

Brennstoffzellen für den Endkundenbereich

Sebastian Schuh¹, Sebastian Dragosits¹, Christian Seidl¹, Sascha Grimm²

¹Forschung Burgenland GmbH, Steinamangerstraße 21, 7423 Pinkafeld, Austria,
+43 5 7705, office@forschung-burgenland.at, www.forschung-burgenland.at

²Österreichische Vereinigung für das Gas- und Wasserfach, Schuberting 14, 1010 Wien,
Austria, +43 1 513 15 88-0, office@ovgw.at, www.ovgw.at

Kurzfassung:

Eine vielversprechende Variante der direkten Umsetzung von chemischer Energie in elektrische Energie stellen die oft als „kalte Verbrennung“ bezeichneten Reaktionsprozesse in Brennstoffzellen dar. Im Gegensatz zum mit einem Verbrennungsmotor gekoppelten Generator können mit einem Brennstoffzellensystem höhere elektrische Wirkungsgrade erreicht und so die in Primärenergieträgern gespeicherte Energie mit hoher Effizienz umgewandelt werden. Durch die vom Brennstoffzellentyp abhängigen Betriebsbedingungen ergeben sich für deren Einsatz im Bereich der Gebäudetechnik spezifische Anforderungen hinsichtlich der Systemintegration und Regelung. Im Rahmen der vorgestellten Studie wurden unterschiedliche Szenarien betrachtet und hinsichtlich des effizienten Einsatzes von Brennstoffzellen-Mikro-Kraft-Wärme-Kopplung (BZ- μ KWK)-Systemen in Ein- und Mehrfamilienhäusern bewertet.

Im Gegensatz zu konventionellen KWK-Anlagen, weisen BZ- μ KWK-Anlagen abgesehen von Lüftern keine bewegten Teile auf, welches zu einem wartungsarmen sowie ruhigen Betrieb führt. Während der Einsatz von BZ- μ KWK-Anlagen im Einfamilienhaus aufgrund der starken Schwankungen des Strom- und Wärmebedarfs als wenig geeignet erachtet werden muss, bieten sich im städtischen Bereich bei großen Mehrfamilienhäusern ideale Bedingungen für den effizienten Betrieb. Voraussetzung für einen gemeinschaftlichen Betrieb ist die Möglichkeit, elektrische Energie zwischen Wohneinheiten ohne Mehrkosten zu transferieren. Diesbezüglich scheint die Bildung einer BürgerInnen-Energiegemeinschaft als geeignetes Instrument.

Keywords: Brennstoffzelle, Kraft-Wärme-Kopplung, Strom- und Wärme, Lastprofile

1 Einleitung

Durch die zunehmende Industrialisierung und kontinuierlichen Steigerung der Weltbevölkerung erhöht sich der weltweite Primärenergieverbrauch. So stieg dieser vom Jahr 2000 bis 2018 um über 40 % auf knapp 600 ExaJoule (= 6×10^{20} Joule) [1]. Die klassische und am weitesten verbreitete Methode zur Umwandlung der in primären Energieträgern wie beispielsweise Erdgas, Erdöl und Kohle gespeicherte chemische Energie in andere Energieformen stellt im ersten Schritt die Verbrennung dar. Die freiwerdende Energie in Form von Wärme kann direkt genutzt oder mit Hilfe entsprechender technischer Anlagen zu einem gewissen Teil in mechanische und weiter in elektrische Energie umgewandelt werden. Dabei ist zu beachten, dass jeder Umwandlungsprozess mit einem gewissen Verlust an Energie in eine nicht gewünschte Form verbunden ist. Soll beispielsweise elektrische Energie mit Hilfe der Verbren-

nung von Erdgas generiert werden, so muss zunächst die Wärmeenergie mit Hilfe eines Verbrennungsmotors oder einer Gasturbine in mechanische Energie umgewandelt werden, gefolgt von der Umwandlung der mechanischen Energie in elektrische Energie durch Verwendung eines Generators. Die erzielte Umwandlungseffizienz hängt von der Effizienz der verwendeten Anlagenkonstruktion ab. Unabhängig von dieser Begrenzung sind dem Umwandlungsprozess aber grundsätzlich physikalische Grenzen gesetzt, welche nicht überschritten werden können. So limitiert bei der Umwandlung von Wärme in mechanische Energie der Carnot-Wirkungsgrad die maximal erreichbare Effizienz. Möchte man sich bei der Generierung elektrischer Energie durch Verwendung brennbarer Gase der Limitierung des Carnot-Wirkungsgrades entziehen, so muss anstelle der Verbrennung eine andere Form der Energieumwandlung angewandt werden.

