●●●● | ●●●● | ↗ |
| Wasserstoff | ●●● | ● – ●●●●● | ●● | ↗ |
| weitere | je nach Lösung | | | |

Bewertung mit einem 5-Punkte System von ●●●●● (sehr positive Einschätzung: Grosses Potenzial; hoher Beitrag zur Reduktion der CO₂-Emissionen; tiefe Kosten) bis ● (sehr negative Einschätzung: Geringes Potenzial; niedriger oder kein Beitrag zur Reduktion der CO₂-Emissionen; hohe Kosten) (Einschätzung der Akteursgruppe des Projektes)

Zusammenfassung: Die Nutzung von Strom in der Elektro-Mobilität stellt zur Substitution von Benzin und Diesel eine valable Alternative dar. Das BFE geht davon aus, dass die Elektromobilität ab 2021 am günstigsten ist. Bei Verwendung von erneuerbarem Strom bietet die Elektromobilität die Möglichkeit, die Mobilität zu dekarbonisieren. Einen Stellenwert hat Gas in Mobilitätsanwendungen, wo der Einsatz von Strom oder Wasserstoff (noch) herausfordernd ist, bspw. beim Güterverkehr mit schweren Strassengüterfahrzeugen. Das kleine Fahrzeugangebot ist momentan jedoch noch hemmend.

Stromerzeugung

| Heute | | | |
|-------------------------------|----------------|---|----------------------|
| Gas und Alternativen | Potenzial | Beitrag CO ₂ -Reduktion ³ | Tiefe Kosten pro kWh |
| Erdgas: WKK | ●●●●● | ●● | ● – ●●● |
| Erdgas: GuD | ●●●●● | ●● | ●●● |
| Biogas (WKK) | ●● | ●●● | ●● |
| Erneuerbares synth. Gas (WKK) | ●● | ●● – ●●●● | ● |
| Wasserkraft | ●● | ●●●●● | ●●●● |
| Kernenergie | ●●●●● | ●●●●● | ●●●● |
| Photovoltaik | ●●●●● | ●●●●● | ●●● |
| Windkraft | ●● | ●●●●● | ●●● |
| Biomasse und Abfall | ● | ●●● – ●●●●● | ●● |
| Import | ●●●●● | ● | ●●●● |
| weitere | je nach Lösung | | |

Bewertung mit einem 5-Punkte System von ●●●●● (sehr positive Einschätzung: Grosses Potenzial; hoher Beitrag zur Reduktion der CO₂-Emissionen; tiefe Kosten) bis ● (sehr negative Einschätzung: Geringes Potenzial; niedriger oder kein Beitrag zur Reduktion der CO₂-Emissionen; hohe Kosten) (Einschätzung der Akteursgruppe des Projektes)

3 Systemgrenzen: Beitrag zur globalen CO₂-Reduktion

| 2050 | | | |
|-------------------------|----------------|---|----------------------|
| Gas und Alternativen | Potenzial | Beitrag CO ₂ -Reduktion ⁴ | Tiefe Kosten pro kWh |
| Erdgas: WKK | ●●●●● | ●● | ●● – ●●● |
| Erdgas: GuD | ●●●●● | ●● – ●●● | ●●●● |
| Biogas | ●● | ●●● | ●● |
| Erneuerbares synth. Gas | ●● | ●● – ●●●● | ● |
| Wasserkraft | ●● | ●●●●● | ●●●● |
| Kernenergie | – | ●●●●● | ●●●● |
| Photovoltaik | ●●●●● | ●●●●● | ●●●● |
| Windkraft | ●● | ●●●●● | ●●●● |
| Biomasse und Abfall | ● | ●●●● – ●●●●● | ●●● |
| Import | ●●●●● | ●●● | ●●●● |
| weitere | je nach Lösung | | |

Bewertung mit einem 5-Punkte System von ●●●●● (sehr positive Einschätzung: Grosses Potenzial; hoher Beitrag zur Reduktion der CO₂-Emissionen; tiefe Kosten) bis ● (sehr negative Einschätzung: Geringes Potenzial; niedriger oder kein Beitrag zur Reduktion der CO₂-Emissionen; hohe Kosten) (Einschätzung der Akteursgruppe des Projektes)

Zusammenfassung: Zur Stromerzeugung besteht ein Portfolio von Technologien mit einem deutlich höheren Beitrag an die CO₂-Reduktion als der Einsatz von Erdgas. Der Einsatz von fluktuierenden Energieträgern wirft die Frage auf, wie mit dieser Variabilität umgegangen wird. Die Verfügbarkeit von Ausgleichsoptionen spielt dabei eine wichtige Rolle. Eine solche Ausgleichsoption sind Pumpspeicherkraftwerke, potenziell aber auch die Erzeugung von erneuerbarem Gas. Bei GuD-Anlagen in der Schweiz ist für die Wirtschaftlichkeit essentiell, wie die CO₂-Emissionen kompensiert werden. Bis 2050 steigen teilweise die potenziellen Beiträge zur CO₂-Reduktion, wie auch die Wirtschaftlichkeit. Insbesondere beim Import-Strom dürfte sich die Klimabilanz signifikant verbessern. Eine explizite Behandlung des Umgangs mit fluktuierenden Energieträgern und eine Differenzierung von Sommer und Winter wird Teil der Bildung der Szenarien sein.

4 Systemgrenzen: Beitrag zur globalen CO₂-Reduktion

Zustimmung der Stakeholder-Gruppe zu zentralen Aussagen

Die Teilnehmenden der Stakeholder-Gruppe nehmen zu folgenden zentralen Aussagen wie folgt Stellung:

| Aussagen | Ja | Nein | Enthaltung |
|--|----|------|------------|
| Raumwärme und Warmwasser | 15 | 0 | 0 |
| 1. Es bestehen bewährte Alternativen mit besserer CO ₂ -Bilanz als Erdgas. | | | |
| 2. Herausforderungen bestehen bei Gebäuden und Gebieten mit schwieriger Ausgangslage für den Einsatz von lokal verfügbaren erneuerbaren Energien (beispielsweise Denkmalschutz- und Umweltvorschriften, geringe Potenziale lokaler erneuerbarer Energieträger). In diesen Gebieten kann der Einsatz von erneuerbarem Gas im Verteilnetz eine Alternative bieten. | 15 | 0 | 0 |
| Prozesswärme | 15 | 0 | 0 |
| 3. Für Hochtemperatur-Prozesse lassen sich aus heutiger Sicht kaum Alternativen zu Brennstoffen finden. | | | |
| 4. Erdgas weist eine bessere CO ₂ -Bilanz als die anderen fossilen Energieträger auf. | 15 | 0 | 0 |
| 5. Andere Brennstoffe aus erneuerbaren Energiequellen und Siedlungsabfälle haben eine bessere CO ₂ -Bilanz als fossile Brennstoffe. | 15 | 0 | 0 |
| Mobilität | 15 | 0 | 0 |
| 6. Mit der Elektro-Mobilität besteht eine ernsthafte Alternative zu Benzin, Diesel und Erdgas | | | |
| 7. Erneuerbare Mobilität ist mit Elektrizität, flüssigen Treibstoffen, Wasserstoff und Gas aus erneuerbaren Quellen machbar. | 15 | 0 | 0 |
| Zubau Stromerzeugung | 15 | 0 | 0 |
| 8. Es bestehen erneuerbare Alternativen zur fossilen Stromerzeugung. | | | |
| 9. Diese Alternativen fallen mehrheitlich fluktuierend an (Photovoltaik, Wind). Herausforderungen bestehen insbesondere in Zeiten von geringem Windaufkommen und geringer Sonneneinstrahlung (Dunkelflaute) und in Bezug auf die mittelfristig beschränkten Transportkapazitäten. | 15 | 0 | 0 |
| 10. Diese Alternativen fallen in der Schweiz grösstenteils im Sommer an. Für die Stromversorgung im Winter ist die Schweiz auf Energieträger aus dem europäischen Raum angewiesen. | 15 | 0 | 0 |
| 11. Erdgas kann nur vorübergehend eine Option zum Ausgleich fluktuierender Energieträger sein. Langfristig kann erneuerbares Gas eine Option sein. | 15 | 0 | 0 |

Quellen:

- BAFU 2012: *Energieholzpotenzial der Schweiz*
- eicher+pauli 2014: *Weissbuch Fernwärme Schweiz*
- EnergieSchweiz 2015: *Preise von Luft/Wasser Wärmepumpen*
- PSI 2017: *Potenzial von Stromproduktionsanlagen*
- VSG 2017: *Jahresbericht 2017*
- *Verteil- und Speicherinfrastruktur*

1.3 Faktensammlung

a) Länge Verteilnetze in der Schweiz

Das Schweizer Erdgasnetz wird in das Transportnetz (über 5 bar) und das Verteilnetz (bis 5 bar) unterteilt. Während das Transportnetz Ende 2016 2'243 km lang war, besass das Verteilnetz eine Gesamtlänge von 17'648 km. 4'693 km davon werden zwischen 1 – 5 bar betrieben. Mit 12'955 km der grösste Teil des Verteilnetzes besteht aus Leitungen unter 1 bar. Das gesamte Verteilnetz ist in den letzten 10 Jahren 17 % länger geworden (s.

Abbildung 22). Während bei einzelnen Gasversorgungsunternehmen vor allem punktuelle Ausbauten zur Umstellung von einzelnen Arealen (oft Gewerbe und Industrie) von Öl auf Gas gemacht werden, lässt sich in anderen Versorgungsgebieten ein moderater, aber ungebrochener Ausbau des gesamten Verteilnetzes beobachten.

Der Gasendverbrauch im gleichen Zeitraum beträgt zwischen knapp 28'000 und 33'500 GWh pro Jahr. Die Gegenüberstellung zeigt, dass sich die Länge der Verteilnetze und der Gesamtverbrauch im Mittel ähnlich entwickelt haben.

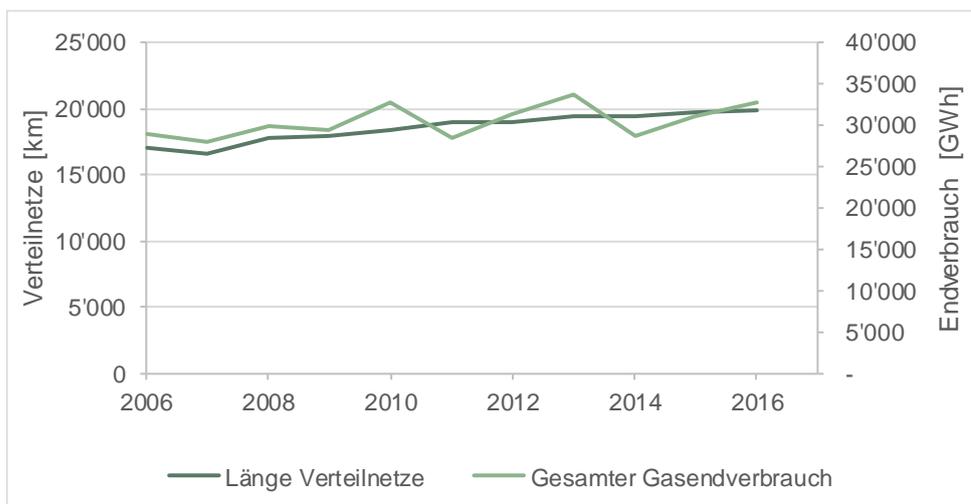


Abbildung 22: Entwicklung der Gesamtlänge des Schweizer Verteilnetzes und des gesamten Gasendverbrauchs von 2006 bis 2016 (Quelle: VSG 2017 für Verteilnetz und BFE 2017 für Endenergieverbrauch)

Die maximale Einspeisekapazität des Schweizer Gasnetzes beträgt rund 960 GWh pro Tag. Die Kapazität der Speicher (inkl. Verteil- und Transportnetz) beträgt 77.3 GWh, die maximale Nachfrage 269.3 GWh pro Tag.

Informationen zur Speicherkapazität des Verteilnetzes sind in Kapitel h) zur Speicherung von Gas in der Schweiz aufgeführt.

Quellen:

- BFE 2016: Präventions- und Notfallpläne der Schweiz für Gas
- BFE 2014: Risikoverteilung Erdgasversorgung

- *BFE 2017: Analyse des schweizerischen Energieverbrauchs 2000 – 2016 nach Verwendungszwecken*
- *VSG 2017: Jahresstatistiken 2010 – 2017*

b) n-1 Kriterium bei Verteilnetzen

In der Netzplanung spricht man vom (n-1) Kriterium oder der (n-1) Sicherheit. Sie besagt, dass in einem Netz die Netz- und Versorgungssicherheit auch dann gewährleistet bleiben soll, wenn eine der Netzkomponenten ausfällt. Dazu bedarf es einer gewissen Redundanz im System.

Für die Gasinfrastruktur wird in der EU das (n-1) Kriterium zum Beispiel so ausgelegt, dass bei Einhaltung des Kriteriums eine Gasinfrastruktur die technische Kapazität besitzt, die gesamte tägliche Gasnachfrage in einem berechneten Gebiet bei Ausfall der größten einzelnen Gasinfrastruktur während eines Tages mit aussergewöhnlich hoher Gasnachfrage (statistische Eintrittswahrscheinlichkeit: einmal in 20 Jahren) zu decken.

Die gesamte Einspeisekapazität beträgt 960 GWh pro Tag. Dazu kommt eine angenommene Ausspeisekapazität der Speicher von 22 GWh. Beim Ausfall der grössten Schweizer Einzelinfrastruktur (Messstation Wallbach), deren Einspeisekapazität rund 570 GWh pro Tag beträgt, verbleibt eine Netzkapazität von 412 GWh pro Tag. Diese übersteigt die Nachfrage aller Konsumenten (269.3 GWh pro Tag) um das Anderthalbfache (Formel N-1 = 153 %). Somit hält die Infrastruktur den Anforderungen auch unter Extrembedingungen (z.B. 7 aufeinanderfolgende Tage mit extremen Temperaturen und Spitzenlast oder 30-tägiger Ausfall der Messtation Wallbach im Winter) stand. Gemäss einem Bericht des BFE in Anlehnung an die erwähnte EU-Verordnung entspricht das Schweizer Gasnetz damit den Standards der Versorgungssicherheit.

Quellen:

- *BFE 2014: Risikobewertung Erdgasversorgung Schweiz*
- *BFE 2016: Präventions- und Notfallpläne der Schweiz für Gas*
- *EU-Verordnung 994/2010: [Link](#)*
- *Glossar zum Netzausbau: [Link](#)*

c) Eigentumsverhältnisse Verteilnetze

Die Verteilnetze gehören in aller Regel lokalen Gasversorgungsunternehmen an, die grösstenteils im Besitz der öffentlichen Hand sind. Quantitative Angaben wurden hier keine gefunden.

Quelle:

- *BFE 2016: Entflechtung der Schweizer Gasnetzbetreiber*

d) Alter und Lebensdauer

Informationen zum Alter und der bisherigen Lebensdauer des Schweizer Verteilnetzes wurden im Detail keine gefunden. Als Gedankenstütze ist in

Abbildung 23 der Schweizer Gas Endverbrauch seit 1930 dargestellt. Die Entwicklung lässt vermuten, dass der Grossteil der Schweizer Verteilnetze zwischen 1970 und 2010 gebaut wurde. Daraus lässt sich «nur» ableiten, dass das Alter der Leitungen vermutlich sehr unterschiedlich ist und mehrheitlich zwischen 15 und 45 Jahren liegt. Wie aber

Abbildung 22 zeigt, sind einige Leitungen auch gerade erst frisch verlegt worden.

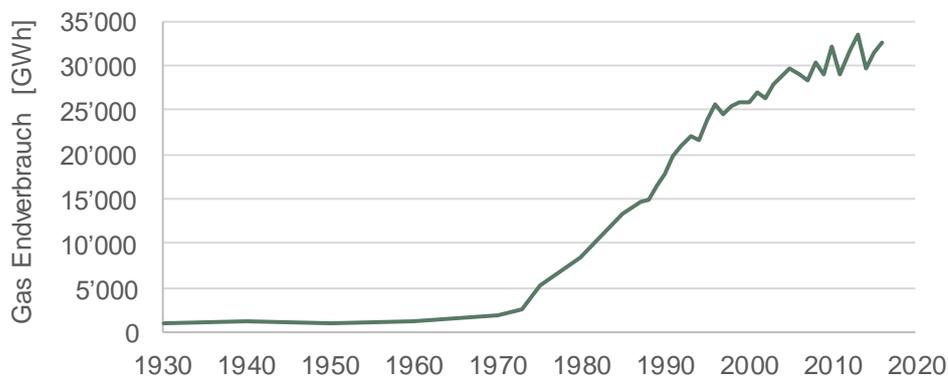


Abbildung 23: Entwicklung des Schweizer Gas Endverbrauchs in GWh von 1930 bis 2016 (Quelle: BFE 2017)

Quelle:

— BFE 2017: Gesamtenergiestatistik 2016

e) Abschreibungsdauer

In der Schweiz gibt es heute noch keine gesetzlichen Vorgaben zur Abschreibungsmethodik der Gasnetzbetreiber. Es bestehen mit dem Nemo-Manual⁵ und dem Dokument «Entgelte für regionale und überregionale Zonen» jedoch zwei Branchendokumente dazu. Darin wird eine lineare Abschreibung über die Nutzungsdauer vorgesehen. Einige der vorgegebenen branchenüblichen Nutzungsdauern sind in Tabelle 4 ersichtlich.

| Anlagenbezeichnung | Richtwert Abschreibungsdauer |
|---|------------------------------|
| Leitungen (alle Typen) | 50 Jahre |
| Zähler (Haushalte, Gewerbe, Industrie) | Eichfrist |
| Speicher (Kugelspeicher / Röhrenspeicher) | 40 Jahre / 50 Jahre |

⁵ Das Nemo-Manual ist eine integrierte Beilage zur «Vereinbarung zum Netzzugang beim Erdgas» (Verbändevereinbarung) und definiert Branchen-Standards für die Ermittlung von Netznutzungsentgelten in lokalen Erdgasnetzen. Es wird vom VSG herausgegeben.

Tabelle 4: Branchenübliche Richtwerte für Abschreibungsdauern von Gasnetzanlagen (Quelle: VSG 2016)

Eine Marktumfrage der Gasbranche 2017 hat ergeben, dass die Studienteilnehmer eine Lockerung der fix vorgegeben Abschreibungsdauern begrüßen würden. Am meisten wurde gewünscht, dass bezüglich der Nutzungsdauern grosszügige Bandbreiten zur Anwendung gelangen. Damit würde den Unternehmen mehr Flexibilität zugestanden, um unter anderem auf die Unsicherheit zu reagieren, ob die Gasinfrastruktur und besonders Verteilnetze mittelfristig überhaupt noch wirtschaftlich betrieben werden können.

Quellen:

- *BFE 2015: Frontier Economics, Studie betreffend Netzkosten und Netztarife*
- *EVU Partners 2017: Gasmarkt Schweiz 2017*
- *VSG 2016: Nemo – Basisdokument - Branchen-Standard für die Ermittlung von Netznutzungsentgelten in lokalen Erdgasnetzen*

f) Typische Renditen auf Verteilnetzen

Genauere Informationen zur aktuellen Situation bezüglich Renditen auf Verteilnetze sind mangels Transparenz nicht bekannt. Gemäss Aussagen einzelner Marktteilnehmer sind die Renditen jedoch attraktiv. Allgemein kann gesagt werden, dass die Finanzierungssituation für Gasnetzbetreiber recht gut ist, da Fremdkapital gegenwärtig zu sehr tiefen Zinsen aufgenommen werden kann.

Wie für die Abschreibungsmethodik gibt es in der Schweiz derzeit keine gesetzliche Vorgabe für die Bestimmung der Finanzierungskosten. Es wird zwischen vorgelagerten und lokalen Netzebenen unterschieden. Auf der Ebene der vorgelagerten Netze besteht eine einvernehmliche Regelung zwischen Hochdrucknetzbetreibern und dem Preisüberwacher. Auf Verteilnetzebene können Unternehmen individuell entscheiden, wie sie auf Grund ihrer finanziellen und sachlichen Voraussetzungen die Kapitalverzinsung festlegen. Dadurch ergeben sich grosse Unterschiede zwischen den Unternehmen.

Das Nemo-Manual empfiehlt für die Berechnung des kalkulatorischen Zinssatzes einen gewichteten kalkulatorischen Zins (weighted average capital cost, WACC). Der WACC soll die Kosten für Eigen- und Fremdkapital der Gasnetzbetreiber zur Finanzierung der Gasinfrastruktur decken. Er soll jedoch auch einen Anreiz bieten, die Finanzierung zu optimieren und sich zu geringeren Fremdkapitalzinsen zu finanzieren als im WACC erwartet. Eine allfällige Differenz bleibt den Gasnetzbetreibern als Rendite.

Das Manual empfiehlt für lokale Netze den Kapitalkostenansatz von 5.14 %. Dieser liegt höher als der WACC auf der Ebene der vorgelagerten Netze, was mit verschiedenen Risikoprofilen der Netzebenen zu tun habe. Eine Marktumfrage der Branche im Jahr 2017 zeigt, dass die Branche im Schnitt einen WACC von 4.98 % für lokale Netze als angemessen beurteilt (tiefer als 2015). Die Höhe des WACC gewinnt vor allem im Zusammenhang mit einer künftigen gesetzlichen Regulierung des Gasmarkts stark an Bedeutung.

Quellen:

- *BFE 2015: Frontier Economics, Studie betreffend Netzkosten und Netztarife*
- *EVU Partners 2017: Gasmarkt Schweiz 2017*

g) **Anteil Netzkosten am Gesamtpreis**

Der Anteil des Netzpreises am Gesamtpreis ist stark vom Versorgungsgebiet abhängig. Auch die Schätzungen des Preisanteils verschiedener Quellen divergieren stark.

Schätzungen für Gasendpreise in der Schweiz (Vorsteuerpreise, also um Steuer und Abgaben bereinigt) gehen je nach Kundengruppe von rund 5 bis 7.5 Rp./kWh aus.

Eine Studie des BFE von 2011 zur Zukunft leitungsgebundener Energieversorgungssysteme präsentiert empirische Daten von Netzpreisanteilen in vier verschiedenen Zürcher Versorgungsgebieten im Jahr 2008. Dort bewegen sich die Anteile der spezifischen Netzkosten am Gesamtpreis zwischen 13 % und 21 %.

In einer weiteren Studie des BFE von 2016 in der Schweiz auf 2.5 bis 3 Rp./kWh geschätzt. Damit beträgt der Anteil des Netzpreises am Gesamtpreis schätzungsweise zwischen 30 % und 60 %.

Spezifischen Netzkosten für Industriekunden wurden im Jahr 2017 erhoben und belaufen sich auf zwischen 0.7 und 1.8 Rp./kWh (nationale, regionale und lokale Netznutzung Schweiz ohne Mehrwertsteuer, BFE 2017). Dies ergibt einen Anteil von zwischen 10 % und 35 %. Dieser beinhaltet jedoch die internationalen Netzkosten nicht.

Quellen:

- *BFE 2011: Die Zukunft leitungsgebundener Energieversorgungssysteme*
- *BFE 2016: Studie betreffend möglicher Vorgehensweisen bei einer Öffnung des Schweizer Gasmarktes*
- *BFE 2017: Vergleich der Netznutzungsentgelte: Analyse der Einflussfaktoren auf die Entgelte für schweizerische und deutsche Gasnetze.*

h) **Speicherung von Gas in der Schweiz**

Pflichtlagerhaltung

Zur sicheren Versorgung der Schweiz besteht rechtlich unter anderem eine Pflichtlagerhaltung für Erdgas im Umfang von 4.5 Monatsumsätzen (BWL 2015). Die Pflichtlagerhaltung von Erdgas stützt sich auf das Landesversorgungsgesetz LVG und die Erdgaspflichtlagerverordnung. Die Lagerung wird für die Importeure von der Pflichtlagerorganisation «provisiogas» übernommen. Im Grundsatz sind die Pflichtlager in Form von Erdgas zu halten. Da die Voraussetzungen in der Schweiz dafür aus geologischen und wirtschaftlichen Gründen nicht gegeben sind, wird die Pflicht in Form von einer Lagerung von Heizöl extra leicht erfüllt. Dies ist möglich, da ein Teil der Gas-Grosskunden Zweistoffanlagen betreiben, die im Falle von Versorgungsstörungen von Erdgas auf Heizöl umgestellt werden können.

Speicherformen

Die nachfolgende Tabelle zeigt die heute gängigen Speicherformen und deren Nutzungszwecke

| Speicherform | Aquifer / Porenspeicher | Salzkavernen / Felskavernen / LNG | Röhren-, Kugelspeicher, Linepack (Speicherung im Netz) |
|------------------------|---|--|--|
| Speichervolumen | Gross, 1'000 Mio. Nm ³ | Mittel, 25 – 60 Mio. Nm ³ | Klein, 0.02 – 2 Mio. Nm ³ |
| Kosten | Tief | Hoch | Sehr hoch |
| Nutzungszweck | <ul style="list-style-type: none"> - Saisonale Speicherung - Strategische Reserve in Versorgungskrise, garantiert Unabhängigkeit von Westeuropa gegenüber Lieferländern | <ul style="list-style-type: none"> - Spitzenlastversorgung (Peakshaving) bis 30 Tage bei Kältespitzen - Für Schweiz auch strategische Reserve bei Versorgungsengpässen | <ul style="list-style-type: none"> - Tageausgleich - Spitzenlastversorgung für Lokalnetz, bei Kältespitzen max. 2 Tage |

Tabelle 5: Speicherformen (GVM 2016)

Speicherung in der Schweiz

Die Speicherung von Gas erfolgt heute in der Schweiz mittels Netzpuffer (line pack) sowie in Kugel- oder Röhrenspeichern. Die Speicherung im Netz selber wird aufgrund von nutzbaren Druckschwankungen ermöglicht. Tabelle 6 zeigt die Speicherkapazität der verschiedenen Netzkomponenten in der Schweiz. Die physisch in der Schweiz liegenden Kapazitäten sind sehr gering. Zum Peakshaving in Kältespitzen und zur Absicherung gegen Versorgungsstörungen ist die Schweiz an einem französischen Erdgasspeicher in Etrez (Frankreich) beteiligt, das mit 1,5 TWh über 90 % der «Schweizer» Kapazität ausmacht. Die Speicherquote für Gas (Speicherkapazität geteilt durch Jahresverbrauch) beträgt für die Schweiz rund 5 %.

Das Verteilnetz trägt nur einen sehr geringen Anteil bei und ist damit für die (saisonale) Speicherung irrelevant. Die Jahresdurchschnittsleistung des Schweizer Gas Bruttoenergieverbrauchs von 4.1 GW könnte mit der Speichermenge des inländischen Netzes (Netzattung in allen Netzstufen, Kugel- und Röhrenspeicher) für knapp einen Tag gedeckt werden.

| Art der Speicherung | Speicherkapazität [GWh] |
|---|-------------------------|
| Transitleitung | (14.4) |
| Transportnetz | 28.4 |
| Verteilnetz | 0.2 |
| Kugel- und Röhrenspeicher | 48.7 |
| Beteiligung an Erdgasspeicher in Etrez (F), Salzkaverne | 1'510.0 |
| Total | 1'587 – 1'602 |

Tabelle 6: Speicherkapazität des Schweizer Erdgasnetzes. Die Speicherkapazität der Transitleitung entspricht der Speicherkapazität des von Swissgas gehaltenen Anteil von 27.3 % an der Leitung. Es ist nicht abschliessend geklärt, inwieweit diese als Speicher genutzt werden kann (Quelle: IET 2016)

Speicherung in Nachbarländern

In benachbarten Ländern sind die Speicherkapazitäten und -quoten für Gas viel grösser als in der Schweiz (siehe Tabelle 7). In den Nachbarländern bestehen grosse Poren- und Kavernenspeicher, die auch eine saisonale Speicherung erlauben. In jedem Land (ausser Liechtenstein) ist die Speicherkapazität deutlich höher als der Schweizer Jahresverbrauch (Faktor 3 bis Faktor 8).

| Land | Speicherkapazität [GWh] | Jahresverbrauch 2015 [GWh] | Speicherquote |
|-------------|-------------------------|----------------------------|---------------|
| Schweiz | 1'600 | 31'400 | 5 % |
| Deutschland | 260'300 | 667'700 | 39 % |
| Frankreich | 134'600 | 355'000 | 38 % |
| Italien | 187'600 | 433'600 | 43 % |
| Österreich | 94'600 | 60'300 | 157 % |

Tabelle 7: Speicherkapazität des Erdgasnetzes in der Schweiz und in ihren Nachbarländern (Quellen: IEA 2018; IET 2016; GSE 2016)

Speicherung in Europa im Jahresverlauf

«Gas Infrastructure Europe» (GIE) repräsentiert Gasunternehmen aus 26 europäischen Ländern und stellt Daten zur Gasspeicherung in Europa zur Verfügung. Die Zahlen für 2018 zeigen, dass die Speicher ihren Höchststand im Oktober/November erreichen (siehe Abbildung 24, entspricht rund 85% Füllstand). Eingespiessen wird vor allem von April bis und mit September (siehe Abbildung 25). Die Einspeisekapazität liegt bei rund 11'500 GWh/d und wird im Monatsdurchschnitt nicht einmal zur Hälfte in Anspruch genommen.

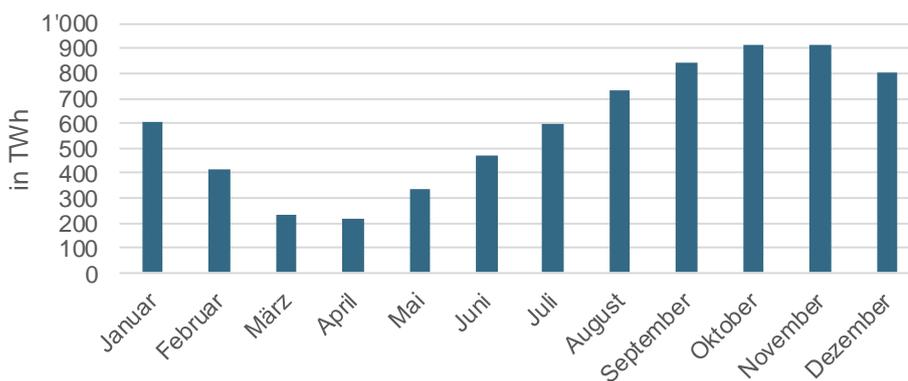


Abbildung 24: Durchschnittliche monatliche Speicherstand der Erdgasspeicher in Europa im Jahr 2018 (Quelle: agsi.gie.eu)

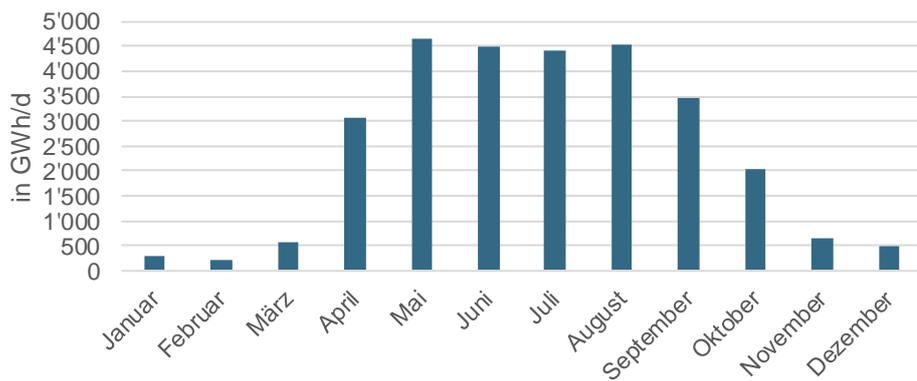


Abbildung 25: Über den Monat gemittelte tägliche Einspeisung in die Speicher im Jahr 2018
(Quelle: agsi.gie.eu)

Quellen:

- *Bund: Landesversorgungsgesetz LVG* ([Link](#))
- *Bund: Erdgaspflichtlagerverordnung* ([Link](#))
- *BWL 2015: Bericht zur Vorratshaltung 2015*
- *GSE 2016: Statistics European Storage*
- *GVM 2016: Speicherung von Erdgas, Vortrag an der Gastagung 2016*
- *IEA 2018: Statistics, [Link](#) (Beispiel Endenergieverbrauch Frankreich, andere Länder aus Abfrage der Datenbank)*
- *IET 2016: Speicherkapazität von Erdgas in der Schweiz*
- *Website: agsi.gie.eu*

i) Verteilung Gasabsatz über Verteilnetze

Es wurde keine quantitativen Angaben dazu gefunden, wieviel Prozent der Energiemenge über die 10 % am stärksten genutzten Verteilnetzleitungen verläuft.

1.4 Offene Fragen

- a) Welches sind die wichtigsten Treiber, die heute zu einem Ausbau oder zur Stilllegung eines Verteilnetzes führen?

Die wichtigsten Treiber sind generell die gleichen wie für die künftige Gasnachfrage (siehe Kapitel 1.2b)). Die Treiber wirken sich jedoch teils unterschiedlich auf die Gasnachfrage und die Gasinfrastruktur aus.

Die politischen Entscheide der Gemeinden haben bei der Gasinfrastruktur meist noch eine wichtigere Rolle als bei der Gasnachfrage. Die Gemeinden entscheiden über kommunale Energieplanungen, Investitionen sowie Desinvestitionen in Verteilnetze und über die Finanzierung der Investitionen.

Ein weiterer Treiber sind die kantonalen Richtpläne für Energie, welche vorgeben, welche Themen ein kommunaler Energierichtplan abdecken muss. In der Praxis zeigt sich aber, dass sich Gemeinden beim Ausbau der Gasversorgung nicht immer an den kantonalen Richtplan halten.

- b) Welches ist der finanzielle Wert der Verteilnetze?

Grundlegende Aspekte

Bezüglich dem Wert des Verteilnetzes werden in der Praxis oft der Buchwert und der Ertragswert verwendet. Der Buchwert zeigt den finanziellen Wert der Infrastruktur, der in der Bilanz des Eigentümers steht. Der Buchwert sollte nach dem Grundsatz von «true and fair» bestimmt werden, den realen Wert zeigen und somit keine stillen Reserven beinhalten. Der Buchwert ermittelt sich unter Berücksichtigung von Investitionen (Anschaffungskosten), allfälligen Desinvestitionen und den jährlichen Abschreibungen, das heisst anhand von Bestandsgrössen. Da die Abschreibungen in der Praxis oft linear erfolgen, d.h. ohne Berücksichtigung relevanter Rahmenbedingungen, die einen Einfluss auf den Wert der Infrastruktur haben können (z.B. Verkürzung der Abschreibungsdauer aufgrund geplanter Stilllegungen), zeigen die Buchwerte teils nicht die realen Werte der Infrastruktur.

Der Ertragswert ermittelt sich anhand von künftigen Erträgen, d.h. von Flussgrössen. Die ermittelten Werte hängen stark von den angenommenen Faktoren, d.h. der künftigen Nachfrage, den künftigen Gaspreisen, der Bruttomarge und dem internen Zinssatz ab. Der Ertragswert hängt stark von den regulatorischen Rahmenbedingungen ab, da diese einen grossen Einfluss auf künftige Erträge und die Bruttomarge haben. Somit sollten sie bei der Berechnung des Ertragswerts angemessen berücksichtigt werden.

Ein weiterer wichtiger Aspekt ist, dass Veränderungen am Verteilnetz oder deren Bewirtschaftung nicht nur einen Einfluss auf den Wert des Verteilnetzes haben, sondern auch auf den Wert der vorgelagerten Netze.

Finanzieller Wert der Schweizer Gasinfrastruktur

In verschiedenen Dokumenten beziffert der VSG den Wiederbeschaffungswert der Schweizer Gasinfrastruktur zwischen CHF 15 und 20 Mia. Die Methodik der Berechnung und die zugrunde liegenden Annahmen sind nicht bekannt.

Eine einfache Ermittlung des Wert des gesamten Verteilnetzes ergibt einen kalkulatorischen Buchwert von rund CHF 4.5 Milliarden. Die Berechnung basiert auf folgenden Grundlagen:

- Länge des gesamten Verteilnetzes (VSG Jahresstatistik 2010 – 2017): 17'648 km
- Angenommener kalkulatorischer Buchwert CHF 250 pro Laufmeter, basierend auf: angenommenen Investitionskosten von CHF 500 pro Laufmeter und der Annahme, dass die Verteilnetze zur Hälfte abgeschrieben sind.

Weitere Informationen zum gesamten Wert des Verteilnetzes konnten nicht gefunden werden.

Zustimmung der Stakeholder-Gruppe zu zentralen Aussagen

Die Teilnehmenden der Stakeholder-Gruppe nehmen zu folgenden zentralen Aussagen wie folgt Stellung:

| Aussagen | Ja | Nein | Enthaltung |
|--|----|------|------------|
| 1. Der kalkulatorische Buchwert der Gasinfrastruktur beträgt geschätzt rund 4.5 Milliarden Franken. ⁶ | 15 | 0 | 0 |
| 2. Mit dem Verteilnetz verbunden sind sowohl energie- und klimapolitische als auch ökonomische Aspekte. | 14 | 1 | 0 |
| 3. Die lebensdauer-basierte Ermittlung der Werte (Buchwert und kalkulatorischer Buchwert) sind risikobehaftet. | 15 | 0 | 0 |

Quellen:

- VSG 2016, *Bedeutung der Gasinfrastruktur für die Umsetzung der Energiestrategie 2050*
- VSG 2017, *Erdgas / Biogas, die Energie*
- VSG Jahresstatistiken 2010-2017

c) Wie werden sich die Speicherkapazitäten für Gas in Zukunft ändern?

Schweiz

Die heute möglichen Speichertechnologien sind im Kapitel 1.3h) beschrieben. In der Schweiz war länger ein Projekt von vier Kavernenspeichern im Grimselgebiet ob Innertkirchen geplant (Aushöhlung des Felsen und Auskleidung mit Stahl). Die Kavernen hätten etwa je eine Speicherkapazität von 280 GWh. Damit hätte eine einzige Kaverne schon mehr Kapazität als die heute bestehenden Kapazitäten im Transportnetz sowie in den Röhren- und Kugelspeichern. Das Projekt wird jedoch derzeit nicht weiterverfolgt (Stand 2019). Ein Projekt in Oberwald befindet sich derzeit in Evaluation. Planung, Bewilligung und Bau würden noch viele Jahre in Anspruch nehmen.

Ein weiteres Projekt in Planung ist ein LNG-Speicher am Rhein bei Muttenz mit einer Kapazität von rund 275 GWh. Die Erstellung eines Hubs zur Lieferung erneuerbarer Gase an

⁶ Der geschätzte Wert ergibt sich aus der Länge des Verteilnetzes von rund 17'650 km und einem durchschnittlichen Buchwert von 250 Fr. pro Laufmeter.

Verteilnetzbetreiber an diesem Standort steht zur Diskussion. Dieses Projekt ist momentan auf Stufe Vorprojekt.

Würden diese beiden Projekte realisiert, würde sich die Speicherkapazität der Schweiz knapp verdoppeln und damit die Speicherquote (Speicherkapazität zu Jahresverbrauch) von 5% auf 10% erhöhen. Beide Speicher würden im vorgelagerten Netz angegliedert werden und die Speicherkapazität des Verteilnetzes nicht vergrössern.

Zusätzlich zu diesen Projekten könnte in Zukunft die Speicherung von Compressed Natural Gas (CNG, komprimiertes Erdgas) eine weitere Option für kurz- bis mittelfristige Speicherung darstellen. CNG selbst wird als Treibstoff genutzt.

EU-28

In der EU stehen neben den Speichertechnologien, die in der Schweiz genutzt werden, auch noch Porenspeicher und Salzkavernen zur Verfügung. Die Speicherung mit Porenspeicher ist relativ günstig. Somit ist zu erwarten, dass bei einem erhöhten Speicherbedarf, dieses Speicherpotenzial genutzt wird. Zurzeit ist in der EU-28 ein Speichervolumen von rund 284 TWh geplant oder im Bau. Dies entspricht rund 20% des heutigen Speichervolumens. Wie sich der Speicherbedarf entwickeln wird, ist von verschiedenen Faktoren abhängig, u.a. ob erneuerbare synthetische Gase in Zukunft eine wirtschaftlich interessante Komponente im Energiesystem sein wird.

Zustimmung der Stakeholder-Gruppe zu zentralen Aussagen

Die Teilnehmenden der Stakeholder-Gruppe nehmen zu folgenden zentralen Aussagen wie folgt Stellung:

| Aussagen | Ja | Nein | Enthaltung |
|---|----|------|------------|
| 1. Die Speicherung in der Schweiz ist verhältnismässig teuer. | 15 | 0 | 0 |
| 2. Die heutigen Speicherkapazitäten in der Schweiz sind klein und dienen nur der kurzfristigen Speicherung. | 15 | 0 | 0 |
| 3. Die Speicherkapazitäten im Ausland sind heute gross. | 15 | 0 | 0 |
| 4. Die grossen Porenspeicher erlauben eine kostengünstige Speicherung. | 15 | 0 | 0 |

Quellen:

- *Gas Storage Europe 2016, Technical working gas volume and number of underground gas storage facilities per type*
- *GVM, Hans Wach 2016, Speicherung von Erdgas*

d) Welche Zeiträume müssen für einen Ausbau und eine Stilllegung eines Verteilnetzes eingeplant werden?

Die nachfolgende Tabelle zeigt den Zeitbedarf für den Ausbau und eine Stilllegung eines Verteilnetzes.

| Kategorie | Beschreibung | Zeitbedarf |
|----------------|--|---|
| Kleiner Ausbau | Anschluss neuer Kunden an bestehende Leitungen oder Ausbau des Netzes in neue Strassenzüge | - Beschluss und Planung: Einige Monate bis wenige Jahre - Umsetzung: Einige Monate bis wenige Jahre |
| Grosser Ausbau | Ausbau des Netzes in ein neues Quartier oder Gemeinden | - Beschluss und Planung: Einige Monate bis wenige Jahre - Umsetzung: 2 – 5 Jahre |
| Stilllegung | | - Beschluss und Planung: Einige Monate bis wenige Jahre - Umsetzung: max. 20 - 25 Jahre, kann durch Kompensationszahlungen verkürzt werden (eine Kompensationspflicht besteht nur, wenn Verträge verletzt werden). |

Tabelle 8: Grobe Schätzung für den Zeitbedarf verschiedener Bauvorhaben im Verteilnetz (Einschätzung der Akteursgruppe des Projektes)

Die Erfahrung verschiedener Gasversorger zeigt, dass die Herausforderungen in Stilllegungsprojekten mehr auf der kommunikativen als auf der technischen Ebene liegen. Kurzfristig kommunizierte Stilllegungen sind wegen der hohen Gefahr von Verzögerungen durch rechtliche Verfahren unrealistisch.

Beispiel Stilllegung der Gasversorgung in Zürich Nord:

- Beschluss des Stadtrats von 1992: Langfristig soll nur ein einziger leitungsgebundener Energieträger im Gebiet bestehen bleiben, nämlich die Fernwärme.
- 2011 hat Energie 360° AG (ehemals Erdgas Zürich) in Absprache mit der Stadt Zürich einen Fahrplan für die Stilllegung der Erdgas-Leitungen im Fernwärmegebiet Zürich-Nord ausgearbeitet.
- In der Stadt Zürich muss eine Stilllegung in der Regel mindestens 15 Jahre vor Umsetzung kommuniziert werden. Die erste Kommunikation des Vorhabens erfolgte bereits 1992. Systematisch informiert wurden die Bürger über die Stilllegung der Gasversorgung aber erst im September 2011.
- Die etappenweise bzw. quartierweise Stilllegung der Gasversorgung erfolgt zwischen 2016 und 2024.
- Die betroffenen Haushalte erhalten ein kostenloses Energiecoaching.
- Energie 360° AG entschädigt Investitionen in Erdgas-Heizungen, die vor 2012 erfolgten und folglich aufgrund der Stilllegung der Erdgas-Leitung nicht amortisiert werden können. Basis für die Berechnung der finanziellen Entschädigung sind eine individuelle Beurteilung der Sachlage sowie die Vorgaben des Schweizerischen Ingenieur- und Architektenverbandes

(SIA 480) hinsichtlich Lebensdauer von Gasheizungsanlagen. Eine Entschädigung erfolgt, sofern der noch nicht amortisierte, kumulierte Restwert 500 Franken überschreitet.

Zustimmung der Stakeholder-Gruppe zu zentralen Aussagen

Die Teilnehmenden der Stakeholder-Gruppe nehmen zu folgenden zentralen Aussagen wie folgt Stellung:

| Aussagen | Ja | Nein | Enthaltung |
|--|----|------|------------|
| 1. Ausbauten lassen sich schneller realisieren als Stilllegungen. | 15 | 0 | 0 |
| 2. Für die Umsetzung einer Stilllegung braucht es nicht die volle Ausschöpfung der Lebensdauer des Verteilnetzes sowie der kundenseitigen Infrastruktur. | 15 | 0 | 0 |
| 3. Die Umsetzungsdauer kann durch Kompensationszahlungen an den Kunden und durch einmalige Abschreibungen der Netzinfrastruktur verkürzt werden. | 15 | 0 | 0 |

Quelle:

— Stadt Zürich 2018: Ersatz Erdgas Zürich-Nord, [Link](#)

2. Biogas

2.1 Faktensammlung

a) Heutige Produktion von Biogas in der Schweiz

Bei der Vergärung von Biomasse entsteht Biogas mit einem Methangehalt von etwa 60 Prozent. Ein Aufbereitungsprozess erhöht den Methangehalt auf mindestens 96 Prozent. Das resultierende Gas nennt man in Fachkreisen «Biomethan», in der Öffentlichkeit und im Rahmen dieses Berichtes jedoch auch als Biogas.

In der Schweiz werden fünf Typen von Anlagen zur Biogasproduktion unterschieden. Es gibt Biogasanlagen in der Landwirtschaft, in Gewerbe/Industrie, von Industrieabwässern, sowie Deponiegasanlagen und Klärgasanlagen.

Die gesamte Biogasproduktion ist die Summe des ins Erdgasnetz eingespeisten und des lokal verbrauchten Biogases (inkl. Wärmeverluste). Abbildung 26 zeigt die Entwicklung der Schweizer Biogasproduktion über die letzten Jahre. Im Jahr 2017 wurden gut 1'409 GWh Biogas produziert. Das entspricht etwa 4% des gesamten Gasverbrauchs der Schweiz (Bruttoverbrauch gemäss Gesamtenergiestatistik plus nicht eingespeistes Biogas). Für die Anteile des eingespeisten Biogases und importierten Biogases siehe Unterkapitel c) und e)).

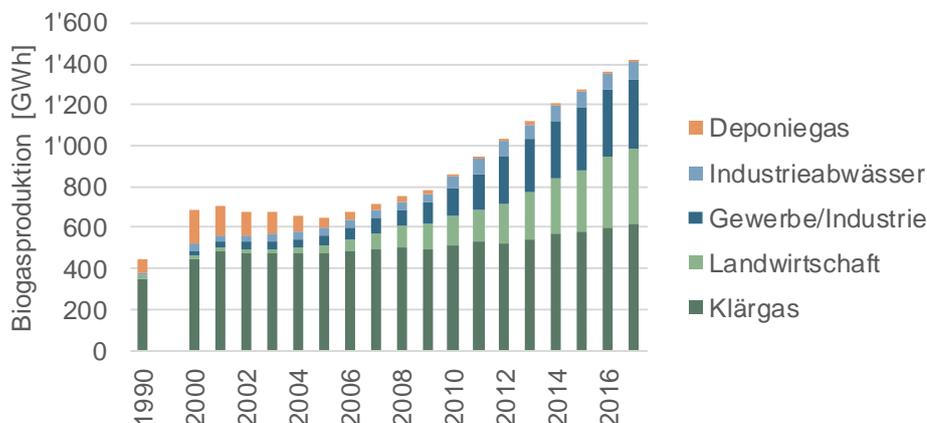


Abbildung 26: Schweizer Biogasproduktion nach Anlagentyp zwischen 1990 und 2017 (Quelle: BFE 2018)

Quellen:

- BFE 2018: Schweizerische Statistik der erneuerbaren Energien, Ausgabe 2017
- BFE 2018: Schweizerische Gesamtenergiestatistik 2017

b) Heutige Verwendungszwecke

In Abbildung 27 ist der Schweizer Biogasverbrauch für die verschiedenen Verwendungszwecke zwischen 1990 und 2017 dargestellt. Knapp 10 % (129 GWh) des Biogasverbrauchs ist dem Eigenbedarf zur Beheizung der Fermenter der Produktionsanlagen zuzuschreiben. Ein Viertel wird ins Gasnetz gespeist. Drei Viertel des Biogases werden lokal zur Wärme- und Stromproduktion verbraucht (in Wärme-Kraft-Kopplungsanlagen (WKK)). Die dabei erzeugte Wärme wird soweit möglich an Ort oder über Wärmeverbünde für Raumheizung, Warmwassererzeugung und Prozesswärme genutzt. 2017 konnte die Hälfte der in WKK-Anlagen produzierten Wärme abgenommen werden (325 GWh bzw. 23 % des Biogasverbrauchs), der Rest ging als ungenutzte Wärme verloren (Wärmeverluste von 322 GWh bzw. 23 %). Der erzeugte Strom wird ins Stromnetz eingespeist (333 GWh bzw. 24 %).

21 % bzw. 301 GWh des Biogases wurde 2017 ins Erdgasnetz eingespeist⁷. Gemäss der Jahresstatistik des VSG wurde 2017 ein Anteil von 15 % des Biogasabsatzes über das Netz als Treibstoff genutzt. Der Rest von 85% wird dem Erdgas zur Nutzung in Gebäuden beigemischt. Der Biogasverbrauch in der Industrie ist vernachlässigbar. Dank Effizienzsteigerungen bei Biogasanlagen mit Wärmekraftkopplung und der vermehrten Einspeisung von Biogas ins Erdgasnetz konnte der Anteil der ungenutzten Wärme aus WKK-Anlagen seit 1990 von 32 % auf 23 % im Jahr 2017 gesenkt werden, absolut gesehen hat sich die ungenutzte Wärme aus WKK-Anlagen jedoch von 145 GWh auf 322 GWh erhöht.



Abbildung 27: Verbrauch des Schweizer Biogases nach Verwendungszweck zwischen 1990 und 2017 (Quelle: BFE 2018; VSG 2018)

Quellen:

— BFE 2018: Schweizerische Statistik der erneuerbaren Energien, Ausgaben 2017

— VSG 2018: Erdgas/Biogas in der Schweiz, Ausgabe 2018, VSG Jahresstatistik

⁷ Zahlen des BFE, bezogen auf den unteren Heizwert. Der VSG gibt für die Einspeisung im Jahr 2017 einen Wert von 334 GWh, bezogen auf den oberen Heizwert an.

c) Anteil Biogas im Schweizer Gasnetz

Der Anteil Biogas am gesamten Schweizer Gasabsatz steigt jährlich, ist jedoch noch immer gering. Das in der Schweiz eingespeiste Biogas machte 2017 0.9 % der gesamten Gasmengen im Schweizer Gasnetz aus.

Quellen:

— *BFE 2018: Schweizerische Statistik der erneuerbaren Energien, Ausgaben 2017*

— *VSG 2018: Erdgas / Biogas in der Schweiz, VSG-Jahresstatistik, Ausgabe 2017*

d) Anerkennung von Biogas (Steuern, CO₂-Abgabe, Förderung)

Als Treibstoff (Verkehr und Stromproduktion)

Biogas, das zur Stromproduktion verwendet oder im Verkehr eingesetzt wird, gilt als Treibstoff und unterliegt in der Schweiz dem Mineralölsteuergesetz (MinöStG). Dazu gehört wegen der Stromproduktion auch Biogas, das in Wärmekraftkopplungsanlagen genutzt wird. Importiertes und im Inland hergestelltes Biogas kann steuerbefreit werden, sofern es ökologische und soziale Mindestanforderungen erfüllt in Bezug auf die Treibhausgasemissionen, die Umweltbelastung aus dem Anbau der Rohstoffe und auf die Anbauflächen und die Produktionsbedingungen. Für biogene Treibstoffe, die aus biogenen Abfällen oder Produktionsrückständen hergestellt werden, gelten die ökologischen Mindestanforderungen automatisch als erfüllt. Sie sind damit von der Mineralölsteuer befreit.

Die Stromproduktion in Biogasanlagen wird über das kostenorientierte Einspeisevergütungssystem (KEV) gefördert, welche alle Stromkonsumenten über einen Zuschlag auf die Netznutzung finanzieren (Energiegesetz). Die KEV ist jedoch auf Ende 2022 befristet. Dies betrifft die Neuaufnahme von Anlagen, bereits geförderte Anlagen erhalten die Förderung bis zum Ende ihrer Vergütungsdauer. Allerdings kann aufgrund der begrenzten Mittel und zeitlichen Befristung der KEV die bereits bestehende Warteliste nicht vollständig abgebaut werden. Für neue Anlagen besteht deshalb realistischerweise keine Chance, eine KEV-Zusage zu erhalten. Gewisse Biomasse-Infrastrukturanlagen werden mittels Investitionsbeiträgen und nicht mehr mit der KEV gefördert. Dies betrifft Kehrlichtverbrennungsanlagen und Klärgasanlagen. Die Finanzierung dieser Beiträge erfolgt auch über den Netzzuschlag.

Als Brennstoff

Da Biogas nicht fossil ist, unterliegt es als Brennstoff nicht dem Schweizer CO₂-Gesetz, das heisst es muss keine CO₂-Abgabe bezahlt werden. Für Biogas als Brennstoff gibt es keine gesetzlichen Nachhaltigkeitsanforderungen. Eine Ausnahme betrifft Biogas, das in Wärmekraftkopplungsanlagen verwendet wird und damit auch zur Stromerzeugung genutzt wird (siehe oben Regeln zu Treibstoff). Die Gasbranche bekennt sich aber zu nachhaltig produziertem Biogas und erfüllt die Nachhaltigkeitsanforderungen der Mineralölsteuerbefreiung auch für Biogas als Brennstoff. Auf freiwilliger Basis kann Biogas zudem unter dem Label naturemade star zertifiziert werden. Voraussetzung für dieses Label ist, dass das Biogas in einer Ökobilanz mindestens doppelt so gut abschneidet wie Erdgas.

Die Mustervorschriften der Kantone im Energiebereich (MuKE 2014) erkennen Biogas nicht an zur Erfüllung der Artikel 1.22 (Anforderungen an die Deckung des Wärmebedarfs von Neubauten) und 1.29 (Erneuerbare Wärme beim Wärmeerzeugersersatz). Die MuKE 2014 sind eine harmonisierte Empfehlung für die Umsetzung energetischer Bauvorschriften der Kantone, die von der Konferenz kantonaler Energiedirektoren beschlossen wird. Viele Kantone sind derzeit an der entsprechenden Revision ihrer Energievorschriften und prüfen dabei die Anerkennung von Biogas. Einzelne Kantone haben entgegen der Empfehlung Biogas unter gewissen Bedingungen anerkannt. Angesichts dieser Entwicklung hat die Konferenz kantonaler Energiedirektoren im Herbst 2019 einen koordinierten Vorschlag erarbeitet, wie eine Biogaslösung zu handhaben wäre, wenn ein Kanton dies aufnehmen möchte.