Eine vielversprechende Variante der Umsetzung von chemisch gebundener Energie in elektrische Energie stellt die oft als „kalte Verbrennung“ bezeichnete Umsetzung der Edukte in Produkte in Brennstoffzellen dar. Der Umweg über die Wärmeerzeugung und die Nutzung der Volumenänderungsarbeit beispielsweise in einem Verbrennungsmotor kann so umgangen werden. Der theoretische Wirkungsgrad der Brennstoffzelle ist somit nicht durch den Carnot-Wirkungsgrad limitiert, wie es bei den Wärmekraftmaschinen der Fall ist, sodass deutlich höhere elektrische Wirkungsgrade im Vergleich zu herkömmlichen Blockheizkraftwerk (BHKW)-Systemen erreicht werden können.

Das Prinzip der Brennstoffzelle wurde von den Forschern William Robert Grove und Christian Friedrich Schönbein um 1840 entdeckt. Die Hauptkomponenten einer solchen Zelle sind eine Brenngas- sowie eine Sauerstoffelektrode, zwischen denen sich ein flüssiger oder fester Ionenleiter, ein Elektrolyt, befindet. Die Reaktionen zur Umwandlung von chemischer in elektrische Energie finden dabei an der Grenzfläche zwischen den Elektroden und dem Elektrolyten statt. Wasser kann mit Hilfe der Elektrolyse unter Einsatz elektrischer Energie in Wasserstoff und Sauerstoff aufgespalten werden. Bei Durchführung des Versuches in wässriger Lösung ist dabei die Entstehung von Wasserstoff- bzw. Sauerstoffbläschen an den entsprechenden Elektroden feststellbar. Wird die Stromzufuhr bei der Elektrolyse unterbrochen, so ist festzustellen, dass die Spannungsdifferenz zwischen den mit Wasserstoffbläschen bzw. Sauerstoffbläschen besetzten Elektroden nicht schlagartig abnimmt, sondern mit der Zeit abklingt. Werden die Elektroden dauerhaft mit Wasserstoff bzw. Sauerstoff umspült, bleibt die gemessene Spannungsdifferenz aufrecht – die Beobachtung des Funktionsprinzips der Brennstoffzelle. [2]

Nach der Entdeckung des Arbeitsprinzips der Brennstoffzelle folgte eine Phase erweiterter Forschung. Zur ersten Anwendung der Brennstoffzelle kam es aber erst nach über 100 Jahren, speziell im Bereich des Militärs und der Raumfahrtindustrie zur Energieversorgung von U-Booten, Raumsonden und Satelliten [3].

Terrestrische Anwendungen waren jedoch nur auf Nischenbereiche beschränkt, auch bedingt durch die Verfügbarkeit kostengünstiger fossiler Treibstoffe und deren Einsatz in Verbrennungsmotoren sowie dem Einsatz von Kernenergie. Die Situation änderte sich durch die Energiekrise in den Siebzigern des letzten Jahrhunderts und führte wieder zu vermehrter Forschung im Bereich der Brennstoffzellenentwicklung. So erfolgte in den Achtzigern und Neunzigern des letzten Jahrhunderts in Europa, Japan und den USA die Errichtung von diverser Kleinkraftwerken. [4]

Speziell Japan gilt hierbei als weltweiter Vorreiter bei der großflächigen Untersuchung von Brennstoffzellen-Mikro-Kraft-Wärme-Kopplung (BZ- μ KWK). So wurden bis zum Jahr 2018 bereits 270.000 Einheiten im Land installiert, allein 235.000 im Rahmen des Projektes ENE-FARM. [5]

Doch auch in Europa wurde das Potential der Brennstoffzelle als Bestandteil von μ KWKs speziell zur Unterstützung der europäischen Energiewende erkannt. Durch die Strom- und Wärmeerzeugung vor Ort beim Verbraucher kommt es zur Entlastung des elektrischen Netzwerkes. Bei steigendem Anteil der regenerativen Stromerzeugung ermöglichen BZ- μ KWKs die Versorgungssicherheit der Endkunden auch bei schwankender Verfügbarkeit von Sonne und Wind.