Tabelle 9 zeigt die bestehenden gesetzlichen Vorgaben, die für Biogas als Brennstoff und Treibstoff gelten. Weitere Detailvorschriften gibt es zum Umgang mit Biogas in Zielvereinbarungen, Kompensationsprojekten und in gesetzlichen Vorschriften der Kantone.

| Gesetzliche Vorgaben | Stromproduktion | Verkehr | Brennstoff |
|--|--|----------------|---------------------------------|
| Mineralölsteuer | Steuerbefreiung, sofern es ökologische und soziale Mindestanforderungen erfüllt. | | Nicht relevant |
| CO ₂ -Abgabe | Nicht relevant, da nur auf Brennstoffen | | Nicht relevant, da nicht fossil |
| Kostenorientiertes Einspeisevergütungssystem (KEV) | KEV Vergütung für die Stromproduktion | Nicht relevant | Nicht relevant |

Tabelle 9: Übersicht über die gesetzlichen Vorgaben von Biogas als Brennstoff und Treibstoff

Quellen:

- BFE 2015: *Internationaler Biogasmarkt im Brennstoffbereich, Bericht des Bundesrates in Erfüllung des Postulates 13.3004 der Kommission für Umwelt, Raumplanung und Energie des Nationalrates (UREK-N) vom 8. Januar 2013*
- BFE 2017: *Einspeisevergütung (KEV) für Kleinwasserkraft-, Windenergie-, Geothermie- und Biomasseanlagen, Faktenblatt für Projektanten, Version 1.0 vom 2. November 2017*

e) Arten des Imports von Biogas in der Schweiz

In den letzten Jahren wurde eine steigende Menge an Biogas im Ausland eingekauft. 2017 machte das importierte Biogas rund 1.2 % des gesamten Gasaufkommens aus (d.h. es wurde etwa so viel Biogas importiert wie aus Schweizer Produktion ins Netz eingespeist wurde).

Wird Biogas im Ausland in ein Erdgasnetz eingespeist, so gelangt dieses physisch gesehen stark verdünnt bis an die Schweizer Grenze. Somit ist physisch an der Zollstelle nur Erdgas vorhanden. Es wird entsprechend als Erdgas verzollt und unterliegt daher der CO₂-Abgabe bzw. der Mineralölsteuer.

Der ökologische Mehrwert des Biogases kann separat vermarktet werden. Verschiedene ausländische Biogasregister stellen Herkunftsnachweise aus, die Käufern in der Schweiz garantieren, dass für die vereinbarte Menge Biogas ins ausländische Gasnetz eingespeist wurde. Im Rahmen des European Renewable Gas Registry (ERGaR) laufen Arbeiten, ein europaweit harmonisiertes Handelssystem der Herkunftsnachweise aufzubauen.

Auf die Schweizer Treibhausgasbilanz hat der Kauf eines solchen Nachweises heute keine Auswirkung. Damit dieser Transfer der CO₂ Emissionszertifikate von einem Land ins andere möglich wird, müssen die Länder entsprechende Vereinbarungen treffen.

Quellen:

- *BFE 2015: Internationaler Biogasmarkt im Brennstoffbereich, Bericht des Bundesrates in Erfüllung des Postulates 13.3004 der Kommission für Umwelt, Raumplanung und Energie des Nationalrates (UREK-N) vom 8. Januar 2013*
- *VSG 2018: Erdgas / Biogas in der Schweiz, VSG-Jahresstatistik, Ausgabe 2017*

f) CO₂-kompensiertes Erdgas und dessen Potenzial

Verschiedene Gasversorger bieten CO₂-kompensiertes Erdgas an, zum Beispiel das CleanSolution Klimagas von SH POWER, das Gaz Vitale der Services Industriels de Genève (SIG) oder das Gas Weiss von Stadtwerk Winterthur. Es gibt unterschiedliche Wege, wie die Emissionen kompensiert werden können:

- *Eigene Projekte:* Die SIG kompensiert die Emissionen durch eigens entwickelte Projekte im Kanton Genf.
- *Internationale Zertifikate:* Stadtwerk Winterthur kompensiert die Emissionen mit internationalen Zertifikaten. Als internationale Zertifikate kommen sowohl solche vom freiwilligen CO₂-Markt als auch solche aus verpflichtenden Systemen (z.B. Emissionshandel) in Frage.
- *Schweizer Zertifikate:* Es ist auch möglich, die CO₂-Emissionen mit Schweizer Zertifikaten zu kompensieren. Auch hier kommen sowohl Zertifikate vom freiwilligen Markt als auch solche aus verpflichtenden Systemen in Frage.

Aktuell (Dezember 2018) besteht auf internationaler Ebene ein Überschuss an CO₂-Zertifikaten, das Potenzial für CO₂-kompensiertes Erdgas in der Schweiz ist deshalb sehr gross. Wie sich die Märkte in Zukunft verändern ist unklar und von politischen Entscheiden abhängig.

Quellen:

- *SH POWER: Link, Abfragedatum: 13.08.2018*
- *SIG: Link, Abfragedatum: 13.08.2018*
- *Stadtwerk Winterthur: Link, Abfragedatum: 13.08.2018*
- *Thomson Reuters 2018: CARBON MARKET MONITOR, Decreased uncertainty as carbon market reforms conclude, Review of global markets in 2018*

2.2 Offene Fragen

a) Welches ist das zusätzliche Potenzial an Biogas in der Schweiz?

Grundsätzlich wird bei Potenzialanalysen das theoretische, das nutzbare und das zusätzliche Potenzial unterschieden. Das theoretische Potenzial umfasst die maximal erschliessbare Menge an Biogas. Durch technische, ökologische, ökonomische, rechtliche und politische Restriktionen kann aber nur das nutzbare Potenzial ausgeschöpft werden. Das nutzbare Potenzial umfasst das bereits genutzte und das noch nicht genutzte und somit zusätzliche Potenzial.

In Abbildung 28 sind die Biogaspotenziale in der Schweiz gemäss einer aktuellen umfassenden Studie (SCCER Biosweet 2017) dargestellt⁸. Das zusätzliche Potenzial für Biogas aus nicht verholzter Biomasse liegt bei netto⁹ 3.4 TWh und besteht vorwiegend aus Hofdünger und Grün- gut. Verholzte Biomasse weist ein zusätzliches Potenzial von 1.9 TWh auf, vorwiegend aus Waldholz (1.2 TWh)¹⁰. Dabei hat SCCER Biosweet (2017) die Konkurrenz zwischen stofflicher und Energienutzung bereits berücksichtigt¹¹. Das gesamte zusätzliche Potenzial beträgt daher 5.3 TWh. Vom zusätzlichen Potenzial aus verholzter Biomasse wird aus heutiger Sicht künftig der grösste Anteil für Wärme und Strom verbrannt und nicht für die Produktion von Biogas eingesetzt werden. Der Fokus liegt im Folgenden deshalb auf dem zusätzlichen Potenzial von Biogas aus nicht verholzter Biomasse.

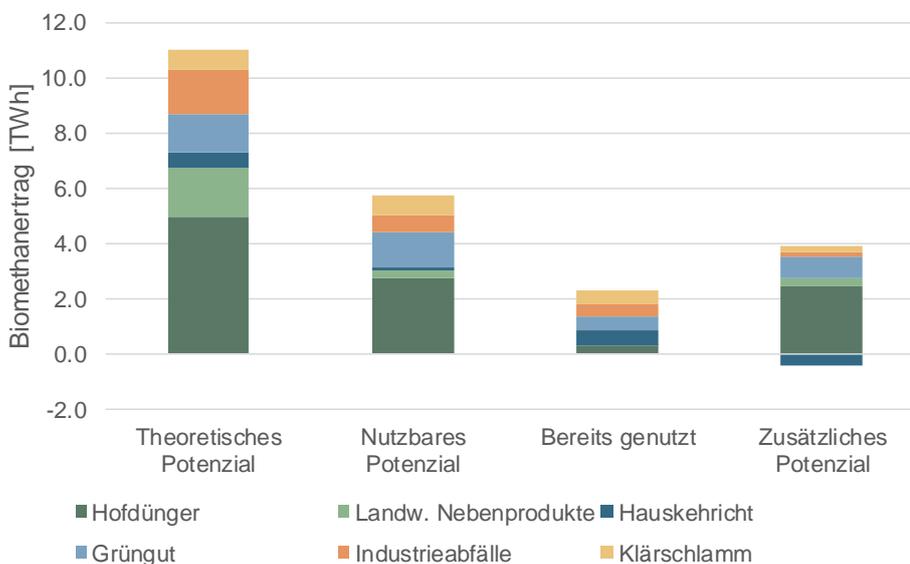


Abbildung 28: Biogaspotenzial aus nicht verholzter Biomasse in der Schweiz (Quelle: SCCER Biosweet 2017)

⁸ Das bereits genutzte Potenzial liegt gemäss dieser Studie bei 2.1 TWh und damit deutlich höher als die Nutzung gemäss Statistik der erneuerbaren Energien (siehe Kapitel 2.1a)). Dies ist vermutlich auf Doppelzählungen zurückzuführen, so wurde beim Hofdünger für die heutige Nutzung angenommen, dass der Ertrag aller landwirtschaftlichen Biogasanlagen von Hofdünger stammt, obwohl ein Teil von Grün- gut oder landwirtschaftlichen Nebenprodukten stammt, die jedoch separat berechnet und zum Hofdünger addiert wurden.

⁹ Brutto 3.9 TWh minus 0.4 TWh weniger Biogas aus Hauskehricht, da angenommen wird, dass künftig weniger Biomasse in den Hauskehricht, sondern neu als Grün- gut gesammelt wird.

¹⁰ Basierend auf SCCER Biosweet 2017 (Angaben in Primärenergie) und der Annahme eines Wirkungsgrades Holz -zu- Methan von 50%.

¹¹ Der Bund sieht in seiner Ressourcenpolitik vor, dass Holz in einer Kaskade genutzt werden soll. Das heisst, dass Holz mehrfach genutzt werden soll und zuerst mit der Nutzung, die ökologisch und aus Sicht Wertschöpfung am besten abschneidet. Entsprechend soll Holz wo möglich zuerst stofflich und erst danach energetisch genutzt werden. (BAFU, BFE und SECO 2017).

Eine ältere Studie (ACT 2012) weist ein tieferes Potenzial aus (4 statt 5.5 TWh nutzbares Potenzial), weil sie den Fokus auf den Beitrag der Landwirtschaft setzt und andere Akteure weniger betrachtet.

Eine weitere aktuelle Studie weist ein leicht höheres nutzbares Potenzial aus (6.6 TWh) und schätzt zudem, welcher Anteil davon ins Gasnetz eingespeist werden könnte (3.7 TWh, siehe Abbildung 29).

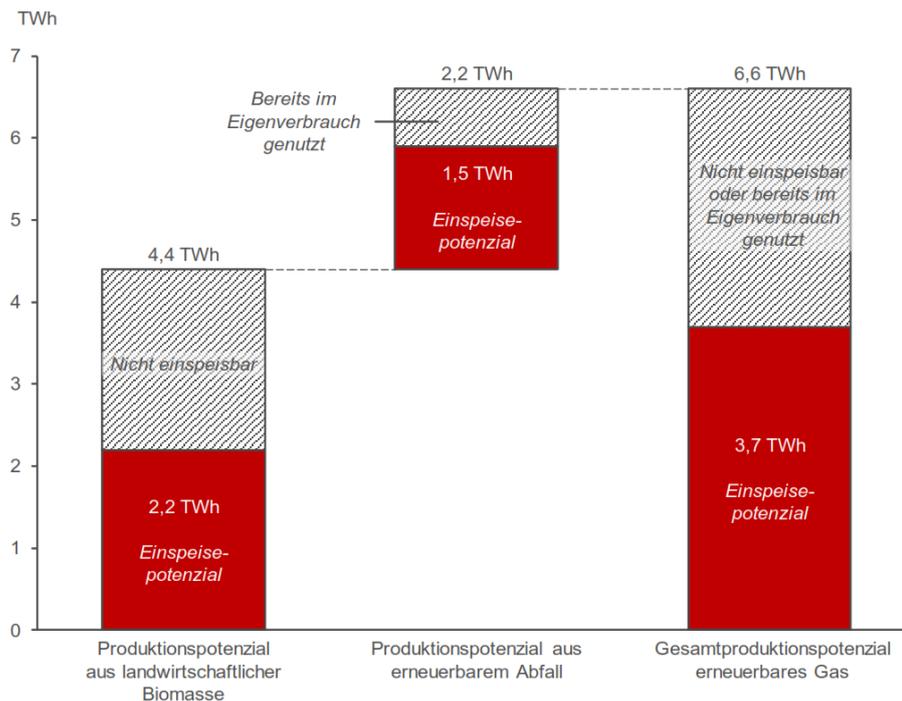


Abbildung 29: Produktionspotenzial von Biogas in der Schweiz inklusive Einspeisepotenzial ins Netz (Quelle: E-Cube 2018)

Zum Anteil des Biogases, das ins Netz eingespeist wird, gibt es erst wenige Analysen (VSG 2018, E-Cube 2018). Die oben genannte Studie gelangt nach einer Modellierung der landwirtschaftlichen Produktionspotenziale in einer Distanz von 5 km zum Gasnetz zu einem Anteil von gut 50% einspeisbarem Potenzial (die heute in Frankreich durchschnittliche Distanz beträgt 1.7 km). Die Autoren schätzen dies eher als grosszügig ein, da auch bei geringen Distanzen in manchen Fällen die lokale Wärme-Kraft-Kopplung der Aufbereitung und Einspeisung vermutlich vorgezogen wird. Bei erneuerbaren Abfällen gehen sie davon aus, dass die heute 0.7 TWh nicht eingespeiste Menge auch künftig nicht eingespeist werden. Das ergibt ein Total von einspeisbarem Gas von 3.7 TWh (E-Cube 2018). Der VSG rechnet in seiner Modellierung mit zwei unterschiedlichen Distanzen und kommt zu folgenden Resultaten: 36% des Hofdüngerpotenzials und 53% des nicht verholzten Biomassepotenzials bereits in Gemeinden mit Gasanschluss. Werden alle Gemeinden hinzugezogen, deren Gebiet 15 km um direkt gasversorgte Gemeinden liegt, sind es 94% des Hofdüngerpotenzials und 53% des nicht verholzten Biomassepotenzials. Daraus schliesst der VSG, dass der «grösste Teil» grundsätzlich erschliessbar ist, weist aber auch darauf hin, dass die Erschliessung des Potenzials jedoch teilweise mit beträchtlichem Aufwand verbunden sein dürfte. Ausgehend vom nutzbaren Potenzial von 5.7 TWh ergäbe dies mit 90% Anteil eine deutlich grössere einspeisbare Menge von 5.2 TWh.

Biogas aus Energiepflanzen (auch nachwachsende Rohstoffe «nawaro» genannt) wird in den drei Studien nicht betrachtet, da in der Schweiz ein politischer Konsens besteht, die Nahrungsmittelproduktion nicht zu konkurrenzieren. Hinter diesem Konsens stehen sowohl der Bund (BFE 2010) als auch der Verband der Schweizerischen Gasindustrie (VSG).

Der Anteil der inländischen Biogasproduktion am gesamten Gasverbrauch liegt heute bei 4%, der Anteil im Gasnetz bei knapp 1% (siehe Kapitel 1.1a)). Unter Ausschöpfung des gesamten nutzbaren Potenzials aus nicht verholzter Biomasse kann der Anteil auf 15 bis 20% erhöht werden. Geht man von einem in Zukunft geringeren Gasabsatz aus und betrachtet man nur den einspeisbaren Anteil des Potenzials liegen die maximalen Biogas-Anteile im Gasnetz im Szenario „Weiter wie bisher“ der Energieperspektiven 2050 im Jahr 2050 bei 10-15% und gemäss Szenario „Neue Energiepolitik“ bei 20-30%.

| | 2017 | 2050 (Szenario «Weiter wie bisher») | 2050 (Szenario «Neue Energiepolitik») |
|--|----------|-------------------------------------|---------------------------------------|
| Gasverbrauch | 34 TWh | 26 TWh (-24%) | 18 TWh (-49%) |
| Anteil Biogas bei heutiger Nutzung | 4% | 5% | 8% |
| Anteil Biogas bei voller Ausschöpfung des Potenzials | 15 – 20% | 20 – 25% | 30 – 40% |
| Anteil eingespeistes Biogas bei voller Ausschöpfung des Potenzials | 10 – 15% | 15 – 20% | 20 – 30% |

Tabelle 10: Heutige und künftige Anteile an Biogas bei voller Ausschöpfung des Potenzials (direkte Herleitung aus den oben mit Quellen zitierten Zahlen zu Verbrauch und Potenzialen)

Zustimmung der Stakeholder-Gruppe zu zentralen Aussagen

| Aussagen | Ja | Nein | Enthaltung |
|---|----|------|------------|
| 1. Biogas aus Energiepflanzen spielt in der Schweiz heute und auch in Zukunft keine oder nur eine untergeordnete Rolle. | 11 | 0 | 0 |
| 2. Das grösste zusätzliche Potenzial für die Produktion von Biogas im Inland liegt beim Hofdünger. | 11 | 0 | 0 |
| 3. Mit der Nutzung verholzter Biomasse ist das zusätzliche Potenzial für die Produktion von Biogas im Inland rund 50% höher. Vom zusätzlichen Potenzial wird der grösste Anteil anders energetisch genutzt als für die Produktion von Biogas. | 11 | 0 | 0 |
| 4. Der Anteil inländisches Biogas im Gasnetz kann von heute knapp 1 % auf maximal 10 bis 15 % erhöht werden, wenn das ökologisch nutzbare Potenzial vollständig ausgeschöpft und der Gasverbrauch konstant bleibt. Bei künftig sinkendem Gasabsatz nimmt der Anteil Biogas entsprechend zu. | 12 | 0 | 0 |

Quellen:

- ACT 2012: Ressourcen- und Klimateffizienz in der Landwirtschaft: Potenzialanalyse
- BAFU, BFE und SECO 2017: Ressourcenpolitik Holz: Strategie, Ziele und Aktionsplan Holz.
- BFE 2010: Biomasse-Energiestrategie Schweiz, Strategie für die energetische Nutzung von Biomasse in der Schweiz
- BFE 2012: Das Potenzial der erneuerbaren Energien bei der Elektrizitätsproduktion
- BFE 2018: Schweizerische Gesamtenergiestatistik 2017
- E-Cube Strategy Consultants 2018: Schweiz Erneuerbares Gas: Einspeisepotenzial von erneuerbarem Gas in das Schweizer Netz bis 2030. Studie im Auftrag der EnFK.
- SCCER Biosweet 2017: Biomassenpotenzial der Schweiz für die energetische Nutzung
- VSG 2018: Erneuerbare Gasstrategie für die Schweiz

b) Welches ist das zusätzliche Potenzial an Biogas in Europa?

Das Potenzial an Biogas in Europa wird in verschiedenen Studien quantifiziert, einige davon sind in Abbildung 30 dargestellt. Die Bandbreite ist sehr gross, da unterschiedliche Potenzialbegriffe verwendet werden und unterschiedliche Annahmen getroffen werden.

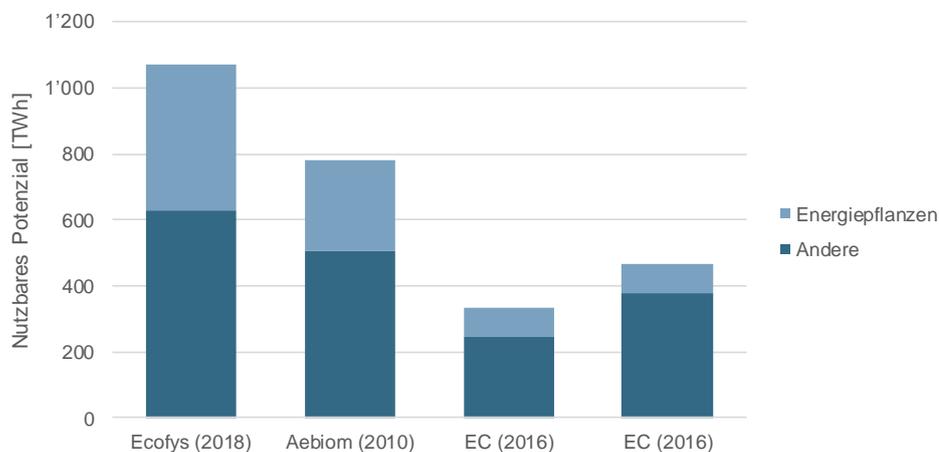


Abbildung 30: Nutzbares Biogaspotenzial in der EU

Heute wird in der EU 4.4% des Gasverbrauchs durch Biogas gedeckt (Scarlat et al. 2018). Bei gleichbleibendem Gasverbrauch (4'200 TWh) kann der Anteil Biogas ohne Energiepflanzen auf 6-15%, mit Energiepflanzen auf 8-26% erhöht werden.

In absoluten Mengen lässt sich der gesamte Gasverbrauch der Schweiz (ca. 33 TWh/a) über Biogas aus Europa einfach decken, falls die entsprechende Zahlungsbereitschaft vorhanden ist und die rechtlichen und politischen Bedingungen dies erlauben.

Geht man hingegen davon aus, dass Europa das vorhandene Potenzial vollständig selbst nutzen will oder soll, zeigen die Zahlen, dass in der EU kein «Überschuss» an Biogas zum Verkauf an andere Länder vorhanden ist.

Zustimmung der Stakeholder-Gruppe zu zentralen Aussagen

| Aussagen | Ja | Nein | Enthaltung |
|--|----|------|------------|
| 1. In Europa kann auch bei vollständiger Ausschöpfung des Potenzials die eigene Gasnachfrage nicht durch Biogas gedeckt werden. Es besteht somit kein «Überschuss». | 11 | 0 | 0 |
| 2. Das zusätzliche Potenzial an Biogas in Europa ist höher als der Gasverbrauch in der Schweiz. | 12 | 0 | 0 |
| 3. Ob die mit importiertem Biogas verbundene Emissionsreduktion künftig in der Schweiz angerechnet wird, ist von rechtlichen und (klima-)politischen Bedingungen in der Schweiz und in Europa abhängig. | 12 | 0 | 0 |
| 4. Es ist zur Erreichung der Klimaziele sinnvoll, Biogas aus Europa in grösseren Mengen zu importieren und die Emissionsreduktion in der Schweiz anzurechnen. Begründung der unterschiedlichen Meinungen: <u>Ja:</u> Der Markt ist sehr gross und man sollte ihn daher nutzen. Oberstes Ziel ist ein CO ₂ -armes System und der Import von Biogas kann dazu beitragen. Wenn andere Länder gerne exportieren wollen, dann soll man diese Möglichkeit nutzen. Eine Nachfrage in der Schweiz erhöht den Anreiz in den Exportländern zusätzliche Anlagen zu realisieren. <u>Nein:</u> Auch europäische Länder verbrauchen heute fossiles Gas. Wenn sie Biogas produzieren und nutzen, wird somit dort auch fossiles Gas ersetzt. Das sollten diese Länder selbst nutzen können, um ihre Klimaziele zu erreichen. / Es ist unklar, ob der Import von Biogas der volkswirtschaftlich sinnvolle Weg ist, daher nein. <u>Enthaltung:</u> Es ist unklar, ob die Schweizer Nachfrage zur zusätzlichen oder schnelleren Ausschöpfung des Potenzials beiträgt. Wenn ja, wäre der Import sinnvoll, wenn nein, dann nicht. / Ob und wie der Import erlaubt ist und anrechenbar ist, kann jederzeit von der Politik im In- und Ausland geändert werden. Es ist daher zu risikoreich und nicht sinnvoll, das Energiesystem Gas auf dieser unsicheren Basis aufrecht zu erhalten. | 4 | 2 | 6 |
| 5. Wieviel Biogas in Zukunft in die Schweiz importiert wird, hängt von der Zahlungsbereitschaft der Schweizer Endkunden und von politischen Entscheiden im In- und Ausland ab. | 12 | 0 | 0 |

Quellen:

- AEBIOM 2010: A Biogas Roadmap for Europe
- Ecofys 2018: Gas for Climate: How gas can help to achieve the Paris Agreement target in an affordable way
- European Commission (EC) 2016: Optimal use of biogas from waste streams, an assessment of the potential of biogas from digestion in the EU beyond 2020
- Scarlat et al. 2018: Biogas: Developments and perspectives in Europe

c) Was ist die Ökobilanz von Biogas?

[Entscheid: Falls der VSG bis an die Sitzung des Steuerungsausschusses im November eine konsolidierte neue Ökobilanz vorweist, dann wird diese hier integriert. Sonst nicht.]

Wärme

Im Folgenden sind die Treibhausgasemissionen (Abbildung 31) und Umweltbelastungspunkte (Abbildung 32) eines MJ Wärme aus verschiedenen Energieträgern dargestellt. Dabei wird auf zwei Quellen abgestützt: Die Empfehlungen der Koordinationskonferenz der Bau- und Liegenschaftsorgane der öffentlichen Bauherren (KBOB) beziehen sich auf Durchschnittswerte in der Schweiz gemäss der ecoinvent Datenbank. Die Studie von Quantis (2015) untersucht konkret die Ökobilanz von Biogas aus der Anlage Biogas Zürich AG (Zürich Werdhölzli) und vergleicht diese mit den Ökobilanzen anderer Energieträger auch gemäss der ecoinvent Datenbank.

Die Werte unterscheiden sich deutlich in den beiden Studien. Es ist aber zu erkennen, dass Biogas sowohl in Bezug auf die Treibhausgasemissionen wie auch in Bezug auf die UBP besser abschneidet als Heizöl und Erdgas. Wie Biogas gegenüber anderen Energieträgern wie Wärmepumpen oder Holzschnitzeln abschneidet, ist je nach Studie teilweise unterschiedlich.

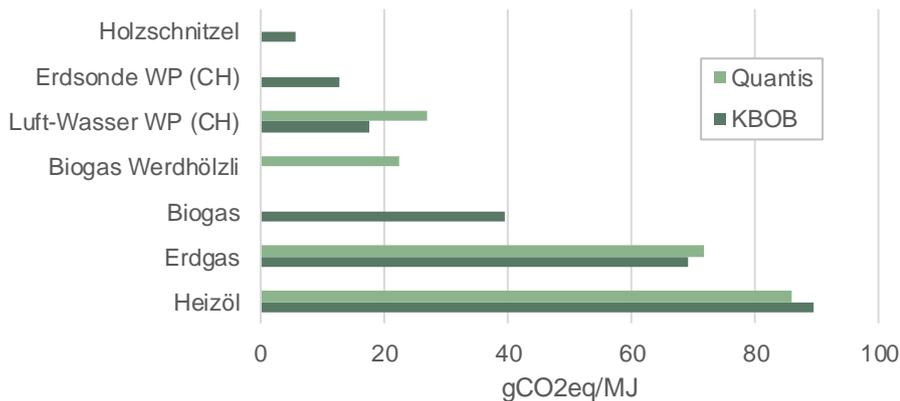


Abbildung 31: Treibhausgasemissionen aus der Wärmeproduktion mit unterschiedlichen Heizsystemen. Bei den Wärmepumpen (WP) wird der Schweizer Verbraucher-Strommix (CH) eingesetzt. (Quellen: Quantis 2015; KBOB 2016)

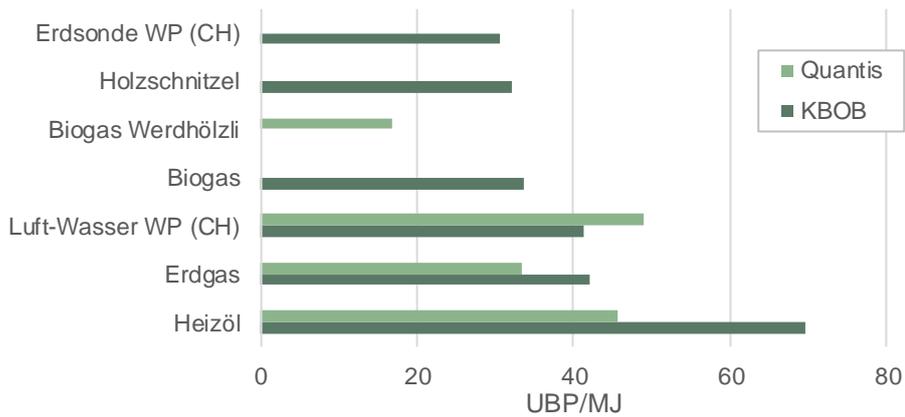


Abbildung 32: Umweltbelastungspunkte aus der Wärmeproduktion mit unterschiedlichen Heizsystemen. Bei den Wärmepumpen (WP) wird der Schweizer Verbraucher-Strommix (CH) eingesetzt. (Quellen: Quantis 2015; KBOB 2016)

Transport

In Ökobilanzen zum Transport wird die Biogasaufbereitung und -produktion, aber auch die Infrastruktur (Fahrzeug und Strasse) berücksichtigt. In Bezug auf die Treibhausgase schneidet Biogas deutlich besser ab als die fossilen Treibstoffe (siehe Abbildung 33). In Bezug auf die Umweltbelastungspunkte (UBP) hingegen ist der Unterschied nicht so deutlich (siehe Abbildung 34). Im Vergleich zu Elektroautos schneidet Biogas bezüglich Klimawirkung schlechter, bezüglich der gesamten Umweltwirkung etwas besser ab.

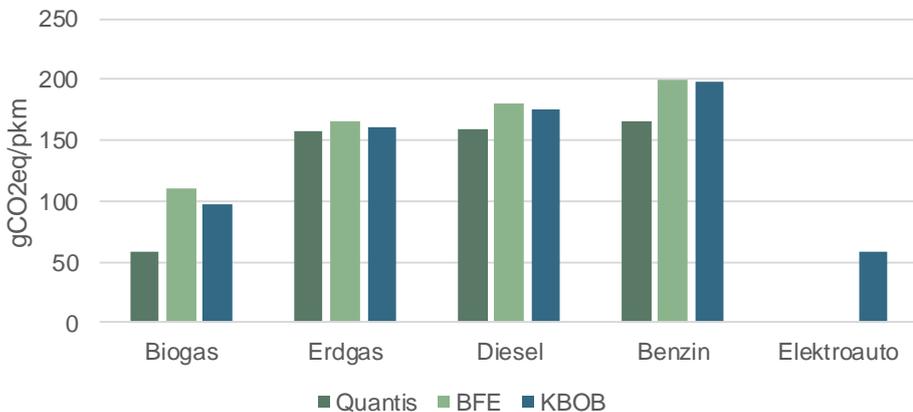


Abbildung 33: Treibhausgasemissionen durch den Einsatz von Biogas im Personenverkehr im Vergleich zu konventionellen Treibstoffen (bei Elektroauto mit Schweizer Verbraucher-Strommix) (Quellen: BFE 2011; Quantis 2015; BFE 2016)

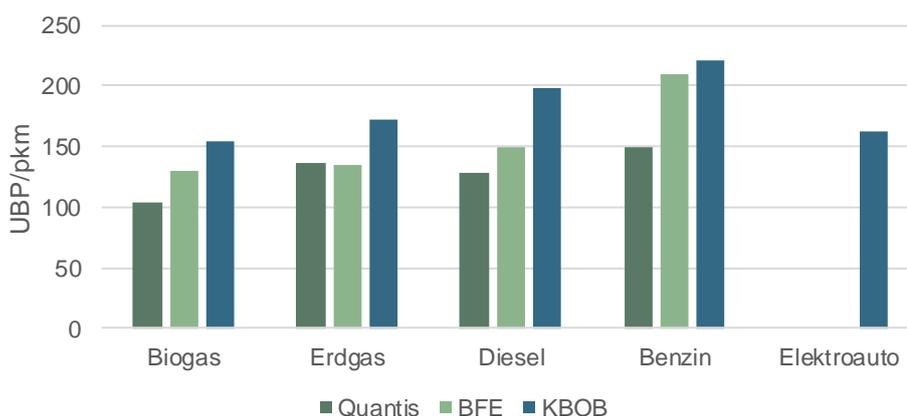


Abbildung 34: Umweltbelastung durch den Einsatz von im Personenverkehr im Vergleich zu konventionellen Treibstoffen (bei Elektroauto mit Schweizer Verbraucher-Strommix) (Quellen: BFE 2011; Quantis 2015; BFE 2016)

Die Daten von Quantis beziehen sich wie oben bei Biogas auf eine spezifische Anlage zur Verarbeitung von Bioabfällen. Die Studie vom BFE (2011) analysiert verschiedene Substrate und weist darauf basierend einen „Schweizer Mix“ aus, der in den oberen Abbildungen dargestellt wird.

Beurteilung Hofdünger

Studien kommen insbesondere in Bezug auf die Emissionsreduktionen beim Hofdünger zu unterschiedlichen Resultaten. Dies ist besonders relevant, da Hofdünger über das höchste noch zusätzliche Potenzial verfügt. Indem der Hofdünger für die Biogasproduktion gefasst und kontrolliert fermentiert wird, können Methanemissionen gegenüber der herkömmlichen Ausbringungspraxis reduziert werden (JRC 2013). Diese Reduktionswirkung wird in der Schweiz formell anerkannt – so hat das Bundesamt für Umwelt die Methanreduktion durch Biogasanlagen als inländisches Kompensationsprojekt anerkannt. Nicht alle Studien bilden dies jedoch ab.

Zustimmung der Stakeholder-Gruppe zu zentralen Aussagen

| Aussagen | Ja | Nein | Enthaltung |
|--|----|------|------------|
| 1. Die Klimabilanz von Biogas aus Abfallprodukten ist bei gleicher Anwendung (Heizsystem, Mobilität) klar besser als die Bilanz von fossilen Energieträgern. | 12 | 0 | 0 |
| 2. Heizsysteme: Die Klimabilanz einer Gasheizung mit Biogas aus Abfallprodukten ist schlechter als die Bilanz von Wärmepumpen mit erneuerbarem Strom. <i>Begründung der abweichenden Meinungen: Enthaltung, weil die Aussage nicht in jedem Einzelfall stimmt./ Die Frage ist nicht genug systemisch betrachtet. Im Winter wird es nicht genügend erneuerbaren Strom geben und daher braucht es die Wärmekraftkopplung zur Stromproduktion für die Wärmepumpen.</i> | 9 | 0 | 3 |
| 3. Die umfassende Ökobilanz von Biogas aus Abfallprodukten ist leicht besser als die Bilanz fossiler Energieträger. | 12 | 0 | 0 |
| 4. Biogas aus Hofdünger reduziert zusätzlich zum Ersatz von fossilen Energieträgern Methanemissionen in der Landwirtschaft. | 12 | 0 | 0 |

Quellen:

- BFE 2011: *Life Cycle Assessments of Biogas Production from Different Substrates*
- JRC 2013: *JRC Technical Reports. Well-to-tank Report Version 4.0. Well-to-wheels analysis of future automotive fuels and powertrains in the European context.*
- KBOB 2016: *Ökobilanzdaten im Baubereich 2009/1:2016*
- *Ökostrom Schweiz 2008: CO₂-Kompensationsmassnahmen. Projektantrag. Emissionsreduktionsprojekt landwirtschaftliche Biogasanlagen in der Schweiz.*
- Quantis 2015: *Ökobilanz des Vergärwerks und der Biogas-Aufbereitungsanlage Werdhölzli*

d) Für welche Verwendungszwecke soll/wird Biogas künftig eingesetzt und was bedeutet dies für das Verteilnetz?

Das beschränkte Biogaspotenzial (vgl. Frage 3.1) bedeutet, dass nicht alle heutigen Verwendungszwecke von Erdgas durch Biogas abgedeckt werden können. Wo künftig wieviel Biogas eingesetzt wird, ist unter anderem abhängig von den Kosten von Biogas, der Zahlungsbereitschaft und der Verfügbarkeit von alternativen Energieträgern.

Die folgenden Abschnitte fassen für die diversen Verwendungszwecke den zukünftigen Einsatz von Biogas zusammen, wie er in den Energieperspektiven beschrieben wird. Dabei wird das Szenario «Neue Energiepolitik» (NEP) betrachtet. Dieses Szenario stimmt am besten mit dem «Basisziel» des Projekts überein (-80% CO₂-Emissionen zwischen 2010 und 2050, siehe Vorwort). Als Sensitivität zum Basisziel wird jeweils das Paris-konforme Ziel von netto-Null-Emissionen bis Mitte Jahrhundert auch analysiert. Da die Energieperspektiven dieses Ziel in keinem Szenario abbilden, werden hierzu keine Zahlen dargestellt.

Einsatz von Biogas für Raumwärme und Warmwasser

Vereinfachend wird auf die Sektoren Privathaushalte und Dienstleistungen fokussiert. Bei der Raumwärme und Warmwasser bildet das Szenario NEP der Energieperspektiven eine starke Effizienzstrategie ab. Die Endenergienachfrage reduziert sich von 2010 bis 2050 um 60% (siehe Abbildung 35). Ein Fokus auf Wärmepumpen führt dazu, dass Strom im Jahr 2050 zum wichtigsten Energieträger wird. Der Gasabsatz (Erdgas und Biogas zusammen) sinkt um rund 50%. Biogas macht 19% des Gasabsatzes aus und damit 5% der Endenergienachfrage nach Raumwärme und Warmwasser. Drei Viertel des abgesetzten Biogases wird im Sektor Dienstleistungen eingesetzt.

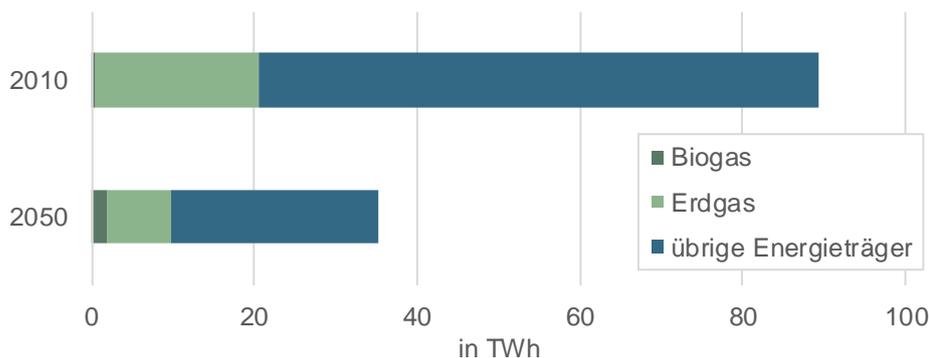


Abbildung 35: Entwicklung der Endenergienachfrage nach Raumwärme und Warmwasser, Erdgas und Biogas (Privathaushalte und Dienstleistungen), (Quelle: BFE 2012)

Bedeutung für das Verteilnetz: Der Einsatz von Gas für Haushalte und Dienstleistungen erfordert ein lokales Verteilnetz. Die Reduktion des Gasabsatzes um 50% stellt jedoch das lokale Verteilnetz in seiner heutigen Ausdehnung im Jahr 2050 in Frage.

Einsatz von Biogas für Prozesswärme

Die Energieperspektiven setzen auch im Sektor Industrie auf Effizienzsteigerungen, jedoch in geringerem Ausmass: Die Endenergienachfrage wird um 45% gesenkt, die Nachfrage nach Gas (Erdgas und Biogas) sinkt um einen Viertel (siehe Abbildung 36). Erdgas bleibt hinter Elektrizität der wichtigste Energieträger in der Industrie. Die Energieperspektiven nehmen an, dass gasbefeuerten Prozesswärme-Anwendungen zunehmend Biogas beigemischt wird. 14% der Gasnachfrage und rund 7% der Endenergienachfrage nach Prozesswärme soll 2050 durch Biogas gedeckt werden.

Bedeutung für das Verteilnetz: Für den Einsatz in der Industrie im Jahr 2050 wird nur ein Teil des heutigen Verteilnetzes verwendet.

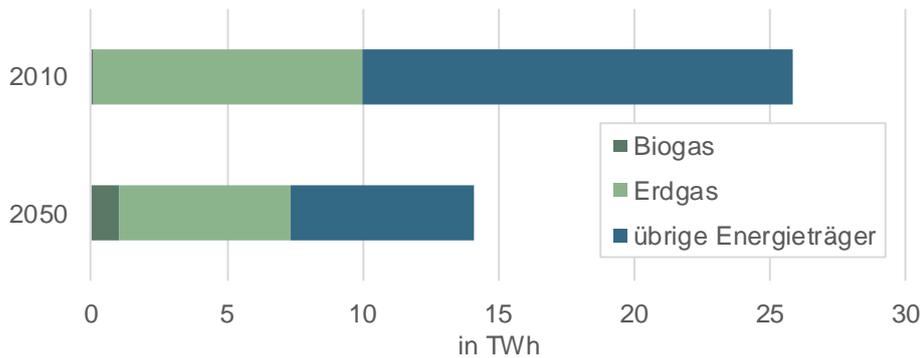


Abbildung 36: Entwicklung der Endenergienachfrage nach Prozesswärme, Erdgas und Biogas im Sektor Industrie. (Quelle: BFE 2012)

Einsatz von Biogas im Verkehr

Die Endenergienachfrage wird gemäss Energieperspektiven um 54% gesenkt (siehe Abbildung 37). Die heute sehr geringe Bedeutung sowohl von Erdgas als auch Biogas bleibt auch im Jahr 2050 gering (Anstieg von 0.4 Promille im 2010 auf 8 Promille im 2050). Die heutige Dominanz der fossilen Energieträger Benzin und Diesel wird im Jahr 2050 durch einen Mix von fossilen Energieträgern, Strom und flüssigen Biotreibstoffen mit je ähnlich grossen Anteilen abgelöst.

Bedeutung für das Verteilnetz: Für den Einsatz im Verkehr braucht es das heutige Verteilnetz nicht. Um das Gas zu den Tankstellen zu transportieren, würde hauptsächlich das übergeordnete Netz verwendet. Aber aufgrund des sehr geringen Gasabsatzes im Verkehr, ist in diesem Szenario jedoch ohnehin nicht mit einem grösseren Netz an Tankstellen zu rechnen.

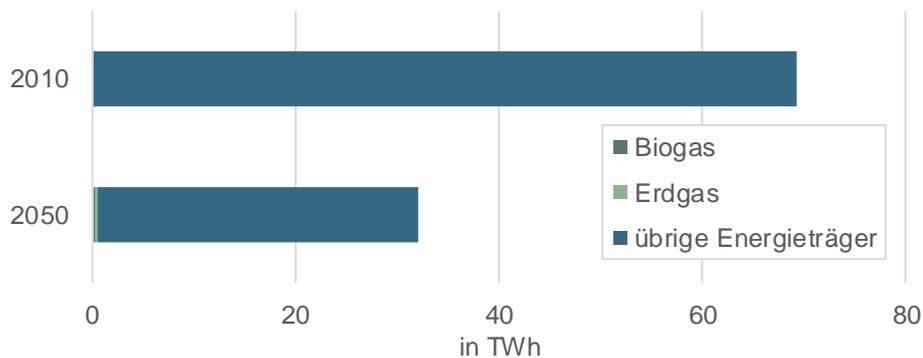


Abbildung 37: Entwicklung der gesamten Endenergienachfrage und der Nachfrage nach Erdgas und Biogas im Sektor Verkehr. (Quelle: BFE 2012)

Zustimmung der Stakeholder-Gruppe zu zentralen Aussagen

| Aussagen | Ja | Nein | Enthaltung |
|--|----|------|------------|
| 1. Wo zukünftig wieviel Biogas eingesetzt wird hängt von vielen Faktoren ab wie der Zahlungsbereitschaft, den jeweiligen Alternativen und den politischen Rahmenbedingungen. | 10 | 0 | 0 |
| 2. Die mangelnde Verfügbarkeit von alternativen Energieträgern spricht bei hohen Klimazielen dafür, Biogas | | | |
| – für Prozesswärme in der Industrie, | 9 | 0 | 0 |
| – den Güterverkehr, | 8 | 1 | 0 |
| – die Strom- und Wärmeproduktion im Winter (WKK, wärmegeführt), und | 4 | 3 | 2 |
| – die Stromproduktion bei Dunkelflauten (GuD, stromgeführt) einzusetzen. | 6 | 1 | 2 |
| <p>Begründung unterschiedlicher Meinungen: <u>Nein beim Güterverkehr:</u> Die Mobilität soll und kann vollständig elektrifiziert werden. <u>Ja bei WKK:</u> In urbanen Zentren sind dezentrale WKK sinnvoll, da sie eine hohe Gesamteffizienz ausweisen und zur Stromproduktion im Winter beitragen. <u>Nein bei WKK:</u> Da es ohnehin nur wenig Biogas gibt und daher WKKs mit einem grösseren Anteil Erdgas betrieben würden, würde dies bedeuten, fossile Energieträger für Raumwärme zu nutzen, obwohl dies für solch tiefe Temperaturniveaus nicht nötig ist. / Weil sich WKK nur mit Spitzendeckung Erdgas funktioniert und dies mit hohen Klimazielen nicht vereinbar ist. <u>Ja bei GuD:</u> Bei hohen Klimazielen wird die Stromproduktion von Wind und Sonne dominiert, es resultieren in gewissen Momenten Stromlücken («Dunkelflauten»). In diesen wenigen Wochen im Jahr braucht es erneuerbare Brennstoffe zur Stromproduktion. <u>Nein bei GuD,</u> weil bei GuDs sehr grosse Mengen schnell verfügbar sein müssen und dies mit Biogas nicht möglich ist (Mengen, Speicherung). <u>Enthaltungen bei WKK und GuD:</u> Eine fundierte Einschätzung war den Teilnehmenden nicht möglich.</p> | | | |
| 3. Ohne weitere politische Weichenstellungen spricht die Zahlungsbereitschaft dafür, dass Biogas vor allem in Haushalten und im Personenverkehr eingesetzt werden wird. | 7 | 0 | 1 |
| 4. Der Absatz von Biogas in Märkten mit hoher Zahlungsbereitschaft trägt zum Erhalt der bestehenden und dem weiteren Zubau von Biogasanlagen bei. | 9 | 0 | 0 |
| 5. Die starke Reduktion des Gasabsatzes (Erdgas und Biogas zusammen) gemäss Szenario NEP stellt die heutige Ausdehnung der lokalen Verteilnetze im Jahr 2050 in Frage. | 9 | 0 | 0 |
| 6. Die Netze in Gebieten mit tiefer Energiedichte und tiefen Vorlaufemperaturen werden nicht erneuert. | 8 | 0 | 0 |

Quellen:

— BFE 2012: Die Energieperspektiven für die Schweiz 2050

e) Welchen Beitrag können diese Gase zu den Klimazielen leisten?

Ersatz von fossilen Brenn- und Treibstoffen

Es wurden in der Literatur keine Zahlen zum Beitrag von Biogas zu den Schweizer Klimazielen gefunden. Eine erste Überschlagsrechnung kann durch einfache Kombination des gesamten zusätzlichen Potenzials der Schweiz (siehe Kapitel a)) mit der Ökobilanz von Biogas (siehe Kapitel c)) erfolgen. Dies ergibt für den Bereich Wärme eine jährliche Einsparung von 0.3-0.7 Mio. t CO₂ gegenüber Erdgas und 0.5-0.9 Mio. t CO₂ gegenüber Heizöl (die Bandbreite des Potenzials und die unterschiedlichen Ökobilanzen verursachen die Bandbreite der Resultate). Würde das Potenzial stattdessen im Bereich Transport eingesetzt werden, ergibt die Rechnung eine jährliche Einsparung von 0.3-0.6 Mio. t CO₂ gegenüber Erdgas und 0.3-0.6 Mio. t CO₂ gegenüber Diesel und Benzin. Die Resultate ergeben nur eine grobe und theoretische Gröszenordnung: Zur Erreichung dieser Reduktionen müsste das gesamte Potenzial für Biogas ausgeschöpft werden und zudem gänzlich im jeweiligen Bereich (Wärme oder Mobilität) eingesetzt werden. Zudem spiegeln die Zahlen eine internationale Lebenszyklusperspektive wieder und dürfen daher nicht direkt mit den Schweizer Treibhausgas-Emissionen gemäss Territorialprinzip verglichen werden (ca. 54 Mio. t CO₂-äq. im Jahr 2010 gemäss BAFU 2018). Tendenziell sind die Emissionsreduktionen in der Schweiz gemäss Territorialprinzip jedoch geringer, da die Einsparung von Emissionen für die Gewinnung und Aufbereitung von Erdgas im Ausland anfällt.

Aus systemischer Sicht ist ein wichtiger weiterer Faktor das Vorhandensein von anderen erneuerbaren Alternativen. Der Beitrag zu den Klimazielen ist demnach grösser, wenn fossile Energieträger ersetzt werden, die ansonsten nur schwer zu substituieren sind. Dies sind vor allem Prozesswärme und nachgelagert auch die Mobilität (siehe Kapitel 1.2d)). Die Zahlungsbereitschaft ist jedoch bei den Haushalten und bei der privaten Mobilität am grössten – hier zeigt sich ein Widerspruch mit dem optimalen Einsatz von Biogas aus systemischer Sicht.

Reduktion Methanemissionen aus der Landwirtschaft

Eine Studie der WSL hat geschätzt, dass die Emissionen der Landwirtschaft um 6% reduziert werden könnten, wenn der gesamte Hofdünger als Biogas verwertet wird (Burg et al. 2018). Dies ergibt eine Reduktion der Gesamtemissionen um ca. 0.8% (da die Landwirtschaft ca. 13% der Emissionen ausmacht, siehe BAFU 2018).

Zustimmung der Stakeholder-Gruppe zu zentralen Aussagen

| Aussagen | Ja | Nein | Enthaltung |
|---|----|------|------------|
| 1. Die volle Ausschöpfung des noch nicht genutzten Biogaspotenzials kann die Schweizer Treibhausgasemissionen des Jahres 2010 um zwischen 1 und 3% senken (Ersatz Fossiler und Methanemissionen Landwirtschaft). | 8 | 0 | 0 |
| 2. Aus systemischer Perspektive erzielt Biogas in den Bereichen am meisten Klimawirkung, in denen die fossilen Energieträger nur schwer zu substituieren sind, also in den Bereichen Industrie und Transport. <i>Begründung der abweichenden Meinung: Enthalten, weil Mobilität vollständig elektrifiziert werden soll und kann.</i> | 7 | 0 | 1 |

Quellen:

- *BAFU 2018: Emissionen nach CO₂-Gesetz und Kyoto-Protokoll, zweite Verpflichtungsperiode, 2013-2020 (Version Juli 2018)*
- *Burg et al. 2018: Valorization of an untapped resource: Energy and greenhouse gas emissions benefits of converting manure to biogas through anaerobic digestion*
- *dena 2017: Rolle und Beitrag von Biomethan im Klimaschutz heute und in 2050*

3. Erneuerbare synthetische Gase

3.1 Faktensammlung

a) Was sind erneuerbare synthetische Gase?

Gase wie Wasserstoff und Methan kann man synthetisch herstellen. Abbildung 38 zeigt dazu eine grobe Übersicht: Mit erneuerbarem Strom und Wasser wird mittels Elektrolyse in einem ersten Schritt Wasserstoff hergestellt. Dieser somit erneuerbare Wasserstoff kann direkt eingesetzt werden (energetisch in der Industrie oder Mobilität oder auch stofflich in der Industrie) oder ins Gasnetz eingespeist werden (siehe auch Frage h)). Alternativ dient der Wasserstoff als Ausgangsstoff, um mithilfe von Kohlendioxid (CO₂) erneuerbares Methan herzustellen. Dieses kann ins Netz eingespeist werden oder auch direkt genutzt werden (z.B. über eine Tankstelle oder einer Wärmekraftkopplungsanlage vor Ort).

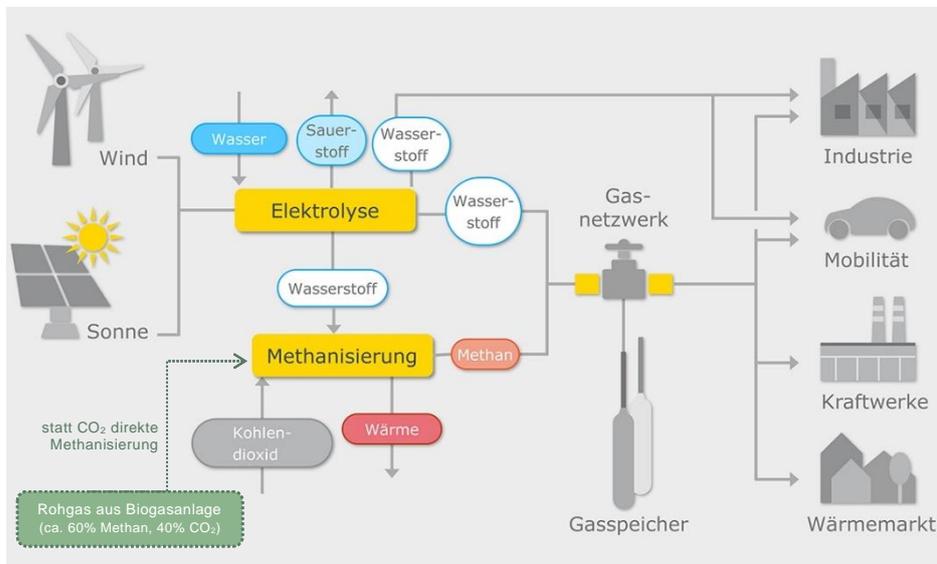


Abbildung 38: Grobe Übersicht erneuerbare synthetische Gase
(Quelle: gasunie, direkte Methanisierung durch EBP ergänzt)

Spezialfall «direkte Methanisierung»: Bei der direkten Methanisierung wird anstelle von reinem Kohlendioxid Rohgas aus einer Biogasanlage eingesetzt. Dieses besteht aus einer Mischung von Methan und CO₂. Das CO₂ dient als Kohlenstoffquelle, das mithilfe von Wasserstoff in Methan verwandelt wird. Die Biogasproduktion der Anlage kann so erhöht werden. Der Energiegehalt des Biogases stammt teilweise von der genutzten Biomasse und teilweise vom mit Strom hergestellten Wasserstoff. Mit diesem Verfahren können Biogas- und Kläranlagen einfach als CO₂-Quellen genutzt werden.

b) Heutige Produktion und Verwendung in der Schweiz

Erneuerbarer Wasserstoff: Derzeit bestehen in der Schweiz vier Pilot- und Demonstrationsanlagen, in denen erneuerbarer Wasserstoff hergestellt wird (siehe Tabelle 11). Ein weiteres Projekt der Postauto Schweiz zur Produktion von Wasserstoff in Brugg und Nutzung in fünf Postautos wurde 2017 abgeschlossen.

| Beschreibung | Stromquelle | Mengen | Verwendung |
|---|--|---------------------------------------|--|
| Regio Energie Solothurn: Hybridwerk Aarmatt | Netz | ca. 2'000 kg H ₂ im 2016 | Einspeisung H ₂ ins Gasnetz |
| Wasserstoffprojekt von H2Energy und eniwa | direkte Nutzung Wasserkraftanlage in Aarau | ca. 20'000 kg H ₂ pro Jahr | Treibstoff (Coop Wasserstoff-Tankstelle) |
| Wasserstofftankstelle EMPA | Netz | 180 kW Elektrolyseleistung | Treibstoff, u.a. für ein Kehr-fahrzeug |
| Energieautarkes Mehrfamilienhaus in Brütten | Photovoltaik auf den eigenen Dächern | | Eigenversorgung für Wärme und Strom |

Tabelle 11: Übersicht Power-to-Hydrogen Anlagen in der Schweiz (Quelle: IET 2018)

Erneuerbares Methan: In vier Pilot- und Demonstrationsanlagen wurde erneuerbares Methan hergestellt. Die Anlage bei der Kläranlage im Werdhölzli ist nicht mehr in Betrieb.

| Beschreibung | Methanisierung | Verwendung |
|--|--|---|
| Regio Energie Solothurn: Hybridwerk Aarmatt | biologisch mit Urbakterien (Archäen) | |
| PSI: ESI-Plattform, Testanlagen sind mobil | klassisch/chemisch | Pilot- und Demonstrationsanlagen, teilweise wird ins Netz eingespeist |
| PSI und Energie360: Direktmethanisierung bei der Kläranlage Werdhölzli (nicht mehr im Betrieb) | Direktmethanisierung (CO ₂ im Rohbiogas wird zu CH ₄) | |
| Pilot- und Demonstrationsanlage Power-to-Methane HSR | klassisch/chemisch | |

Tabelle 12: Übersicht Power-to-Methane Anlagen in der Schweiz (Quelle: IET 2018)

In Dietikon ist geplant, die erste industrielle Anlage zu erstellen (Limeco mit Swisspower). Als Inputs dienen der Strom aus der Kehrlichtverbrennungsanlage und als Kohlenstoffquelle das Faulgas aus der Abwasserreinigungsanlage (direkte biologische Methanisierung mit Urbakterien («Archäen»)).

Quelle:

— IET 2018: Webapplikation «PtX-Übersicht» des Instituts für Energietechnik der Hochschule Rapperswil ([Link](#))

c) Aktuelle Wirkungsgrade sowie Prognosen

Von Strom zu Methan

Zu den Wirkungsgraden der beiden Schritte Elektrolyse und Methanisierung bestehen sehr viele unterschiedliche Angaben, da der Wirkungsgrad unterschiedlich definiert wird und teilweise der Heizwert und teilweise der Brennwert der Brennstoffe verwendet wird. Der Wirkungsgrad vom Brennwert Gas zur eingesetzten elektrischen Energie beträgt heute rund 55% (Eicher+Pauli 2016). Schätzungen für 2050 liegen für die Elektrolyse bei rund 85% (Forschungsradar 2018). Der maximale Wirkungsgrad der Methanisierung (Brennwert Gas/Brennwert Wasserstoff) ist stöchiometrisch auf 78% begrenzt. Zusammen ergibt dies für 2050 einen maximalen Wirkungsgrad von 66%.

Von Strom über Methan zu Wärme und Strom

Der Wirkungsgrad der gesamten Kette von Strom über Wasserstoff und Methan zu Strom und Wärme liegt nochmals tiefer (siehe Tabelle 13). Für die Transformation des Methans zu Wärme und Strom haben wir folgende Wirkungsgrade angenommen: Wärme (Gasheizkessel) 95%, Strom (Gas- und Dampf-Kraftwerke GuD) 55%, Wärme und Strom zusammen über WKK 85%, Wärme über Wärmepumpen 165% (Strom aus GuD und JAZ 3). Dies ergibt 2050 Wirkungsgrade von rund 36% für eine reine Stromnutzung und 56% für Strom und Wärme im WKK kombiniert. Ein paar wenige Prozent der berechneten Zahlen müssen zusätzlich abgezogen werden, um Verluste im Gasnetz und bei der saisonalen Speicherung abbilden zu können.

| | Wärme (Gasheizkessel) | Strom (GuD) | Strom und Wärme (WKK) | Wärme (WP) mit Strom aus GuD | Strom und Wärme (WKK & WP) |
|---------|--------------------------|----------------|--------------------------|---------------------------------|-------------------------------|
| aktuell | 52 % | 30 % | 47 % | 91% | 83% |
| 2050 | 63 % | 36 % | 56 % | 109% | 97% |

Tabelle 13: Gesamtwirkungsgrade eines Systems mit Methan als Zwischenspeicher inkl. Prognosen (Quelle: Wirkungsgrade synthetische Gase von Eicher + Pauli 2018 kombiniert mit den in Texten genannten Wirkungsgrade für Strom und Wärme)

Quellen:

- Eicher+Pauli 2016, *Power-to-Gas und weitere Möglichkeiten zur Speicherung von Energie im Kanton Schaffhausen.*
- Forschungsradar 2018, *Die Rolle erneuerbarer Gase in der Energiewende*

d) Gestehungskosten erneuerbare synthetische Gase

Kostenfaktoren

Die Gestehungskosten von erneuerbarem synthetischem Methan sind von diversen Faktoren abhängig wie den Investitionskosten, der Anlagengrösse, der Abschreibungsdauer, etc. Aus energiesystemischer Sicht sind folgende Faktoren von besonderem Interesse:

Volllaststunden: Je höher die Volllaststunden, desto günstiger die produzierte kWh Gas.¹²

Stromkosten: Die Kosten hängen stark von den Gestehungskosten des erneuerbaren Stroms ab. Aus dieser Perspektive kann es Sinn machen, die Anlagen nur bei sehr tiefen oder gar negativen Stromkosten laufen zu lassen. Dies steht jedoch im starken Widerspruch zu den gewünschten hohen Volllaststunden, siehe dazu Informationen zum Thema Überschussstrom in den «offenen Fragen».

Netznutzungskosten: Wird eine Power-to-Gas Anlage direkt neben der Stromproduktionsanlage erstellt, entfallen die Kosten für die Netznutzung in jedem Fall. Wird der Strom jedoch vom Netz bezogen, muss heute in der Schweiz die Netznutzung bezahlt werden¹³.

Kosten für das CO₂: Diese sind tief, wenn Abgase von Verbrennungsanlagen (Gaskraftwerke, Kohlekraftwerke, Zementwerke, aber auch Kehrlichtverbrennungsanlagen oder Biogasanlagen) genutzt werden und viel höher, wenn CO₂ aus der Atmosphäre gewonnen werden muss. In einer dekarbonisierten Welt sind die Kosten eher hoch, da die fossilen Punktquellen als mögliche CO₂-Quelle wegfallen.

Kostenschätzungen

Konkrete Kostenschätzungen variieren je nach den oben genannten Annahmen zu den wichtigsten Kostenfaktoren. Die Hochschule Rapperswil hat einen Rechner zur Verfügung gestellt, der konkrete Schätzungen ermöglicht und dadurch Zusammenhänge sichtbar macht. Abbildung 39 zeigt, wie die Kosten mit steigenden Volllaststunden sinken und stark von den Energiekosten (Stromproduktion und Netzentgelte) abhängig sind.

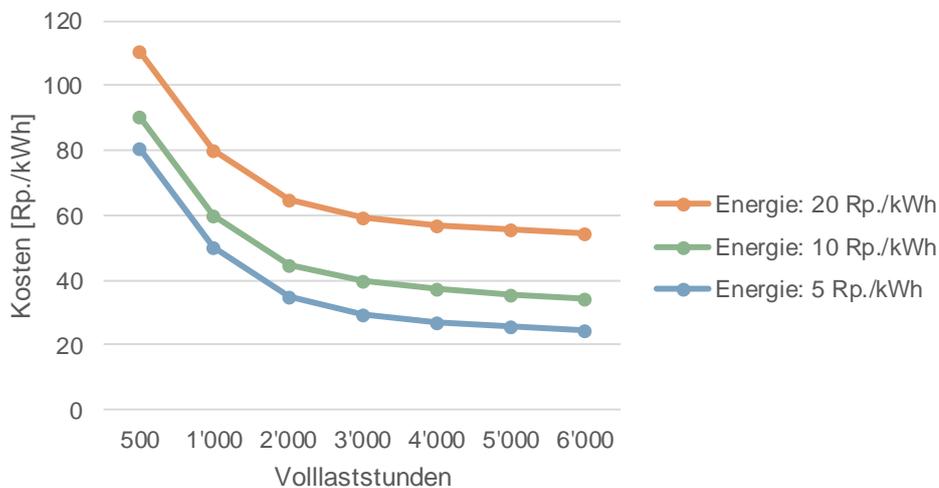


Abbildung 39: Kosten von erneuerbarem Methan nach Betriebsdauer und Energiekosten (Quelle: HSR 2019, Annahmen: Anlage > 5 MW, CO₂ gratis)

¹² Indikator für Ausnutzung der Anlage: Viele Anlagen laufen teilweise unter Teillast und teilweise unter Volllast. Die Anzahl Stunden in Betrieb ist daher kein guter Indikator für die Ausnutzung der Anlage. Um einen Vergleich der Ausnutzung zu machen, wird die Betriebsdauer auf Volllast umgerechnet: Wie viel Stunden müsste die Anlage laufen, wenn sie für die gesamte Jahresproduktion mit der maximalen Leistung fahren würde? Ein wichtiger Referenzwert für die Volllaststunden sind 8'760 Stunden, also wieviel Stunden ein Jahr hat.

¹³ Pumpspeicherkraftwerke müssen heute keine Netznutzung für den Pumpstrom bezahlen. Hier wird derzeit diskutiert, inwieweit eine Power-to-Gas Anlage auch als Stromspeicher agieren und vergleichbar behandelt werden müsste. Befürworter argumentieren, dass Strom in Gas verwandelt wird und dieses im Netz gespeichert werden kann. Gegner argumentieren, dass während Pumpspeicher den Strom immer speichern (Speicher = See), das Gas nicht immer gespeichert wird, sondern auch direkt genutzt wird und nur Anlagen mit physischem Gasspeicher mit Pumpspeichern vergleichbar sind.

Eine Szenarioanalyse für die Schweiz (Park 2017) zeigt vergleichbare absolute Grössenordnungen und ähnliche Zusammenhänge. Abbildung 40 zeigt die höchsten Kosten, wenn nur Photovoltaik Überschussstrom (500 Volllaststunden angenommen) verwendet wird und viel tiefere Kosten bei rund 2'600 oder 7'500 Volllaststunden. Zudem zeigen sich höhere Kosten für Methan als für Wasserstoff aufgrund der Kosten für die zusätzliche Methanisierung. Schliesslich ist die Nutzung für Mobilität teurer, weil die Kosten für den Transport des Wasserstoffs hinzugezählt werden, während sonst angenommen wird, dass die Anlage bereits am Gasnetz gebaut wird.

In dieser Studie werden neben den Gestehungskosten (auf Englisch levelised costs of energy LCOE) zudem die möglichen Erträge (beinhaltet Erträge als auch vermiedene Kosten, auf Englisch levelised value of energy LVOE) berechnet. Dabei sind die Erträge bei der Mobilität aufgrund einer höheren Zahlungsbereitschaft deutlich höher als beim Gasnetz. Dazu kommen je nach Szenario zusätzliche mögliche Erträge hinzu:

- Erträge von rückgewonnener Abwärme bei den Szenarien mit Methan
- Erträge von der Erbringung von Primärregelung auf dem Regelenergiemarkt bei allen Szenarien ausser den Überschussszenarien
- In einem Szenario («Biogas») wurde angenommen, dass Roh-Biogas als CO₂-Quelle für die Methanisierung des Wasserstoffes dient. Damit übernimmt der Synthesegas-Produktionsprozess die Kosten, das CO₂ für die Methanisierung vom Biogas abzuscheiden. Da der Prozess aber nicht nur der CO₂-Abscheidung dient, sondern der Aufbereitung von Biogas zu einspeisbarem Biomethan, gelten die aus Sicht Biomethan vermiedenen Kosten für die Aufbereitung in diesem Szenario als zusätzliche Erträge.

Die Gegenüberstellung von Kosten und möglichen Erträgen zeigt, dass die Szenarien weit weg sind von der Profitabilität. Am besten schneiden die Szenarien ab, in denen erneuerbarer Wasserstoff in der Mobilität eingesetzt wird.

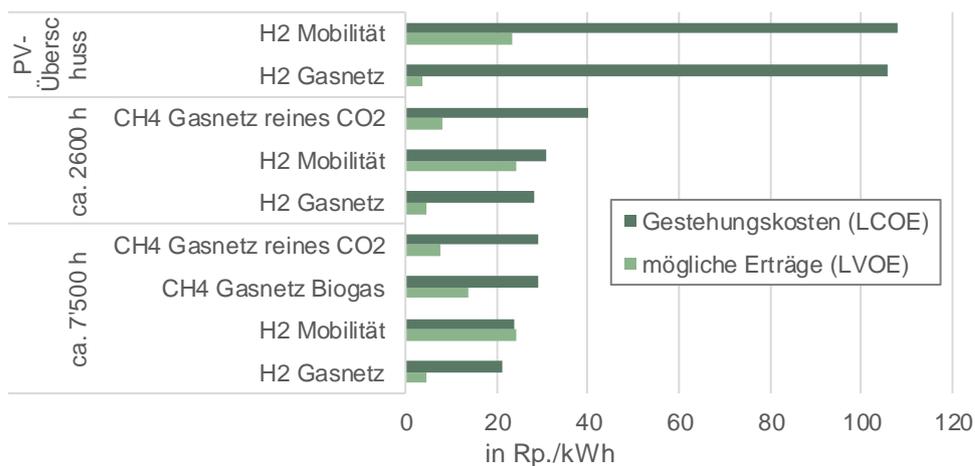


Abbildung 40: Kosten von erneuerbarem Gas je nach Szenario
(Quelle: Park 2017, Annahme 4.5 Euro-Cent/kWh zugekauftem Strom)

Kostenentwicklung in der Zukunft

Schätzungen für die Zukunft nehmen abnehmende Kosten an. Für das Jahr 2050 schätzt Agora (2018) Kosten (ohne Netzentgelte und Vertriebskosten) von 7 bis 16 Cent/kWh Brennwert bei rund 4'000 Volllaststunden (Wind-Offshore in der Nord-/Ostsee oder auch PV mit Wind kombiniert in Nordafrika oder im Nahen Osten, Stromkosten von 2 bis 5 Cent/kWh) und rund 9 Cent bei 8'000 Volllaststunden mit Geothermie in Island (begrenzte Potenzial von insgesamt 50 TWh, Stromkosten von knapp 3 Cent/kWh).

Die Kostensenkungen basieren auf der Bedingung, dass die global installierte Power-to-Gas Kapazität auf 100 GW steigt. Dies erfordert aus Sicht der Autoren erhebliche frühzeitige und kontinuierliche Investitionen in Elektrolyseure und CO₂-Absorber, welche wiederum von politischer Intervention und einer hohen CO₂-Bepreisung abhängig sind, da die Produktionskosten sonst langfristig höher sind als die der fossilen Alternativen

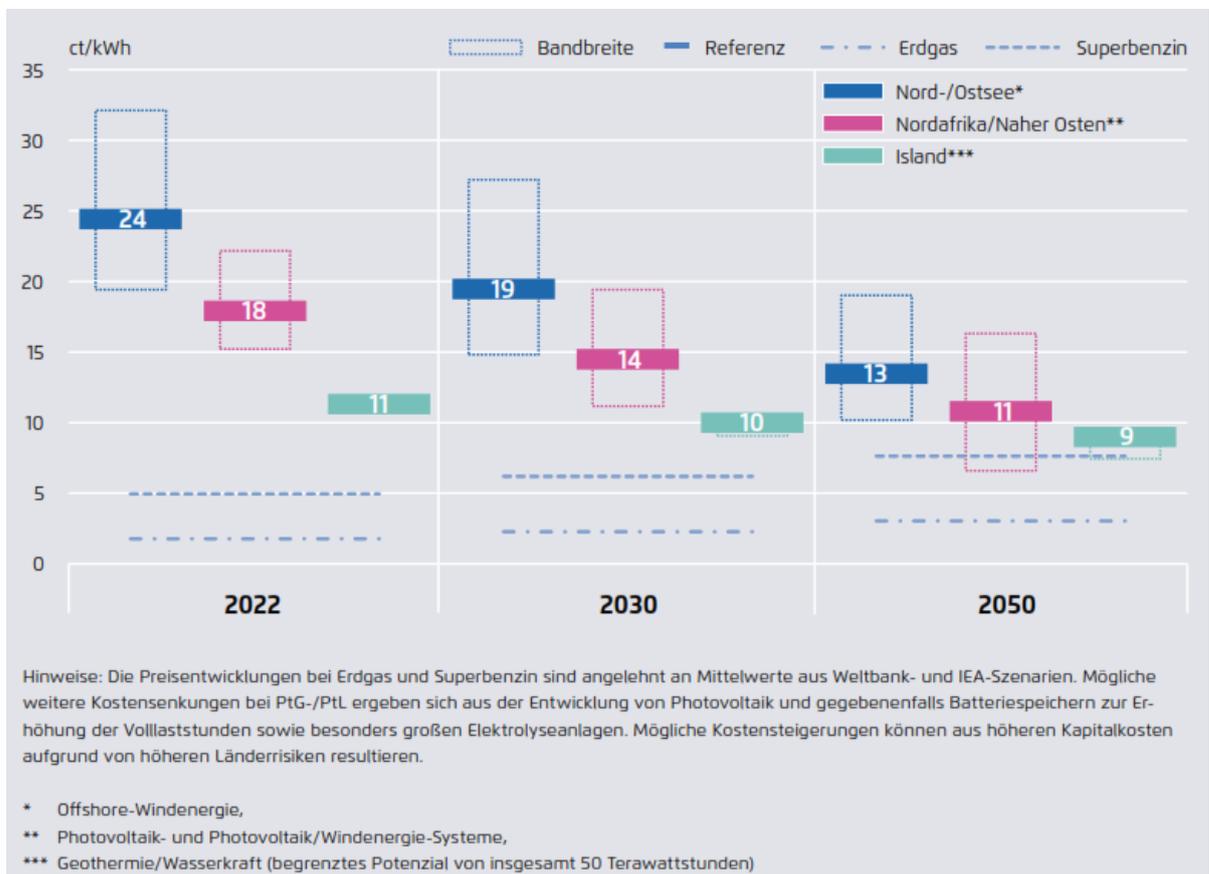


Abbildung 41: Kosten von synthetischem Methan und synthetischen Flüssigkraftstoffen (ohne Netzentgelte und Vertriebskosten) in Cent₂₀₁₇ je Kilowattstunde Endprodukt (Quelle: Agora 2018)

Zu ähnlichen Resultaten für das Jahr 2030 kommt eine ältere Studie Altmann (2013).

Quellen:

- *acatech (2015): Flexibilitätskonzepte für die Stromversorgung 2050. Stabilität im Zeitalter der erneuerbaren Energien. Stellungnahme. November 2015*
- *Agora (2014): Negative Strompreise: Ursachen und Wirkungen.*
- *Agora (2018): Die zukünftigen Kosten strombasierter synthetischer Brennstoffe.*
- *Altmann (2013): LBST, Analyse der Kosten und Vermarktungsoptionen erneuerbarer Gase*
- *Fraunhofer ISI, IKEM und Fraunhofer IEE (2019): Monitoring der Direktvermarktung. Quartalsbericht (12/2018)*
- *HSR (2019): Kostenrechner «Mobilität mit erneuerbarem Erdgas» der Hochschule für Technik Rapperswil (HSR), abgerufen 10. Januar 2019*
- *Park (2017): Park, C.; Bigler, F.; Knazkins, V.; Kienzle, F.: Feasibility analysis of the power-to-gas concept in the future Swiss distribution grid. CIRED Open Access Proc. J., Vol. 2017, Iss. 1, S. 1768-1772.*

e) **Aktuelle Preise**

Wasserstoff

An der Coop Wasserstoff Tankstelle in der Schweiz wird der erneuerbare Wasserstoff zu 10.90 Franken pro Kilogramm verkauft (Stand 2017). Das entspricht einem Preis von 33 Rp./kWh und rund 8.3 Fr./100 km.

An den wenigen vorhandenen Tankstellen in Deutschland kostet der Wasserstoff 9.50 Euro pro Kilogramm (Stand 2016).

Methan

Preise zu synthetischem Methan wurden nicht gefunden.

Quellen:

- *Handelsblatt: «Die Zukunft kommt aus Wuppertal», Artikel vom 17. Juni 2016, Link, Abfragedatum: 09.10.2018*
- *Swissinfo: «Wasserstoff: Neuer Treibstoff vom Rhein», Artikel vom 10. November 2017, Link, Abfragedatum: 09.10.2018*

f) **Arten des Imports in die Schweiz**

Erneuerbare synthetische Gase wurden bisher vereinzelt importiert als Flüssiggas importiert. Private Akteure bauen derzeit (Frühling 2019) eine Infrastruktur für den Import auf (Lastwagen von Lidl).

Zu Arten des Imports von Methan vergleiche Kapitel 2.1e) zum Import von Biogas: Das Gleiche gilt analog für erneuerbare synthetische Gase. Wird also erneuerbares synthetisches Gas über

das Gasnetz importiert, wird es als Erdgas verzollt und unterliegt daher der CO₂-Abgabe bzw. der Mineralölsteuer.

Konventioneller Wasserstoff wird heute durch Industriegasfirmen in Form von Druckgas (Flaschen) und als Flüssigwasserstoff (Cryotank-Lastwagen) importiert.

Quelle:

— BFE 2007, Energieforschungsprogramme Wasserstoff und Brennstoffzellen für die Jahre 2008-2011

g) Anerkennung von erneuerbaren synthetischen Gasen

Die Anerkennung erneuerbarer synthetische Gase inklusive Wasserstoff ist der Anerkennung von Biogas (siehe Kapitel 2.1d)) sehr ähnlich:

- Als Treibstoff unterliegen sie dem Mineralölsteuergesetz. Eine Steuererleichterung ist bei der Erfüllung der ökologischen und sozialen Mindestanforderungen möglich. Dazu muss zumindest die zur Elektrolyse eingesetzte Energie vollumfänglich und nachweisbar aus erneuerbaren Quellen stammen.
- Als Brennstoff unterliegen die Gase weder dem Mineralölsteuergesetz noch der CO₂-Abgabe.

h) Wasserstoff im Gasnetz

In Deutschland wurde in einem Forschungsprojekt die gesamte Erdgasversorgungskette auf die Toleranz gegenüber Wasserstoff untersucht. Für die «häusliche und gewerbliche Endnutzung» kam das Projekt zum Schluss, dass sich bei einem Anteil von bis zu 10% keine Beeinträchtigungen bezüglich Sicherheit oder Betrieb ergeben (Müller-Syring 2014). Nutzungen, bei denen bei der Beimischung von Wasserstoff Probleme entstehen können, sind die Nutzung in Erdgasautos (Versprödung der heutigen Tanks), die stoffliche Nutzung von Erdgas in chemischen Prozessen, die Speicherung und die Nutzung für Gasturbinen.

Weitere Herausforderungen bei höheren Anteilen liegen bei der Einspeisung, da der Wasserstoff sich nicht sofort gleichmässig im Netz verteilt, sondern lokal in jeweils höherer Konzentration vorliegen würde. Bei fluktuierender Herstellung bräuchte es zudem eine Zwischenspeicherung, da es sonst zu fluktuierenden Wasserstoff-Konzentrationen käme und dies es verunmöglicht, Endgeräte auf eine bestimmte Konzentration optimiert einzustellen.

In Deutschland wurde 2014 bis 2015 die Beimischung von Wasserstoff in einem realen Verteilnetz mit 176 Endgeräten getestet. Dazu wurde der Anteil Wasserstoff schrittweise auf 9% erhöht. Die Beimischung des Wasserstoffs führte auch nach mehreren Monaten zu keinen negativen Effekten (Dörr et al. 2015). Es ist ein Nachfolgeprojekt in Sachsen-Anhalt geplant, bei dem der Anteil auf 20% erhöht werden soll.

Der Deutsche Verein des Gas- und Wasserfaches (DVGW) empfiehlt heute ein maximales Beimischungsverhältnis von 10%. Dabei ist aber zu beachten, dass es im Verteilnetz keine der genannten Endnutzer hat, bei denen Probleme auftauchen könnten. Es gibt sehr viele

Verteilnetze, an denen weder Erdgastankstellen noch Gasturbinen, Speicher oder stoffliche Nutzungen angeschlossen sind.

Viele Geräte funktionieren auch mit Anteilen von mehr als 10% einwandfrei. Je höher der Anteil wird, desto mehr Aspekte müssen bezüglich Sicherheit und Betrieb jedoch berücksichtigt und angepasst werden. So ist bspw. auch zu bedenken, dass aufgrund der niedrigeren Energiedichte für die Bereitstellung derselben Energiemenge ein höherer Gasdurchsatz erforderlich ist.

In der Schweiz ist derzeit der Anteil von Wasserstoff im Gasnetz auf zwei Prozent beschränkt (G18 Richtlinie des Schweizerischen Vereins des Gas- und Wasserfaches SVGW). Die Richtlinie soll jedoch revidiert werden und auf die neuen Erkenntnisse angepasst werden.

Quellen:

- *Dörr et al. (2018): Dörr, H.; Kröger, K.; Graf, F.; Köppel, W.; Burmeister, F.; Senner, J.; Nitschke-Kowsky, P.; Weßing, W. Untersuchungen zur Einspeisung von Wasserstoff in ein Erdgasnetz. Energie Wasser-Praxis 11/2016, S. 50-59.*
- *Müller-Syring, G.M.H. (2014): Auswirkungen von Wasserstoff im Erdgas in Gasverteilnetzen und bei Endverbrauchern, gwf Gas Erdgas, S. 310-313, 5 2014.*

3.2 offene Fragen

- a) Wie ist die Klimabilanz von erneuerbarem synthetischem Wasserstoff und Methan?

Klimabilanzen (Lebenszyklusanalyse)

In der Literatur finden sich vor allem Daten zur Öko- und Klimabilanz (Lebenszyklusanalyse) von synthetischen Gasen, die in der Mobilität eingesetzt werden (ZHAW 2018, Quantis 2015). Die Analysen zeigen, dass die grössten Emissionen durch den Strombedarf für die Produktion von Wasserstoff (Elektrolyse) entstehen und dass hier sehr grosse Unterschiede je nach erneuerbarer Stromerzeugungsquelle bestehen (bspw. Kehrlichtverbrennung vs. Wasserkraft vs. Photovoltaik, etc.). Weniger relevant sind die weiteren Schritte wie die Gewinnung von CO₂ oder die Methanisierung. Beim CO₂ schneidet die Gewinnung aus Abgasen besser ab als die aufwändigere Abtrennung aus der Umgebungsluft. Bei der Gewinnung aus Abgasen wird der direkte CO₂-Ausstoss dem vorgelagerten Prozess zugewiesen (bspw. Kohlekraftwerk, Gaskraftwerk, Biogasanlage) und so resultieren nur noch wenige Emissionen für die Aufbereitung für die Methanisierung.

Vergleich für Mobilität

Vergleich mit fossilen Treibstoffen: Ökobilanz-Resultate der ZHAW (2018) zeigen, dass erneuerbares synthetisches Methan klimafreundlicher ist als fossile Treibstoffe. Wird der Strom für Wasserstoffproduktion und Methanisierung aus Wasserkraft, der Kehrlichtverbrennungsanlage oder «Überschussstrom» (keine Zuordnung der Stromproduktionsemissionen) erzeugt,

reduzieren sich die Emissionen gegenüber den fossilen Treibstoffen um rund 50%, wird er aus Photovoltaik gewonnen immer noch 20 bis 35% (Abbildung 42)¹⁴.

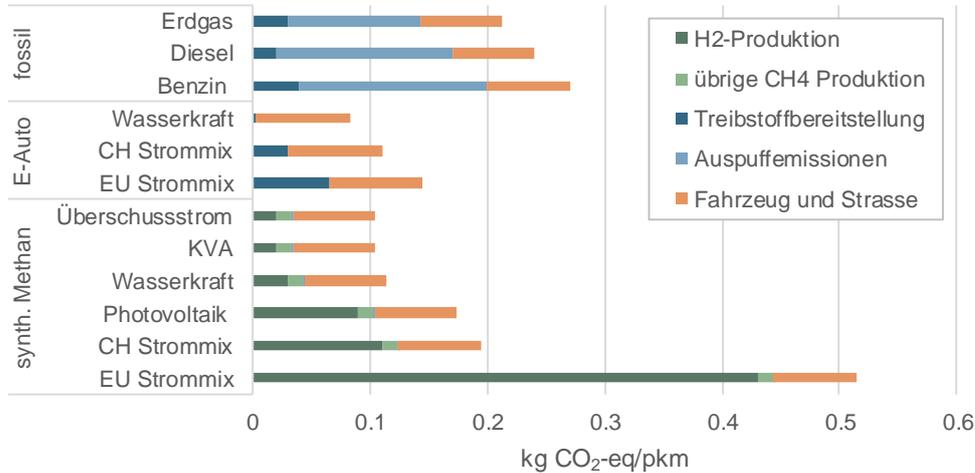


Abbildung 42: Treibhausgasemissionen pro Personenkilometer je nach genutztem Treibstoff. Gesamte Bilanzierung ohne Nutzung Gasnetz/-speicherung (Quelle: ZHAW 2018).

Vergleich mit Elektroautos: Die Abbildung zeigt auch die Emissionen eines Elektroautos mit verschiedenen Stromquellen für die Wasserstoff-Produktion und Methanisierung. Bei gleicher Stromquelle ist das Elektroauto deutlich klimafreundlicher als ein Gasauto mit synthetischem Gas – bei Wasserkraft um rund 40%, beim Schweizer Verbraucher-Strommix um 80% und bei einem EU-Strommix um 250%. Je sauberer der eingesetzte Strom, desto mehr fallen die übrigen Bereiche wie Fahrzeug und Strasse ins Gewicht. Steht eine Kilowattstunde Strom zur Verfügung, ist es klimafreundlicher, sie im Elektroauto einzusetzen (falls möglich) als für erneuerbares synthetisches Gas. Eine Studie der EMPA und dem PSI (2019) kommt auf den ersten Blick zum gegenteiligen Schluss, dass Gasfahrzeuge mit erneuerbarem synthetischem Gas klimafreundlicher sind als Elektrofahrzeuge. Dieses Resultat widerspricht jedoch den obigen Analysen nicht, denn die Studie nimmt an, dass das erneuerbare synthetische Methan mit einem 2.5-fach saubererem Strommix hergestellt wird, als das Elektroauto zum Antrieb benutzt (40 vs. 100 g CO₂-eq./pkm).

Unterschiede je nach Stromquelle: Die Emissionen von erneuerbarem synthetischem Gas unterscheiden sich stark je nach angenommener Stromquelle zur Produktion. Methan mit «Überschussstrom» (keine Zuordnung der Stromproduktionsemissionen), Strom aus der Kehrriechverbrennungsanlage oder Wasserkraft ist heute beispielsweise deutlich klimafreundlicher als Methan, das mit Strom aus Photovoltaik hergestellt wird. Bei all diesen Zahlen wird angenommen, dass das Gasnetz und seine Speicher nicht genutzt werden.

Eine Analyse der Hotspots der Umweltauswirkungen von strombasierten Treibstoffen im Auftrag des Bundesamtes für Umwelt (Quantis 2015) kommt zu ähnlichen Schlüssen und zeigt zudem Resultate für Wasserstoff. Die Studie fokussierte auf die rechtlichen Grenzwerte für die Steuererleichterung von Treibstoffen aus erneuerbaren Rohstoffen, nämlich mindestens 40%

¹⁴ Ein Analogieschluss aus dem Kapitel 2.2c) zeigt, dass erneuerbares synthetisches Gas eine ähnliche Klimabilanz ausweist wie Biogas.

weniger Treibhausgasemissionen und nicht mehr als 125% der gesamten Umweltbelastung der fossilen Referenz.

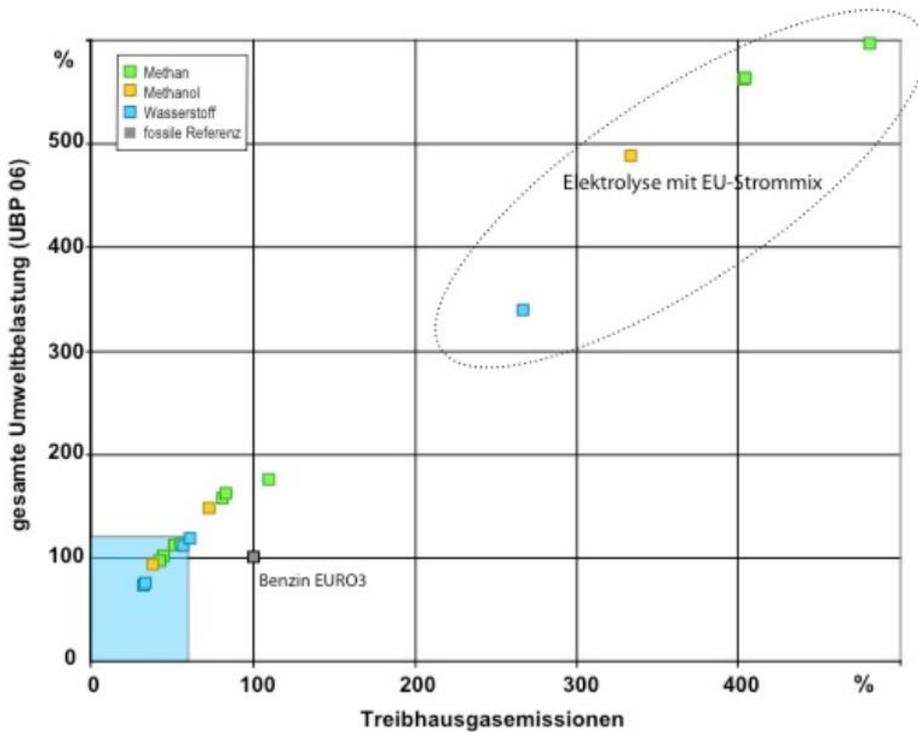


Abbildung 43: Treibhausgasemissionen und Umweltbelastung pro Personenkilometer je nach genutztem Treibstoff (bei Methan inklusiv Nutzung des Gasnetzes über 100 km, aber ohne Speicherung). Quelle: Quantis 2015

Erfolgt die Wasserstoffproduktion (Elektrolyse) mit einem EU-Strommix, ist die Klima- und Ökobilanz sehr viel schlechter als die fossile Referenz Benzin (Abbildung 43). Erfolgt die Elektrolyse mit Strom aus Photovoltaik, verursacht das erneuerbare Methan knapp 20% weniger Treibhausgasemissionen als Benzin, aber mehr als 150% der Umweltbelastung. Mit Windstrom werden beide Grenzwerte eingehalten – die Treibhausgasemissionen des Methans sind um mehr als 50% tiefer und die Umweltbelastung bleibt in etwa gleich. Generell schneidet synthetischer Wasserstoff immer besser ab als Methan, da die CO₂-Gewinnung und Methanisierung auch Emissionen verursachen und den Wirkungsgrad reduzieren.

Vergleich für Raumwärme

Zur Ökobilanz beim Einsatz von synthetischem Methan für Raumwärme wurde keine Literatur gefunden. Basierend auf den Analysen der ZHAW (2018) für die Mobilität, bei denen die Emissionen für Fahrzeug und Strasse abgezogen werden können und den Analysen von Quantis (2015), kann für die Treibhausgasbilanz von synthetischem Methan von folgenden Grössenordnungen gegenüber Erdgas ausgegangen werden:

- mit fossilem Strom erzeugtes Methan: sehr viel schlechtere Bilanz als Erdgas
- mit Schweizer Strommix und Photovoltaik: etwas bessere Bilanz als Erdgas
- mit «Überschussstrom», KVA, Wasserkraft, Windkraft: viel bessere Bilanz als Erdgas

Kombiniert man diese Schlussfolgerungen mit dem Vergleich von Energieträgern im Wärmebereich (siehe Kapitel 2.2c)), zeigt sich dasselbe Resultat wie bei der Mobilität: Falls Strom mit tiefen CO₂-Emissionen direkt für Raumwärme eingesetzt werden kann, ist dieser Weg klar klimafreundlicher als er über erneuerbares synthetisches Gas.

Klimabilanz mit Systemgrenze Schweiz

Eine Analyse, welche nicht den Lebenszyklus betrachtet, sondern nur die Emissionen in der Schweiz (Systemgrenze nach Treibhausgasinventar), ergibt andere Resultate. Es gibt dazu keine Studien, aus den obigen Analysen lassen sich aber grobe Rückschlüsse ableiten. Beispielsweise für Anwendungen in der Mobilität: Wird das synthetische Gas im Ausland erzeugt oder mit importiertem Strom hergestellt wird, schneiden Benzin-, Diesel- und Erdgasautos sehr viel schlechter ab Fahrzeuge mit synthetischem Gas oder direktem Stromverbrauch. Letztere beide schneiden fast gleich ab. Die Emissionen für die Treibstoffherstellung und Fahrzeugherstellung entfallen fast ganz, weil sie im Ausland anfallen. Es verbleiben die Emissionen für die Strasse, welche für alle Fahrzeuge gleich hoch sind.

Schlussfolgerungen für Einsatz erneuerbarer synthetischer Gase für Klimaziele aus systemischer Sicht

Die Analysen zeigen, dass aus Sicht Lebenszyklus erneuerbare synthetische Gase im Vergleich zu Erdgas klimafreundlicher sind, dass aber die direkte Nutzung von erneuerbarem Strom noch mehr Treibhausgasemissionen reduziert.

Schlussfolgerungen aus systemischer Sicht für heutige Situation: Derzeit ist die Stromnachfrage in der Schweiz und in Europa in allen Monaten deutlich höher als die erneuerbare Stromproduktion. Wird daher bereits produzierter erneuerbarer Strom neu für erneuerbare synthetische Gase eingesetzt, wird er einer anderen bestehenden Nutzung entzogen. Da erneuerbare synthetische Gase zudem meist weniger effizient sind als die direkte Nutzung von Strom (siehe Erläuterungen weiter oben und Abbildung 44), leistet die Nutzung von heute bestehendem erneuerbarem Strom für erneuerbare synthetische Gase netto keinen Beitrag zu einer Reduktion von Treibhausgasen (siehe auch Argumentation in ZHAW 2018).

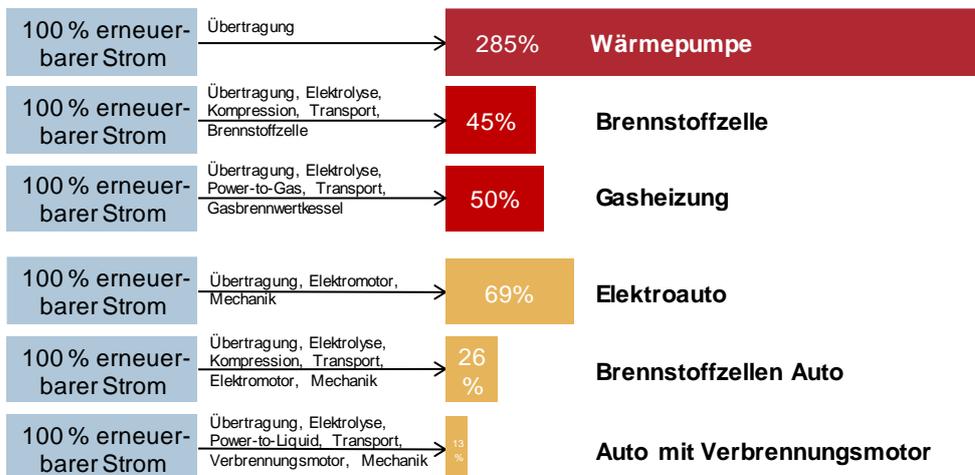


Abbildung 44: Gesamtwirkungsgrade für Wärme (rot) und Transport (gelb) ausgehend von erneuerbarem Strom (Quelle: Agora 2018)

Schlussfolgerungen aus systemischer Sicht für den Zubau erneuerbarer Strom: Zur Erreichung der Klimaziele soll aus systemischer Sicht zusätzlicher erneuerbarer Strom zuerst dort eingesetzt werden, wo er am meisten oder am kostengünstigsten CO₂ reduziert. Hier zeigt sich, dass in den Sektoren Wärme und Transport die Elektrifizierung ein sehr grosses Reduktionspotenzial aufweist (siehe Gesamtwirkungsgrade in Abbildung 44). Kann also eine zusätzliche Kilowattstunde direkt in einem Elektroauto oder einer Wärmepumpe eingesetzt werden, ist die Klimawirkung hier höher. Kann die zusätzliche Kilowattstunde jedoch gar nicht eingesetzt werden (Abregelung/Überlauf) oder ist die Elektrifizierung in einem Sektor nicht möglich oder ineffizient (Prozesswärme, Schwerverkehr), leistet die Umwandlung des Stroms in erneuerbare Gase einen Beitrag zu den Klimazielen. Diverse Studien aus Deutschland und der Schweiz (siehe Kapitel c)) zeigen in diesem Sinne, dass erst bei sehr hohen Klimazielen und damit sehr hohem Ausbaugrad an fluktuierenden erneuerbaren Energien erneuerbare Gase eine relevante Rolle spielen. Erst in Szenarien mit hohen Klimazielen wird relevant erneuerbarer Stromüberschuss produziert und müssen auch die Sektoren mit wenig Substitutionspotenzial ihre Emissionen reduzieren.

Exkurs Überschussstrom

In der öffentlichen Diskussion ist oft von Überschussstrom die Rede. Der Begriff Überschussstrom wird jedoch nicht einheitlich definiert. Zudem ist insbesondere schlecht definiert, in welchen Fällen «Überschussstrom» als erneuerbar gilt.

Mögliche Definitionen

- Überschussstrom entsteht bei **negativer Residuallast**, also dann, wenn nicht regelbare Kraftwerke mehr Strom produzieren als insgesamt Strom nachgefragt wird. Zu nicht regelbaren Kraftwerken gehören Wind, Photovoltaik, Laufwasserkraft oder wärmegeführte Wärme-Kraft-Kopplung. Zukünftig wird für Deutschland geschätzt, dass bei ungefähr 80% fluktuierender erneuerbarer Energien (Ziel für 2050) während rund 3'000 Stunden negative Strom-Residuallast entsteht (acatech 2015).
- Überschussstrom ist das Stromangebot zu **negativen Börsenpreisen**. Diese entstehen seit ein paar Jahren in Deutschland, wenn Kernkraftwerke, Braunkohlekraftwerke und wärmegeführte WKK-Anlagen trotz starker Einspeisung der erneuerbaren Energien ihre Stromproduktion nur wenig drosseln (Agora 2014). Bei negativen Börsenpreisen wird ein Teil des Stroms immer noch fossil oder nuklear hergestellt. Zwischen 2012 und 2018 gab es in Deutschland zwischen 56 und 146 Stunden pro Jahr negative Strompreise (Fraunhofer ISI, IKEM und Fraunhofer IEE 2019).
- Erneuerbarer Überschussstrom entsteht, wenn die inländische Produktion höher liegt als die inländische Nachfrage und im Umfang des Deltas erneuerbar Strom produziert wird.
- Erneuerbarer Überschussstrom entsteht, wenn die inländische erneuerbare Produktion höher liegt als die inländische Nachfrage. In Deutschland ist es bundesweit noch nie dazu gekommen, dass Wind und Photovoltaik die gesamte Nachfrage decken.

Künftige Entwicklung Überschussstrom

In der Öffentlichkeit besteht teilweise die Vorstellung, dass ein sehr starker Zubau der erneuerbaren Stromproduktion zu einer sehr grossen Menge an Überschussstrom führen wird und dieser «überschüssige» Strom nahezu gratis für Anwendungen wie Power-to-Gas zur Verfügung stehen wird. Ohne gezielte Förderung dämpft sich der Zubau Erneuerbarer langfristig

selber, da der Zubau zu mehr Angebot und zu tieferen Preisen führt, was die Attraktivität eines weiteren Zubaus schmälert. Zudem werden diverse Anwendungen um die Verwendung des Überschussstroms konkurrenzieren (bspw. Power-to-Heat, Flexibilisierung mit Batterien) und diesen somit monetarisieren. Überschussstrom, der nahezu gratis ist, wird aus diesen Gründen nicht in grossen Mengen zur Verfügung stehen. Dahingegen kann es hingegen erwünscht und geplant sein, bewusst zusätzlichen erneuerbaren Strom zu produzieren, um ihn saisonal speichern zu können.

Für die weitere Diskussion werden daher die folgenden beiden Begriffe definiert:

Überschussstrom: Strom, der nahezu gratis ist und im Energiesystem nicht verwendet werden würde, wenn er nicht für Power-to-Gas eingesetzt werden würde. Erneuerbar ist er, wenn die inländische erneuerbare Produktion höher liegt als die inländische Nachfrage. Aufgrund der obigen Ausführungen werden Menge und mögliche Volllaststunden auch in Zukunft gering bleiben.

Zusatzstrom: Zusätzlich zugebaute erneuerbare Stromproduktion zur Umwandlung in erneuerbares Gas. Damit dieser Einsatz zur Erreichung der Klimaziele sinnvoll ist, muss dies zusätzlich zur neu zugebauten Stromproduktion sein, welche die Sektoren Wärme und Transport elektrifiziert. Dieser Zusatzstrom ist teurer als der Überschussstrom

Zustimmung der Stakeholder-Gruppe zu zentralen Aussagen

| Aussagen | Ja | Nein | Enthaltung |
|--|----|------|------------|
| 1. Bei gleicher Stromquelle ist die Produktion von erneuerbarem Wasserstoff klimafreundlicher als die von erneuerbarem Methan. | 9 | 0 | 0 |
| 2. Erneuerbare synthetische Gase sind klimafreundlicher als fossile Energieträger. | 9 | 0 | 0 |
| 3. Wird zur Produktion von erneuerbarem Methan Photovoltaik eingesetzt, ist die Klimabilanz aus Lebenszyklus-Sicht derzeit nur leicht besser als die von Erdgas. | 8 | 0 | 1 |
| 4. Wird CO ₂ -armer Strom zur Produktion von erneuerbarem Methan eingesetzt, ist die Klimabilanz aus Lebenszyklus-Sicht klar besser als die von Erdgas. | 9 | 0 | 0 |
| 5. Wird für den Antrieb eines Elektroautos die gleiche Stromquelle verwendet wie für die Herstellung von erneuerbarem synthetischem Methan, ist das Elektroauto klimafreundlicher als ein Gasauto mit erneuerbarem synthetischem Methan. <i>Begründung für Nein: Nein, denn wenn Batterieherstellung nicht mit erneuerbaren Energien erfolgt, ist die Klimabilanz in etwa ähnlich. Nein, da die Aussage zu pauschal ist und die Literatur dazu nicht eindeutig ist.</i> | 11 | 2 | 0 |
| 6. Bei gleicher Stromquelle ist eine Wärmepumpe klar klimafreundlicher als ein mit Gas betriebener Brennkessel mit erneuerbarem synthetischem Methan. | 9 | 0 | 0 |
| 7. Aussage aus systemischer und Lebenszyklus-Sicht: Wird in der Schweiz heute vorhandener erneuerbarer Strom neu für erneuerbare synthetische Gase eingesetzt, leistet er netto in allen Verwendungszwecken keinen Beitrag zu einer Reduktion von Treibhausgasen. | 9 | 0 | 0 |

| | | | |
|---|---|---|---|
| 8. Aussage aus systemischer und Lebenszyklus-Sicht: Setzt man neu zugebaute erneuerbare Stromproduktion dafür ein, nicht erneuerbare Stromproduktion zu ersetzen oder die Sektoren Wärme und Transport zu elektrifizieren, werden mehr Treibhausgas-Emissionen reduziert als beim Einsatz für die Produktion von erneuerbaren synthetischen Gasen. | 9 | 0 | 0 |
| 9. Wird in der Schweiz erneuerbares synthetisches Gas hergestellt (mit erneuerbarem Strom aus In- oder Ausland), und damit in der Schweiz fossile Energieträger ersetzt, reduziert dies die Emissionen der Schweiz nach Treibhausgas-Inventar. | 9 | 0 | 0 |

Quellen:

- easac 2019: *Decarbonisation of transport: options and challenges*. European Academies Science Advisory Council
- Ifeu 2011, *Umweltbilanzen Elektromobilität*
- Quantis (2015): *Analyse der Umwelt-Hotspots von strombasierten Treibstoffen*. Spielmann, M., Ruiz, S.; Zah, Rainer.
- Treeze (2016): *Umweltbilanz Strommix Schweiz 2014*. Im Auftrag des Bundesamts für Umwelt.
- ZHAW (2018): *Life Cycle Assessment of Renewable Methane for Transport and Mobility*. Wettstein, S.; Itten, R., Stucki, M.

b) Welches ist das Potenzial für erneuerbare synthetische Gase?

Grundlagen zu Potenzialanalysen für die Schweiz

Wichtige Input-Faktoren für die Herstellung von erneuerbaren synthetischen Gasen sind der erneuerbare Strom und bei erneuerbarem Methan zusätzlich die Rohstoffe CO₂ und Wasser.

CO₂ und Wasser: Das theoretische Potenzial von CO₂ ist fast unlimitiert, da es unter anderem aus der Umgebungsluft gewonnen werden kann. Wird CO₂ aus grossen konzentrierten Emissionsquellen gewonnen, ist das Potenzial kleiner, aber der Energieaufwand zur Gewinnung ist geringer (siehe auch Kapitel a)). In der Schweiz machen 35 Gross-Anlagen (6 Zementwerke und 29 Kehrrechtverbrennungsanlagen) 98% der Punktquellen aus im Vergleich zu je 1% für Biogasanlagen und Kläranlagen (siehe Tabelle 14).

| | Anzahl Anlagen | Kohlenstoff in 1000 t/a | Anteil |
|------------------------------|----------------|-------------------------|-------------|
| Zementindustrie | 6 | 840 | 41% |
| Kehrrechtverbrennungsanlagen | 29 | 1'160 | 57% |
| Biogasanlagen | 145 | 20 | 1% |
| Kläranlagen | ~ 900 | 20 | 1% |
| Total | ~ 1'100 | 2'040 | 100% |

Tabelle 14: Haupttypen von konzentrierten Quellen von CO₂ in der Schweiz (Quelle: Meier et al. 2017)

Forscher der Hochschule Rapperswil (Meier et al. 2017) haben gezeigt, dass die 35 Gross-Anlagen in der Nähe des Gasnetzes liegen und insofern als CO₂-Quelle für die Methanisierung geeignet wären. Zu beachten ist, dass in einer vollständig dekarbonisierten Welt nicht mehr alle Emissionen zur Verfügung stehen würden.

Die Autoren der Studie haben zudem berechnet, dass es zur Nutzung des berechneten Kohlenstoffs für die Methanisierung rund 9 Mio. m³ Wassers bedarf, was ca. 1% des Schweizer Wasserverbrauchs ausmacht. Somit sehen sie Wasser nicht als limitierenden Faktor. Um den gesamten konzentriert vorhandenen Kohlenstoff zu Methan zu verwerten bedarf es gut 59 TWh erneuerbaren Strom (für Elektrolyse, Methanisierung und Aminwäsche). Das entspricht in etwa der heutigen Landeserzeugung an Strom aller Kraftwerke in der Schweiz (61.5 TWh, BFE 2018). Würde der gesamte Kohlenstoff in Methan umgewandelt, ergäbe dies rund 28 TWh Methan (unterer Heizwert), was etwas weniger ist als der heutige Gasabsatz der Schweiz (33 TWh unterer Heizwert, siehe Kapitel 1.1a)). Die Forscher schliessen aus ihrer Analyse, dass auch Kohlenstoff nicht der limitierende Faktor ist, sondern erneuerbarer Strom. Forscher der EMPA und PSI teilen diese Sicht nach ähnlichen Analysen (EMPA und PSI 2019).

Strom: Für die Produktion von erneuerbaren synthetischen Gasen braucht es erneuerbaren Strom. So leitet sich das Potenzial für erneuerbare synthetische Gase auf ersten Blick vom Potenzial für erneuerbaren Strom ab. Die Stromproduktion aus erneuerbaren Energien betrug 2017 rund 40 TWh von 62 TWh Landesproduktion (BFE 2018). Das nachhaltige nutzbare zusätzliche Potenzial bezifferte der Bundesrat 2013 in seiner Botschaft zur Energiestrategie bei rund 27 TWh (davon 11 TWh für Photovoltaik). Aus systemischer Sicht ist zusätzlich erneuerbarer Strom zuerst wo möglich direkt einzusetzen (siehe Schlussfolgerungen Kapitel a)).

Potenzial in der Schweiz

Für die Schweiz wurde das Potenzial von zwei Akteuren grob geschätzt und an Tagungen vorgestellt:

- Der Schweizerische Verein des Gas- und Wasserfaches hat das theoretische Potenzial für Power-to-Gas in der Schweiz für eine Tagung grob abgeschätzt (SVGW 2017). Er sieht auch den limitierenden Faktor beim zusätzlichen erneuerbaren Strom und basiert die Schätzung daher auf künftigem nicht genauer definiertem «Überschussstrom» in der Schweiz. Von angenommenen 3'000 GWh «Überschussstrom» im Jahr 2050 kann gut die Hälfte für Power-to-Gas eingesetzt werden. Das ergibt eine Methanproduktion von rund 1.2 TWh, also knapp 4% des heutigen Gasabsatzes. Die angenommene Menge von 3'000 GWh decken sich in etwa mit einer anderen Schätzung für das Jahr 2050. Das IET hat auf der Basis des Szenarios NEP der Energieperspektiven den «Überschussstrom» auf 3.5 TWh im Jahr 2050 geschätzt (bei ca. 8 TWh Solarstrom, IET 2014). Überschussproduktion ist in dieser Modellierung der erneuerbare Strom, der im Sommer während rund 10 bis 14 Wochen übrigbleibt, nachdem die gesamte Stromnachfrage der Schweiz mit erneuerbarem Strom gedeckt wird. Im Winter wird der Bedarf je nach Unterszenario erneuerbar, mit Gas- und Dampfkraftwerken produziert oder importiert.
- Energie 360° und ein Forscher des PSI haben an einer Tagung eine Abschätzung des Potenzials für die direkte Methanisierung präsentiert. Diese basiert entsprechend auf den bestehenden Biogas- und Kläranlagen basiert (energie360° und PSI 2017). Würden die bestehenden bereits einspeisenden Anlagen um Power-to-Gas ergänzt, ergäbe dies 180 GWh zusätzliches Gas. Würden alle Anlage in der Nähe eines Gasnetzes ergänzt, ergäbe dies nochmals 955 GWh. Dies ergäbe insgesamt also 1.1 TWh oder gut 3% des heutigen Gasabsatzes. Sie machen dabei keine Aussage zur Frage des erneuerbaren Stroms.

Eine ausführliche Analyse legen Forscher der EMPA und dem PSI (2019) vor. Sie starten vom Standpunkt, dass Power-to-Gas ausschliesslich überschüssigen erneuerbaren Strom nutzen sollte und das vorhandene Angebot von erneuerbarem Strom nicht verknappen sollte. Auf dieser Basis skizzieren sie eine Energiezukunft 2050 ohne Kernkraftwerke und einem sehr starken Zubau von Photovoltaik mit einer Jahresproduktion von ca. 25 TWh_{el} (zum Vergleich: Ausbau heute ca. 2 TWh, in den Energieperspektiven des Bundes lag der Ausbau 2050 je nach Szenario zwischen 6 und 11 TWh_{el}). Darauf basierend berechnen sie einen «erneuerbaren Überschuss» von ca. 10.8 TWh_{el} während 4'650 Stunden (siehe Abbildung 45). Die Berechnung beruht auf diversen Annahmen:

- Als «erneuerbaren Überschuss» bezeichnen sie die Situation, in der die inländische Stromerzeugung höher ist als die Nachfrage und zwar unabhängig davon, ob diese Nachfrage bereits vollständig mit erneuerbaren Energien gedeckt wird oder nicht. So gehen sie beispielsweise für die heutige Situation von 5 TWh überschüssiger Wasserkraft aus, obwohl heute die Kernkraftwerke einen relevanten Anteil der Produktion ausmachen. In ihrem Zukunftsszenario ist jedoch die Kernkraft in der Schweiz stillgelegt, damit ist fast die gesamte Stromproduktion erneuerbar und damit auch der Überschuss.
- Sie modellieren das Stromsystem mit Systemgrenze Schweiz, sehen also im Sinne eines worst case keine Kopplung mit dem europäischen Strommarkt vor, wonach der Import/Export zwischen den Ländern laufend optimiert würde. Im Modell werden Tagesspeicher eingesetzt, die für einen Tag-Nacht-Ausgleich sorgen. Diese verteilen den anfallenden Strom so auf 24 Stunden, dass er möglichst direkt genutzt werden kann, danach aber auch der «Überschussstrom» zeitlich verteilt wird und für Power-to-Gas gleichmässiger zur Verfügung steht. Das Modell sieht nur einen Tag-Nacht-Ausgleich vor, bildet aber keine Mehrtages-Ausgleiche ab.

Die Abbildung zeigt, dass in einem solchen Szenario eine Leistung von 1 GW_{el} über rund 3'900 Stunden verfügbar wäre, eine Leistung von 2 GW_{el} über rund 2'500 Stunden.

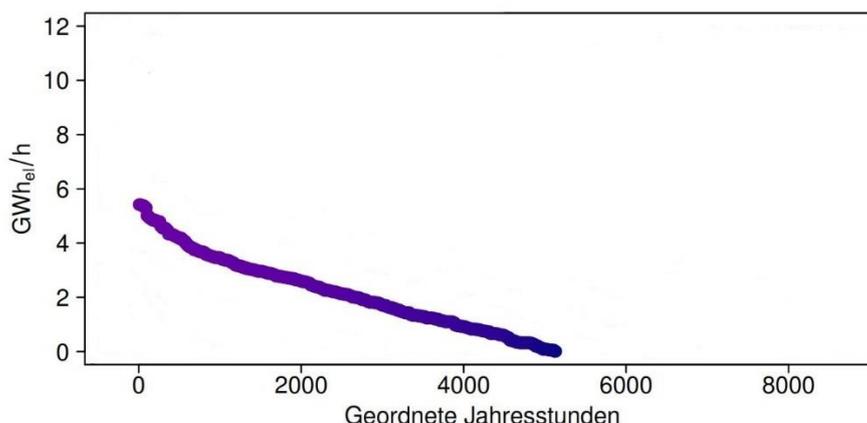


Abbildung 45: Absteigend geordnete Jahresdauerlinie der «Überschuss» Photovoltaik Leistung pro Stunde in einem Szenario ohne Kernkraftwerke und ca. 25 TWh Photovoltaik (bereits abzüglich des Photovoltaik-Stroms für den Tag-Nacht-Ausgleich). (Quelle: EMPA & PSI 2019)

Die Autoren berechnen daraus diverse Szenarien zur Nutzung von synthetischem erneuerbarem Gas. In Tabelle 15 sind davon zwei dargestellt, die ausschliesslich auf dem «überschüssigem» Strom basieren. Im Szenario «Wasserkraft» wird angenommen, dass die Produktionsanlagen direkt neben Wasserkraftwerken stehen, um keine Netzentgelte bezahlen zu müssen. Durch die in der Studie formulierten Anforderung, dass nur CO₂-Quellen in einem Umkreis von 10 km genutzt werden können, resultieren schweizweit gut 200 Laufwasser- und Speicherkraftwerke, die mit einer Leistung von rund 1 GW_{el} rund 1.8 TWh Methan herstellen könnten.

| Szenario | Jahresproduktion Methan | Leistung | Stunden |
|---|-------------------------|----------------------|------------------------------------|
| Wasserkraft: Schweizweit Anlagen an gut 200 Laufwasser- und Speicherkraftwerken mit CO ₂ -Quelle(n) in Umkreis von 10 km. | 1.8 TWh | 1 GW _{el} | ~ 3'900h |
| CO₂-Hub: Anlagen an den schweizweit fünf Standorten mit am meisten CO ₂ -Potenzial (Orte, die bspw. im Umkreis von 10 km eine Zementfabrik und eine KVA vereinen). | 4.9 TWh | 3.5 GW _{el} | Anlagen zwischen 1'000h bis 4'000h |

Tabelle 15: Potenziale an synthetischem erneuerbarem Methan je nach Szenario. Basis-Annahmen: Energiezukunft 2050 ohne Kernkraftwerke mit Zubau von 25 TWh Photovoltaik, kurzfristige Stromspeicher für Tages-/Nachtausgleich, aber kein Import/Export und kein Mehrtagesausgleich. (Quelle: EMPA & PSI 2019)

Im Szenario «CO₂-Hub» werden an den fünf Standorten mit am meisten CO₂-Potenzial Anlagen gebaut und dazu Strom vom Netz bezogen. Wird dazu ausschliesslich «Überschussstrom» verwendet, kann der grösste Teil davon genutzt werden, also 10.4 TWh_{el}, die rund 4.9 TWh synthetisches Gas ergeben. Dazu bedarf es einer gesamten Leistung von 3.5 GW_{el}, die dazu führt, dass die Anlagen sehr unterschiedlich ausgelastet sind (siehe Abbildung 45), zwischen rund 1'000 und 4'000 Betriebsstunden. Die Autoren berechnen zur höheren Auslastung der Anlagen ein (hier nicht dargestelltes) zusätzliches Szenario, in dem die gesamte installierte Leistung über 4'650 Stunden läuft und ein Methan-Ertrag von 7.5 bis 8.9 TWh Gas resultiert, das aber folglich nicht nur mit «Überschussstrom» hergestellt wird.

Potenzial im Ausland

Das zusätzliche Potenzial an erneuerbaren Gasen im Ausland ist höher als der Gasverbrauch in der Schweiz.

Schlussfolgerungen

Die Analyse zeigt, dass von den Faktoren erneuerbarer Strom, CO₂ und Wasser der erneuerbare Strom der limitierende Faktor ist für den Ausbau von erneuerbaren synthetischen Gasen. Ausgehend von der Prämisse, dass erneuerbare Gase nur dann einen Beitrag zum Klimaschutz leisten, wenn sie aus zusätzlichen erneuerbaren Energien gewonnen werden, ergeben sich Potenziale zwischen 2 bis 5 TWh, die darauf basieren, dass ein sehr starker Zubau von Photovoltaik erfolgt (ca. 25 TWh, also eine Verzehnfachung der bisherigen Produktion). Dies würde 5 bis 15% des Gasabsatzes ausmachen. Mit Biogas zusammengezählt würde das Potenzial 15 bis 30% des heutigen Gasverbrauchs ausmachen. Im Szenario NEP der Energieperspektiven mit 50% weniger Gasverbrauch ergäbe sich damit einen Anteil von je nach Schätzung zwischen 30% und 60%.

| | 2017 | 2050 – Gasverbrauch gemäss Szenario «Weiter wie bisher» | 2050 – Gasverbrauch gemäss Szenario «Neue Energiepolitik» |
|--|----------|---|---|
| Gasverbrauch | 34 TWh | 26 TWh (-24%) | 18 TWh (-49%) |
| Anteil erneuerbare Gase bei heutiger Nutzung | 4% | 5% | 8% |
| Anteil erneuerbarer synthe- tischer Gase bei starkem Photovoltaik Ausbau | 5 – 15% | 5 – 20% | 10 – 30% |
| Anteil erneuerbarer Gase bei voller Ausschöpfung des Potenzials und starkem Photovoltaik Ausbau | 15 – 30% | 20 – 40% | 30% – 60% |

Tabelle 16: Heutige und künftige Anteile an erneuerbaren Gasen bei voller Ausschöpfung des Potenzials Biogas und erneuerbare synthetische Gase (Quellen: BFE 2012; BFE 2018)

Grundsätzliche Überlegungen zeigen, dass aus systemischer Sicht zusätzlicher erneuerbarer Strom deutlich mehr Treibhausgasemissionen reduziert, wenn er zuerst bei der Elektrifizierung im Wärme- und Mobilitätsbereich eingesetzt wird (Wärmepumpen, Elektromobilität). Kann die zusätzliche Kilowattstunde jedoch gar nicht oder nicht zeitgleich eingesetzt werden, ist die Produktion erneuerbarer synthetischer Gase eine effektive Massnahme zur Reduktion von Treibhausgasemissionen. Je höher die Klimaziele liegen, desto eher tritt dieser Fall auf.

Diese Anforderungen aus systemischer Sicht, den Strom wo möglich zuerst direkt zu nutzen, führt eher zu tiefen Volllaststunden von Anlagen zur Produktion von synthetischen erneuerbaren Anlagen. Dies steht den Anforderungen der ökonomischen Sicht gegenüber, die aufzeigt, dass für einigermaßen konkurrenzfähigen Preise die Volllaststunden möglichst hoch sein müssen (siehe Kapitel 3.1d)).

Zustimmung der Stakeholder-Gruppe zu zentralen Aussagen

| Aussagen | Ja | Nein | Enthaltung |
|---|----|------|------------|
| 1. Der limitierende Faktor für erneuerbare synthetische Gase aus der Schweiz ist die Verfügbarkeit von erneuerbarem Strom. | 9 | 0 | 0 |
| 2. Wird in der Schweiz Photovoltaik sehr stark ausgebaut (ca. 25 TWh), liegt das ökologische Potenzial von inländischem erneuerbarem synthetischem Gas im Gasnetz bei rund 2 bis 5 TWh pro Jahr. <i>Begründung Enthaltung: Es gibt erst eine fundierte Studie, es ist unklar, ob die Annahmen und Schätzungen stimmen.</i> | 7 | 0 | 5 |
| 3. Das ökologische Potenzial an inländischen erneuerbaren Gasen (Biogas und synthetisches Gas) würde 2050 bei einem um 50% reduzierten Gasabsatz je nach Schätzung zwischen 30% und 60% ausmachen. <i>Begründung Enthaltung: Es ist aus heutiger Sicht sehr schwierig, dies zu schätzen.</i> | 10 | 0 | 2 |
| 4. Erneuerbarer Überschussstrom steht in der Schweiz heute und in Zukunft nicht in grossen Mengen zur Verfügung. (Definition: Erneuerbarer | 8 | 0 | 1 |

| | | | |
|--|----|---|---|
| Überschussstrom entsteht, wenn die inländische erneuerbare Produktion höher liegt als die inländische Nachfrage.) | | | |
| 5. Erneuerbarer Überschussstrom steht in Europa heute und in Zukunft nicht in grossen Mengen zur Verfügung. (Definition: Erneuerbarer Überschussstrom entsteht, wenn die inländische erneuerbare Produktion höher liegt als die inländische Nachfrage.) <i>Begründung der abweichenden Meinung: Lokale Bedingungen und Einschränkungen durch Stromtransport können zu lokal vorhandenem Überschussstrom führen.</i> | 6 | 1 | 2 |
| 6. Bei unter 3'000 Volllaststunden pro Jahr sind die Kosten für erneuerbare synthetische Gase heute und in Zukunft sehr hoch. | 8 | 0 | 1 |
| 7. Das zusätzliche Potenzial an erneuerbaren Gasen im Ausland ist höher als der Gasverbrauch in der Schweiz. | 9 | 0 | 0 |
| 8. Es ist zur Erreichung der Klimaziele sinnvoll, erneuerbare Gase aus dem Ausland in grösseren Mengen zu importieren und die Emissionsreduktion in der Schweiz anzurechnen. <i>Begründung der abweichenden Meinung: Es kommt darauf an, wie hoch die Ziele gesteckt werden. Die anderen Länder sind auch auf erneuerbare Gase angewiesen, um hohe Klimaziele zu erfüllen. Eine Nutzung durch die Schweiz wäre unsolidarisch und entspricht nicht dem Konzept der 2000 Watt Gesellschaft.</i> | 5 | 2 | 2 |
| 9. Wieviel erneuerbare Gase in Zukunft in die Schweiz importiert werden hängt von der Zahlungsbereitschaft der Schweizer Endkunden und von politischen Entscheiden im In- und Ausland ab. | 9 | 0 | 0 |
| 10. Die Produktion von erneuerbaren synthetischen Gasen wird an vielen ausländischen Standorten billiger sein als in der Schweiz. | 9 | 0 | 0 |
| 11. Die Marktpreise von erneuerbaren Gasen aus der Schweiz sind auch künftig tendenziell höher als erneuerbare Gase aus dem Ausland. <i>Begründung für Enthaltungen: Kann nicht beurteilen, wie Preisverhältnisse in Zukunft sein werden.</i> <i>Begründung für das Nein: Erneuerbare Gase werden je länger je mehr ein knappes Gut, damit werden auch die Preise aus dem Ausland steigen und sich an die inländischen Preise angleichen.</i> | 10 | 1 | 2 |

Quellen:

- acatech (2015): *Flexibilitätskonzepte für die Stromversorgung 2050: Technologien – Szenarien – Systemzusammenhänge. Deutsche Akademie der Technikwissenschaften.*
- Agora (2018): *Die zukünftigen Kosten strombasierter synthetischer Brennstoffe.*
- BFE (2012): *Prognos, Die Energieperspektiven für die Schweiz 2050*
- BFE (2018): *Gesamtenergiestatistik 2017*
- BFE (2018): *Schweizerische Elektrizitätsstatistik 2017*
- EMPA und PSI (2019): *Potenzialanalyse Power-to-Gas in der Schweiz. Betrachtungen zu Technologien, CO₂, Standorten, Elektrizität, Wirtschaftlichkeit und Einsatz in der Mobilität. Im Auftrag des Bundesamtes für Umwelt.*
- Energie 360° und PSI (2017): *Power to Gas: Direkte Methanisierung von Biogas im Werdhölzli. Präsentation von Andreas Kunz (Energie 360°) und Dr. Tilmann Schildhauer (PSI) an den HSR Expertengesprächen am 12. Januar 2017.*

- *Fraunhofer ISI, IKEM und Fraunhofer IEE (2019): Monitoring der Direktvermarktung. Quartalsbericht 12/2018. Erstellt im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie.*
- *IET (2014): Institut für Energietechnik der Hochschule für Technik Rapperswil. Potential für überschüssige erneuerbare Energie in der Schweiz. Autor: Colin Cianelli.*
- *Meier et al. (2017): Meier, B.; Ruoss, F.; Friedl, M.: Investigation of Carbon Flows in Switzerland with the Special Consideration of Carbon Dioxide as a Feedstock for Sustainable Energy Carriers. Energy Technology 2017: 5, S. 864-876.*
- *SVGW (2017): Schweizerischer Verein des Gas- und Wasserfaches, Das Erdgasnetz der Zukunft. Präsentation von Dr. Carrea an der Pusch Gemeindetagung vom 25.08.2017.*
- *ZHAW (2018), Perspektiven von Power-to-Gas in der Schweiz*

c) Was sagen Studien zum Einsatz von erneuerbarem Gas?

Deutschland

- In Deutschland hat es in den letzten Jahren zahlreiche Studien gegeben, welche die Entwicklung des Energiesystems in Szenarien modelliert haben. In einer Metastudie wurde verglichen, wie erneuerbaren Gase in diesen Szenarien eingesetzt werden (Forschungsradar Energiewende 2018).
- In den analysierten Trendszenarien und in den Szenarien mit einer CO₂-Reduktion bis und mit 80% kommen erneuerbare synthetische Gase auch im Jahr 2050 nicht zum Einsatz (Fraunhofer ISI/Consentec/ifeu 2017: Basisszenario, BCG/Prognos 2018: Referenzpfad und Klimapfad 80%) oder kaum (Nitsch 2017: Trend-Szenario).
- Hingegen wird erneuerbaren synthetischen Gasen in den Szenarien mit höheren Klimazielen eine wichtige Rolle beigemessen. Die untersuchten Szenarien unterscheiden sich dabei stark in den notwendigen Mengen (200 bis 800 TWh pro Jahr) und im vorgesehenen Einsatz:
- Einsatz für Strom: in fast allen Szenarien
- Einsatz in der Industrie: in fast allen Szenarien (energetisch und/oder stofflich)
- Einsatz für Verkehr: in fast allen Szenarien werden Gasfahrzeuge dort eingesetzt, wo eine Elektrifizierung nicht möglich ist
- Einsatz für Wärme: in gewissen Szenarien werden gar keine erneuerbaren synthetischen Gase im Wärmesektor eingesetzt, in anderen von unbedeutend bis relevant (Enervis 2017)
- Die Szenarien unterscheiden sich auch im Einsatz von Wasserstoff versus Methan, in der Herkunft des CO₂, in der notwendigen Kapazität von Gaskraftwerken (von ähnlich wie heute bis sehr viel mehr) und im Anteil Import der erneuerbaren Gase (0 bis 100%). Geringere Kosten für erneuerbaren Strom an dafür geeigneten Standorten inner- und ausserhalb Europas könnten Importe wirtschaftlich attraktiv machen.

Schweiz

Energieperspektiven 2012: In den Energieperspektiven spielen die erneuerbaren synthetischen Gase in den Szenarien «Weiter wie bisher» und «politische Massnahmen» keine Rolle,

in der «neuen Energiepolitik», dessen Ziel dem «Basisziel» dieses Projektes entspricht (siehe Vorwort), wird nur Wasserstoff in kleinen Mengen mit berücksichtigt.

Weitere Studien 2011 bis 2013: Das Paul Scherrer Institut hat im Jahr 2014 damals vorhandene Energieszenarien miteinander verglichen (PSI 2014a). Dazu gehören neben den Energieperspektiven 20 weitere Szenarien von VSE (2012), ETH/ESC (2011), Greenpeace (2013), Cleantech (2013), SCS (2013), PSI (2012) und PSI (2013). Gemäss dieser Übersichtsstudie sieht nur das Greenpeace Szenario den Einsatz von Power-to-Gas vor. Hier wird angenommen, dass 2,5 GW Leistung Elektrolyseure mit einer Betriebsdauer von 4'000 Volllaststunden eingesetzt werden, vor allem um Wasserstoff für den Verkehr und die Industrie herzustellen.

PSI Energie-Entwicklungspfade 2014: Das PSI (2014b) hat in seinen Pfaden unter anderem ein Reduktionsszenario (-60% CO₂ im Jahr 2050 gegenüber 2010) abgebildet. Darin wird Erdgas im Bereich Haushalt-Wärme und Dienstleistungen gar nicht mehr eingesetzt, sondern im Industriesektor und zur Herstellung von Wasserstoff, welcher dann im Transportsektor genutzt wird. Ein Einsatz von Power-to-Gas ist nicht vorgesehen.

ETH & PSI 2016: Diverse Institute der ETH zusammen mit dem PSI haben 2016 Szenarien modelliert, in denen sie den möglichen Einsatz von Kleinst-BHKW mit Biogas (aus feuchter Biomasse und aus Holz) analysieren. Zwei der Szenarien sind Reduktionsszenarien (-70% CO₂ im Jahr 2050 gegenüber 2010). Je nach Szenario macht Biogas im Jahr 2050 2 bis 4% der Stromproduktion aus. Ein Einsatz von Power-to-Gas ist nicht vorgesehen.

Diaz, van Vliet und Patt 2017: Forscher der ETH haben drei Szenarien entwickelt: a) CO₂-intensiv, b) die Schweizer Energiestrategie, welche die Autoren als Gas-Brückentechnologie-Szenario bezeichnen und c) ein 100% Erneuerbaren Szenario. Im Erneuerbaren Szenario wird neben einem Erneuerbaren-Ausbau in der Schweiz Strom aus Offshore-Anlagen in der Nordsee und aus Solarwärmekraftwerken (CSP) in Marokko importiert. Power-to-Gas ist in keinem Szenario vorgesehen.

Panos und Kannan 2018: Forscher des PSI haben 2018 zwei Szenarien publiziert, neben einem Baseline Szenario auch ein Reduktionsszenario (-85% CO₂ im Jahr 2050 im Vergleich zu 1990). In beiden Szenarien werden Gas- und Dampfkraftwerke gebaut. Ähnlich wie in den deutschen Szenarien wird Power-to-Gas nur im Reduktionsszenario konkurrenzfähig und daher auch nur dort eingesetzt. 28% des variablen erneuerbaren Stroms im Sommer wird in Wasserstoff umgewandelt. Der Wasserstoff wird nur wenig direkt genutzt (im Gasnetz und ein wenig methanisiert), sondern primär saisonal verschoben und dann für stationäre Zwecke und Mobilität eingesetzt.

Institut für Energietechnik 2018: Das Institut für Energietechnik (IET 2018) hat auf der Basis des Szenarios «neue Energiepolitik» ein abgeändertes «IET Szenario» entwickelt. Dies basiert auf der Annahme, dass 2050 10% des Strassenverkehrs gasbasiert ist und dieses Gas mit Power-to-Gas hergestellt werden soll. Die erneuerbare Stromproduktion in der Schweiz wird daher so erhöht, dass dies konstant über das Jahr möglich ist (8100 Volllaststunden). Die dadurch entstehenden Überschussmengen im Sommer werden zusätzlich auch zur Gasproduktion genutzt und im Winter in Gas- und Dampfkraftwerken zur Produktion von Strom und Wärme genutzt.

Forum Energiespeicher Schweiz 2018: Das Forum Energiespeicher hat Möglichkeiten untersuchen lassen, die saisonalen Schwankungen und Differenzen in Produktion und Nachfrage auszugleichen. Die Studie zeigt, dass für den Ausgleich neben Speichern auch Umwandlungstechnologien, Massnahmen bei der Energieerzeugung, flexible Nutzung von Energie sowie Import und Export von Energie wichtig sind. Sie sehen bei hohen Klimazielen den Einsatz von

Power-to-X Anlagen, wenn direkte elektrische Anwendungen nicht möglich oder unvorteilhaft sind, zum Beispiel im Flugverkehr oder im Güterfernverkehr. Sie favorisieren folgende Reihenfolge der Flexibilitätsoptionen bis 2050: 1) Energiehandel mit Nachbarländern, 2) Einsatz Gas-kraftwerke bei weniger ambitionierten Klimazielen und 3) Power-to-X sowie saisonale Gasspei-cherung bei hohen Zielen und hohem Autarkieziel.

SCCER Joint Activity Scenarios and Modelling 2019: Gianfranco Giudati, Leiter der SCCER Joint Activity zur Energiesystem-Modellierung hat die zentralen Annahmen eines künftigen Energiesystems (vor allem Preise) variiert und mit einem stochastischen Ansatz das Energie-system hunderte Male modelliert. Die Resultate zeigen, dass Photovoltaik, Wärmepumpen und Elektromobilität in jedem Fall eingesetzt werden. Saisonale Speicherung mit Gas wird stärker eingesetzt, je höher das Klimaziel ist; wenn Stromimporte nicht möglich sind, keine Geothermie möglich ist und die Staumauern nicht erhöht werden können. Die Unsicherheiten über den Einsatz sind viel grösser als bei anderen Technologien. Dies zeigt, dass der Einsatz stärker als andere von der entsprechenden Preiskonstellation abhängig ist.

Frontier Economics and RWTH Aachen 2019: Im Auftrag der Gasbranche wurde der Wert der Gas-Infrastruktur für ein klimaneutrales Europa in acht Ländern untersucht. Die Studie schätzt, dass die weitere Verwendung der Gas-Infrastruktur in der Schweiz 1.3 bis 1.9 Mia. Euro einspart im Vergleich zu einer grösstenteils elektrifizierten Variante. Die Studie ist intrans-parent bezüglich Methode und Annahmen und genügt der wissenschaftlichen Anforderung der Überprüfbarkeit daher nicht. Die Einsparungen im Bereich Raumwärme entstehen, weil weniger Wärmepumpen und Elektroheizungen gekauft werden müssen, Gebäude nicht gedämmt werden müssen, Radiatoren für die Wärmepumpen nicht durch Bodenheizungen ersetzt wer-den müssen und die Heizkosten mit erneuerbarem Gas künftig tiefer sind als mit Strom. Sie weisen jedoch dazu fast keine quantitativen Grundlagen aus, die sich auf ihre Plausibilität über-prüfen liessen. Auch zeigen die Autoren nicht auf, wie das Potenzial an erneuerbarem synthe-tischem Gas zu künftigen Preisen von 11-13 Rp./kWh bei europaweit wenig oder ungedämmten Gebäuden ausreicht, um das anvisierte klimaneutrale Europa zu versorgen.

Zustimmung der Stakeholder-Gruppe zu zentralen Aussagen

| Aussagen | Ja | Nein | Enthaltung |
|---|----|------|------------|
| 1. Erneuerbare synthetische Gase spielen erst bei sehr hohen Klimaschutz-zielen eine wichtige Rolle im Energiesystem für ausgewählte Verwen-dungszwecke. <i>Begründung Enthaltung:</i> Da die ökonomische Dimension auch zählt, ist es nicht sinnvoll, die Verwendungszwecke allzu sehr einzuschränken. | 8 | 0 | 1 |
| 2. Da im Wärmesektor am meisten bewährte Alternativen bestehen, ist der direkte Einsatz von erneuerbaren Gasen für Raumwärme (ohne WKK) in der Regel zur Erreichung der Klimaziele nicht sinnvoll. | 9 | 0 | 0 |
| 3. Der Einsatz von erneuerbaren synthetischen Gasen in wärmegeführten Wärme-Kraft-Kopplungs-Anlagen (Raumwärme und Strom) ist zur Errei-chung der Klimaziele sinnvoll. <i>Begründung für Nein:</i> Nein, weil es deutlich klimafreundlicher ist, erne-erbare synthetische Gase im GuD zu nutzen und den Strom für Wärme-pumpen einzusetzen. Typischerweise deckt die Wärme aus einem WKK nur die Grundlast ab, also ca. 40% des Wärmebedarfs. Der übrige Bedarf muss zusätzlich gedeckt werden, dies geschieht klassischerweise fossil. Nein, weil erneuerbare Gase zu teuer sein werden, um den ganzen Win-ter damit zu heizen. | 10 | 2 | 0 |
| 4. Der Einsatz von erneuerbaren Gasen zur Produktion von Strom (ohne Raumwärme) ist zur Erreichung der Klimaziele sinnvoll. | 11 | 0 | 2 |

Quellen:

- BCG/Prognos (2018): *Klimapfade für Deutschland*
- BFE (2012): *Anhang iii – Die Energieperspektiven für die Schweiz bis 2050. Technical report, Auftragnehmer: Prognos.*
- Cleantech (2013): *Energiestrategie – Richtig rechnen und wirtschaftlich profitieren, auf CO₂-Zielkurs. Technical Report Version 3.1, swisscleantech. Bern.*
- Diaz, van Vliet und Patt 2017: *Do we need gas as a bridging fuel? A case study of the electricity system of Switzerland. Energies 2017, 10, 861.*
- ETH/ESC (2011): *Energy Science Center: Energiezukunft Schweiz. Technical Report. November 2011.*
- ETH/PSI (2016): *System modelling for assessing the potential of decentralized biomass-CHP plants to stabilize the Swiss electricity network with increase fluctuating renewable generation. Im Auftrag des Bundesamtes für Energie.*
- *Forschungsradar Energiewende (2018): Metaanalyse. Die Rolle erneuerbarer Gase in der Energiewende, März 2018*
- *Forum Energiespeicher Schweiz (2018): Fokusstudie «Saisonale Flexibilisierung einer nachhaltigen Energieversorgung der Schweiz».*
- *Fraunhofer ISI/Consentec/ifeu/BMWi (2017): Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland*
- *Frontier Economics and RWTH Aachen (2019): The value of gas infrastructure in a climate neutral Europe. A study based on eight European countries. Im Auftrag diverser Unternehmen der Gasbranche.*
- *Greenpeace (2013): Energy [r]evolution. Technical report. Greenpeace International, Greenpeace Schweiz, Global Wind Energy Council, European Renewable Energy Council, November 2013.*
- *IET (2018): Institut für Energietechnik der Hochschule für Technik Rapperswil. Simulation IET Energieszenario 2035/2050.*
- *Nitsch (2017): Nitsch, J.: Erfolgreiche Energiewende nur mit verbesserter Energieeffizienz und einem klimagerechten Energiemarkt – Aktuelle Szenarien 2017 der deutschen Energieversorgung*
- *Panos und Kannan (2018): Panos, E. und Kannan, R.: Challenges and Opportunities for the Swiss Energy System in Meeting Stringent Climate Mitigation Targets. In G. Giannakidis et al. (eds.), Limiting Global Warming to Well Below 2 °C: Energy System Modelling and Policy Development, Lecture Notes in Energy 64.*
- *PSI (2012): Transformation strategies towards a sustainable Swiss energy system – an energy-economic scenario analysis*
- *PSI (2013): Energie-Spiegel – Die Neue Schweizer Energiepolitik: Woher kommt der Strom? Technical Report 21.*
- *PSI (2014a): Review of Swiss Electricity Scenarios 2050. Report prepared for the Group Energy Perspectives and the Swiss Competence Center for Energy Research “Supply of Electricity” (SCCER SoE).*

- *PSI (2014b): Switzerland Energy Transition Scenarios – Development and Application of the Swiss TIMES Energy System Model (STEM). final Project Report December 2014.*
- *SCCER (2019): Saisonale Speicheroptionen in der Szenariomodellierung. Gianfranco Giu-dati, ETH Zürich. Power-to-Gas Expertinnen- und Expertengespräche am 12. März 2019 an der HSR.*
- *SCS (2013): SCS Energiemodell. Technical Report 1.2, Supercomputing Systems AG, Zü- rich, Jun 2013. Model Version v1.4.*
- *VSE (2012): Wege in die neue Stromzukunft. Technical report, Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen, Aarau.*

d) **Wie können erneuerbare synthetische Gase hergestellt und eingesetzt werden?**

Es gibt unzählige theoretische Möglichkeiten, wie und wo synthetische erneuerbare Gase her- gestellt werden, in welcher chemischen Form sie genutzt werden, ob und wie sie gespeichert und schliesslich genutzt werden. Als grobe Auslegeordnung werden in diesem Kapitel die Ele- mente der Power-to-Gas Kette dargestellt und bewertet.

| Optionen Standort | Bewertung |
|--|---|
| bei Stromquelle: im Fokus stehen Wasserkraftwerke, da diese tiefe Kos- ten und hohe Volllaststunden auswei- sen | <ul style="list-style-type: none"> – Vorteil: Kostenersparnis, da kein Netzentgelt für Strombezug – Vorteil Wasserkraft: hohe Volllaststunden möglich, dann aber auch Nach- teil: klar geringerer systemischer Beitrag – Nachteil: Aufwand und Kosten für CO₂-Bereitstellung falls inklusive Me- thanisierung und falls keine CO₂-Quelle in unmittelbarer Nähe ist |
| bei CO₂-Quelle: in Frage kommen für kleinere Anlagen Biogas- und Kläranla- gen, für grössere Anlagen Kehrichtver- brennungsanlagen und Zementwerke | <ul style="list-style-type: none"> – Vorteil: durch Netznutzung unabhängig von einzelnen Kraftwerken – Vorteil bei Biogasanlagen: direkte Methanisierung des rohen Biogases möglich – Nachteil: zusätzliche Kosten durch Netzentgelt – Nachteil bei KVA und Zementwerken: bei grossen Anlagen ev. zusätzli- che Kosten durch Ausbau Stromnetz – Nachteil bei Biogasanlagen: Grösse der Anlage durch verfügbares CO₂ limitiert |
| bei Strom- und CO₂-Quelle: Kehricht- verbrennungsanlagen | <ul style="list-style-type: none"> – Vorteil: Kostenersparnis, da kein Netzentgelt – Vorteil: wenig Aufwand und Kosten für CO₂-Bereitstellung – Nachteil: bei grossen Anlagen ev. zusätzliche Kosten durch Ausbau Stromnetz |

Tabelle 17: Optionen bezüglich des Standorts der Produktion, Quelle: Einschätzung der Akteursgruppe des Projektes

| Optionen Nutzung Strom | Bewertung |
|---|--|
| Nur erneuerbarer Überschussstrom¹⁵ | <ul style="list-style-type: none"> - Vorteil: aus systemischer Sicht Reduktion von Treibhausgasen und dadurch Beitrag zu Klimazielen - Nachteil: geringes Potenzial, da kaum verfügbar - Nachteil: teuer, da nur sehr wenige Stunden und daher sehr hohe Kapitalkosten pro kWh |
| Nur erneuerbarer Zusatzstrom¹⁶: Bedingung für Zusatzstrom ist der starke Zubau von Photovoltaik, um u.a. im Sommer Zusatzstrom für die saisonale Speicherung zu generieren | <ul style="list-style-type: none"> - Vorteil: aus systemischer Sicht Reduktion von Treibhausgasen und dadurch Beitrag zu Klimazielen - Nachteil: teuer, da Kurzzeitspeicher eingesetzt werden müssen, um den anfallenden Zusatzstrom über den Tag zu glätten (Alternative ohne Kurzzeitspeicher wäre auch teuer, weil dies weniger Betriebsstunden ergäbe) |
| Generell erneuerbarer Strom | <ul style="list-style-type: none"> - Vorteil: ermöglicht hohe Volllaststunden und damit günstigere Produktion - Nachteil: aus systemischer Sicht keine Reduktion von Treibhausgasen und dadurch kein Beitrag zu Klimazielen |

Tabelle 18: Optionen bezüglich der Nutzung des Stroms Quelle: Einschätzung der Akteursgruppe des Projektes

| Optionen Speicherung | Bewertung |
|--|--|
| Direkte Nutzung: Das Gas wird nicht oder nur über ein paar Tage gespeichert und direkt genutzt vom Gasnetz oder von Tankstellen aus. | <ul style="list-style-type: none"> - Vorteil: geringe Kosten, da Speicherung und Transport entfällt - Vorteil: direkter Ersatz von fossilem Erdgas und damit Beitrag zu Klimazielen («saisonale Substitution») - Nachteil: kein Beitrag zur Deckung Energiebedarf im Winter |
| Physische Speicherung: Das Gas wird physisch saisonal gespeichert. In Frage kommen ehemalige Erdgaslagerstätten (Porenspeicher) oder vergleichbare geologische Situationen (Aquifere). Da solche in der Schweiz nicht zur Verfügung stehen, würde eine saisonale Speicherung im Ausland erfolgen. | <ul style="list-style-type: none"> - Kommentar: besonders nötig, wenn fossiles Gas im Sommer bereits vollständig substituiert wurde - Vorteil: Beitrag zur Deckung Energiebedarf im Winter - Nachteil: hohe Kosten, die für Transport und Speicherung anfallen |
| Internationaler Ausgleich: Es entsteht ein globaler Markt und das erneuerbare synthetische Gas für den europäischen Winter wird in anderen Weltregionen hergestellt und nach Europa transportiert. | <ul style="list-style-type: none"> - Vorteil: Beitrag zur Deckung Energiebedarf im Winter - Vorteil: geringere Kosten durch Produktion im Ausland - Nachteil: Abhängigkeit des Auslands |

Tabelle 19: Optionen zur Speicherung, Quelle: Einschätzung der Akteursgruppe des Projektes

| Optionen Nutzung Gas | Bewertung |
|---|---|
| Alle Verwendungszwecke übers Netz: Netzeinspeisung und Nutzung potenziell für alle Verwendungszwecke: Raumwärme, Prozesswärme und stoffliche Nutzung | <ul style="list-style-type: none"> - Vorteil: direkter Ersatz von fossilem Erdgas und damit Beitrag zu Klimazielen («saisonale Substitution») - Nachteil: falls Netzentwicklung und Nutzung undifferenziert erfolgt, erschwert dies die Erreichung der Klimaziele (Einsatz in Bereichen mit Alternativen führt zu Mangel in den anderen Bereichen) - Kommentar: ökologische Potenziale aus der Schweiz reichen nicht aus, um alle bisherigen Nutzungen zu decken |

¹⁵ Strom, der nahezu gratis ist und im Energiesystem nicht verwendet werden würde, wenn er nicht für Power-to-Gas eingesetzt werden würde. Erneuerbar ist er, wenn die inländische erneuerbare Produktion höher liegt als die inländische Nachfrage.

¹⁶ Zusätzlich zugebaute erneuerbare Stromproduktion zur Umwandlung in erneuerbares Gas. Damit dieser Einsatz zur Erreichung der Klimaziele sinnvoll ist, muss dies zusätzlich zur neu zugebauten Stromproduktion sein, welche die Sektoren Wärme und Transport elektrifiziert. Dieser Zusatzstrom ist teurer als der Überschussstrom.

| | |
|---|--|
| <p>Fokus Winterstrom:</p> <ul style="list-style-type: none"> - kleinere bis grosse Gas- und Dampfkraftwerke in der Schweiz oder im grenznahen Ausland für Stromproduktion (GuD) - Produktion von Strom und Wärme dezentral in Städten und Gemeinden oder sogar in einzelnen Gebäuden (GuD, BHKW oder Brennstoffzellen) | <ul style="list-style-type: none"> - Vorteil: hoher Beitrag zu den Klimazielen, da langfristig systemisch dort eingesetzt, wo es kaum Alternativen gibt - Nachteil: bedarf saisonaler Speicherung - Nachteil: ausschliessliche Nutzung für Winterstrom führt zu grossen Herausforderungen in Bereitstellung sehr grosser Mengen Gas zu sehr intermittierenden Zeiten - Nachteil: heute Zahlungsbereitschaft nicht gegeben |
| <p>Fokus Prozesswärme</p> | <ul style="list-style-type: none"> - Vorteil: hoher Beitrag zu den Klimazielen, da langfristig systemisch dort eingesetzt, wo es kaum Alternativen gibt - Nachteil: bedarf teilweise saisonaler Speicherung - Kommentar: heute Zahlungsbereitschaft nicht gegeben |
| <p>Fokus Mobilität: Nutzung von Methan oder Wasserstoff für Mobilität an Tankstellen</p> | <ul style="list-style-type: none"> - Vorteil: höhere Erträge möglich da höhere Zahlungsbereitschaft als bei den anderen Nutzungen (siehe Kapitel 3.1d), oder auch Tabelle 21 oder EMPA und PSI 2019) - Vorteil Wasserstoff: ermöglicht flexiblere und effizientere Produktion des erneuerbaren Gases, da Methanisierung mit CO₂-Beschaffung nicht nötig ist - Nachteil: bedarf Aufbau eines Tankstellennetzes, Aufwand im Fall Wasserstoff besonders gross, es sind in der Schweiz erst lokale Pilotprojekte angedacht |

Tabelle 20: Optionen zur Nutzung, Quelle: Einschätzung der Akteursgruppe des Projektes

Die verschiedenen Nutzungsoptionen wirken sich unterschiedlich auf das Verteilnetz aus. Wird erneuerbares synthetisches Gas für alle Verwendungszwecke ins Netz eingespeist, wird das Verteilnetz am wenigsten beeinflusst. Bei einer Fokussierung auf Winterstrom, Prozesswärme oder Mobilität bedarf es eines viel geringer ausgedehnten Verteilnetzes als heute.

| Absatzmarkt | Referenz | Schlüsselannahmen (2030) | Max. zulässige H ₂ -Kosten [€/kgH ₂] |
|---|--|---|---|
| | | | 2030 |
| Kraftstoff für Mobilität | Diesel, Benzin in Verbrennungsmotor-PKW | Benzinpreis ohne Steuern: 0,65-1,22 €/l Dieselpreis ohne Steuern: 0,74-1,39 €/l Diesel: 3,46 l/100km Benzin: 4,12 l/100km H ₂ : 0,54 kg/100km (Brennstoffzelle) | 4,7 - 9,3 |
| Rohstoff für Industrie | Erdgas für Dampfreformierung in Raffinerie | Erdgaspreis: 47-94 €/MWh H ₂ -Produktionskapazität: 844 MW Wirkungsgrad: 76%, Lebensdauer: 25 Jahre Zinsen: 8% Jährliche Vollast-Äquivalenzbetriebsstunden: 7,000 h Anlageninvestment: 262 M€ CO ₂ -Emissionszertifikate: 29,13 €/t _{CO2} | 2,5 - 4,5 |
| Nutzung/ Speicherung im Erdgasnetz durch NG-Industrie | Durchschnittlicher Erdgaspreis | Erdgaspreis: 47-94 €/MWh | 1,6 - 3,1 |
| Rückverstromung durch Elektrizitätssektor | Durchschnittlicher Strompreis aus Erdgas-GuD | Annahme: Strom wird aus Erdgas erzeugt | 1,6 - 3,1 |

Tabelle 21: Maximale Wasserstoffkosten für unterschiedliche Absatzmärkte (BMVI 2014)

Zustimmung der Stakeholder-Gruppe zu zentralen Aussagen

| Aussagen | Ja | Nein | Enthaltung |
|--|----|------|------------|
| 1. Sicht Endzustand: Der grösste systemische Beitrag an den Klimaschutz wird erzielt, wenn Überschuss- oder Zusatzstrom verwendet wird und das Gas saisonal gespeichert wird. <i>Begründung für abweichende Meinung: Nein, weil die saisonale Speicherung alleine keinen systemischen Beitrag liefert. Relevant sind die Verwendungszwecke.</i> | 7 | 1 | 1 |
| 2. Die niedrigsten Kosten werden erreicht, wenn viele Volllaststunden erzielt werden können und das Gas nicht saisonal gespeichert werden muss. | 8 | 0 | 0 |
| 3. Bei Power-to-Gas Anlagen besteht ein direkter Zielkonflikt zwischen Wirtschaftlichkeit und Beitrag an den Klimaschutz. <i>Begründung für abweichende Meinung: Enthaltung, da die Aussage für sich alleine nicht verständlich ist. Die meisten sind einverstanden, dass erneuerbare synthetische Gase aus Wirtschaftlichkeits-Überlegungen dort eingesetzt werden, wo es aus systemischer Klimasicht nicht ideal ist. Zusätzlicher Grund für 1 Enthaltung: Es gibt keinen Zusammenhang zwischen tiefen Kosten und Beitrag an den Klimaschutz.</i> | 4 | 0 | 5 |
| 4. Zur Verwendung der erneuerbaren synthetischen Gase gelten die zentralen Aussagen zur Verwendung von Biogas analog. Deswegen gelten folgende Aussagen für erneuerbare Gase (Biogas und synthetisch zusammen). Für Begründungen zu unterschiedlichen Meinungen siehe analoge Abstimmungen zu Biogas in Kapitel 2.2d). | | | |
| a. Wo zukünftig wieviel erneuerbare Gase eingesetzt werden, hängt von vielen Faktoren ab wie der Zahlungsbereitschaft, den jeweiligen Alternativen und den politischen Rahmenbedingungen. | 9 | 0 | 0 |
| b. Die mangelnde Verfügbarkeit von alternativen Energieträgern spricht bei hohen Klimazielen dafür, erneuerbare Gase für | | | |
| – Prozesswärme in der Industrie, | 9 | 0 | 0 |
| – den Güterverkehr, | 7 | 1 | 1 |
| – die Strom- und Wärmeproduktion im Winter (WKK, wärmegeführt), oder | 3 | 1 | 5 |
| – die Stromproduktion bei Dunkelflauten (GuD, stromgeführt) | 8 | 0 | 1 |
| – die Raumwärme (ohne Stromproduktion) | 1 | 7 | 1 |
| einzusetzen. | | | |
| c. Ohne weitere politische Weichenstellungen spricht die Zahlungsbereitschaft dafür, dass erneuerbare Gase vor allem in Haushalten und im Personenverkehr eingesetzt werden. <i>Begründung für Enthaltungen: Bei erneuerbaren synthetischen Gasen fehlen Grundlagen für Aussagen.</i> | 3 | 1 | 5 |
| d. Der Absatz von erneuerbaren Gasen in Märkten mit hoher Zahlungsbereitschaft trägt zum Erhalt und Bau von Produktionsanlagen bei. | 8 | 1 | 0 |
| e. Die starke Reduktion des Gasabsatzes (Erdgas und erneuerbare Gase zusammen) gemäss Szenario NEP stellt die heutige Ausdehnung der lokalen Verteilnetze im Jahr 2050 in Frage. | 9 | 0 | 0 |
| f. Die Netze in Gebieten mit tiefer Energiedichte und tiefen Temperaturen werden nicht erneuert | 8 | 1 | 0 |
| g. Das Verteilnetz wird beim ausschliesslichen Einsatz erneuerbarer Gase eine deutlich geringere Ausdehnung haben als heute. | 6 | 3 | 2 |

Quellen:

- *Agora (2018): Die zukünftigen Kosten strombasierter synthetischer Brennstoffe.*
- *BMVI (2014): Power-to-Gas (PtG) im Verkehr: Aktueller Stand und Entwicklungsperspektiven.*
- *EMPA und PSI (2019): Potenzialanalyse Power-to-Gas in der Schweiz. Betrachtungen zu Technologien, CO₂, Standorten, Elektrizität, Wirtschaftlichkeit und Einsatz in der Mobilität. Im Auftrag des Bundesamtes für Umwelt.*
- *Energie 360° und PSI (2017): Power to Gas: Direkte Methanisierung von Biogas im Werdhölzli. Präsentation von Andreas Kunz (Energie 360°) und Dr. Tilmann Schildhauer (PSI) an den HSR Expertengesprächen am 12. Januar 2017.*
- *IET (2014): Institut für Energietechnik der Hochschule für Technik Rapperswil. Potential für überschüssige erneuerbare Energie in der Schweiz. Autor: Colin Cianelli.*
- *Park (2017): Park, C.; Bigler, F.; Knazkins, V.; Kienzle, F.: Feasibility analysis of the power-to-gas concept in the future Swiss distribution grid. CIREN Open Access Proc. J., Vol. 2017, Iss. 1, S. 1768-1772.*
- *Swisspower (2017): 100 Power-to-Gas Anlagen in der Schweiz. Swisspower, Thomas Peyer. Präsentation anlässlich der Power-to-Gas Expertengespräche am 12. September 2017.*

4. Verteilnetzzenarien

a) Welche Verteilnetz-Szenarien sind mit welchen Klimazielen konsistent?

Fortschreitende CO₂-Emissionsreduktionen werden in Abbildung 46 möglichen Längen des Niederdruck-Verteilnetzes gegenübergestellt. Dabei wird für das Verteilnetz eine grosse Bandbreite aufgespannt, von einem rechnerischen Ausbau (> 120% der heutigen Länge, rechts) bis zu keinem Verteilnetz (0%, ganz links).



Abbildung 46: Gegenüberstellung von zunehmenden CO₂-Reduktionen und möglichen Ausdehnungen des Verteilnetzes. Farben: grau sind inkonsistente Szenarien, grün konsistente Szenarien. Quelle: Eigene Darstellung

Dabei wurden vier Szenarien identifiziert, die als nicht konsistent eingestuft wurden:

- **«ambitionierter Klimaschutz mit ähnlich langem Netz wie heute»**: Emissionsreduktionen von -80 bis -100% CO₂ sind mit dem heutigen Verteilnetz nicht konsistent. Ein solches Reduktionsziel lässt sich durch eine starke Reduktion der Erdgas-Absatzmenge, sehr hohen Anteilen erneuerbarer Gase oder eine Kombination der beiden Massnahmen erreichen. Beide Massnahmen führen zu einer relevanten Verteuerung der Gas-Lösungen. Ein generell abnehmender Absatz führt dazu, dass die Netzkosten für die verbleibenden Bezüger steigen. Erneuerbare Gase sind klar teurer als Erdgas. Damit nimmt tendenziell die Konkurrenzfähigkeit der Gas-Lösungen ab. Zudem werden zur Erreichung der Emissionsreduktionen in Gebieten mit hoher Energiedichte Verbunde mit primär erneuerbaren Energien entstehen. Es ist daher sehr unwahrscheinlich, dass sich das Gasnetz in seiner heutigen Länge langfristig halten kann.
- **«Minus 60%-Emissionen mit wachsendem Netz»**: Hier gelten analog die Argumente des oben beschriebenen Szenarios.

- **«Heizöl-Stopp»:** Eine Reduktion der CO₂-Emissionen um rund 60% mit ungefähr dem heutigen Verteilnetz würde bedeuten, dass Ölheizungen fast durchgehend durch erneuerbare Energien ersetzt werden müssten und/oder die Mobilität einen noch stärkeren Beitrag an die Dekarbonisierung leisten müsste als der Gebäudebereich. Es wird als inkonsistent betrachtet, dass so starke Massnahmen in der Schweiz umgesetzt werden, ohne dass dies auch zu einer Reduktion des fossilen Energieträgers Erdgas führen würde. Damit wiederum gilt die gleiche Argumentation wie weiter oben.
- **«Heizöl statt Gas»:** Emissionsreduktionen von -60% sind mit einem fast bis ganz geschrumpften Verteilnetz nicht konsistent. Es würde bedeuten, dass das Gas sehr stark bis ganz reduziert würde, während Ölheizungen und -feuerungen immer noch relevant eingesetzt würden, obwohl diese mehr Emissionen verursachen. Dies wird als nicht realistisch eingeschätzt. Sind fossile Emissionen in einem gewissen Umfang möglich, ist Gas die effizientere Variante als Heizöl.

Zudem wurden drei konsistente Szenarien identifiziert:

- **«inländische erneuerbare Gase für spezifische Anwendungen»** und **«ausländische erneuerbare Gase für viele Anwendungen»:** Bei Emissionsreduktionen von -100% müssen alle Gase erneuerbar sein¹⁷. Erneuerbare Gase sind jedoch heute und in Zukunft in der Produktion deutlich teurer als Erdgas und führen daher dazu, dass vor allem in der Raumwärme weniger Gasheizungen eingesetzt werden und daher das Verteilnetz im Vergleich zu heute schrumpft. Mit günstigem erneuerbarem Gas aus dem Ausland ist Gas länger konkurrenzfähig, kann für die meisten anderen Verwendungszwecke eingesetzt werden und ermöglicht damit ein nur wenig bis mittel geschrumpftes Verteilnetz. Wird auf inländische erneuerbare Gase gesetzt, ist deren Produktion beschränkt und führt zu deutlich höheren Kosten. Damit können sie langfristig nur noch für spezifische Anwendungen mit wenigen Alternativen eingesetzt wie Prozesswärme, Güterverkehr, Stromproduktion im Winter und Raumwärme in sehr dichten und «schwierigen» Gebieten. Dies führt zu einer stärkeren Stilllegung von lokalen Verteilnetzen.
- **«Inlandkombi für spezifische Anwendungen»** und **«Auslandkombi für viele Anwendungen»:** Emissionsreduktionen von -60 oder -80% CO₂ können eingeschränkte Mengen an fossilen Energieträgern eingesetzt werden. Eine Kombination von Erdgas mit erneuerbaren Energien ist deshalb möglich. Analog zu den Szenarien mit -100% Emissionen, erlauben dabei günstigere ausländische erneuerbare Gase, dass Gas noch für mehr Anwendungen und geographisch verbreiteter eingesetzt werden kann, als wenn überwiegend inländische erneuerbare Gase eingesetzt werden.
- **«erneuerbare Gase ohne Verteilnetz»:** In den ambitionierten Szenarien spielen erneuerbare Gase eine wichtige Rolle für Prozesswärme, Güterverkehr und die Stromproduktion im Winter. Für den Transport der Gase ist ein Szenario mit wenigen verbleibenden Anteilen des Gasnetzes denkbar, aber auch ein Szenario, in dem die erneuerbaren Gase per Lastwagen oder Container transportiert werden.

¹⁷ Alternativ könnten die Emissionen kompensiert werden. Ob dies 2050 bei global scharfen Zielen noch möglich ist und wenn ja zu welchen Preisen, ist heute unklar.

Zustimmung der Stakeholder-Gruppe zu zentralen Aussagen

| Aussagen | Ja | Nein | Enthaltung |
|--|----|------|------------|
| 1. Das Gas-Verteilnetz (Niederdruck) in seiner heutigen Gesamtlänge ist nicht konsistent mit einer CO ₂ -Reduktion von minus 80% oder mehr. <i>Begründung für Enthaltung:</i> Die Aussage ist zu schwammig formuliert. <i>Begründung für Nein:</i> Der Kausalzusammenhang ist verkürzt wiedergegeben. Eine Reduktion der Absatzmenge entspricht nicht direkt einer Reduktion der Netzlänge. | 10 | 3 | 1 |
| 2. Es ist unwahrscheinlich, dass das Gas-Verteilnetz (Niederdruck) in seiner heutigen Gesamtlänge bestehen bleibt bei einer CO ₂ -Reduktion von minus 80% oder mehr. | 14 | 0 | 0 |
| 3. Klimaziele von minus 80% und mehr, kombiniert mit einer abnehmenden Energiedichte und/oder dem Ausbau von Wärmenetzen führen zu einer Abnahme des Gasabsatzes und damit dazu, dass gewisse Leitungen nicht ersetzt werden und damit die gesamte Gas-Leitungslänge langfristig abnimmt. | 14 | 0 | 0 |
| 4. Die Länge des Gas-Verteilnetzes wird davon abhängen, in welchem Ausmass und zu welchen Kosten erneuerbare Gase verfügbar sein werden und ob die Gaslösungen im Vergleich zu Alternativen konkurrenzfähig sind. | 14 | 0 | 0 |
| 5. Werden erneuerbare Gase aus dem Ausland verwendet, kann Gas für mehr Anwendungen und geographisch verbreiteter eingesetzt werden, als bei überwiegendem Einsatz von inländischen erneuerbaren Gasen. <i>Begründung für Enthaltung:</i> Die Aussage erzielt keinen Mehrwert, da sie lediglich aussagt, dass das Potenzial im Ausland grösser ist. | 12 | 0 | 1 |
| 6. Werden die CO ₂ -Emissionen auf null gesenkt, kann ein Gasnetz zur Versorgung von gewissen Nutzungen mit erneuerbaren Gasen sinnvoll sein. | 13 | 0 | 0 |