Im Rahmen des aktuell laufenden europäischen Projektes PACE werden 90 Mio. € investiert zur Installation von mindestens 2.500 BZ- μ KWKs in insgesamt 10 europäischen Ländern. Ziel ist es dabei die Wettbewerbsfähigkeit von Brennstoffzellen in Kombination mit μ KWKs zu erhöhen, die Kosten zu reduzieren und langfristig die BZ- μ KWKs als Standardtechnologie zu etablieren. [5]

2 Brennstoffzellen – Funktion und Typenübersicht

2.1 Funktionsprinzip der Brennstoffzelle

Zur Umwandlung der in einem Brennstoff enthaltene chemische Energie in elektrische Energie, ist die klassische Herangehensweise die Verbrennung des Brennstoffes mit Sauerstoff und die teilweise Umwandlung der entstehenden Wärme in mechanische Energie, wie es beispielsweise bei der Dampfmaschine, dem Verbrennungsmotor oder der Triebwerksturbine der Fall ist. Durch Kopplung der entsprechenden Wärmekraftmaschine (WKM) mit einem Generator kann mechanische Energie in elektrische Energie umgewandelt werden. Im Gegensatz zur WKM mit Generator bietet die Brennstoffzelle die Möglichkeit einer direkten Umwandlung der chemischen Energie in elektrische Energie. Zwar wird auch bei diesem Prozess ein Teil der chemischen Energie in Wärme umgewandelt, jedoch ist dieser Anteil im Vergleich zur Kombination aus WKM und Generator bedeutend kleiner. Eine schematische Darstellung der Energieflüsse bei den jeweiligen Umwandlungsprozessen zeigt Abbildung 2.1.

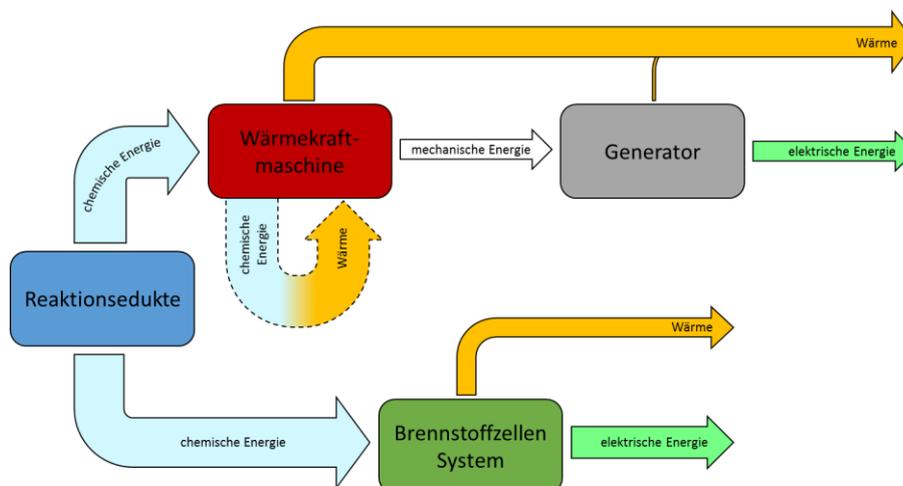
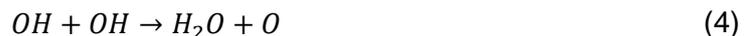


Abbildung 2.1: Schematische Darstellung der Energieflüsse bei der Umwandlung chemischer Energie in elektrische Energie mit Hilfe einer WKM-Generator-Kombination und einer Brennstoffzelle. Quelle: Eigene Darstellung

Als einfaches Beispiel der Verbrennung eines Brenngases mit Sauerstoff wird im Folgenden die Reaktion von Wasserstoff und Sauerstoff zu Wasser betrachtet. Trotz des relativ simplen atomaren Aufbaus der Reaktionspartner treten bei der Verbrennung eine Vielzahl unterschiedliche Elementarreaktionen auf, die schlussendlich zur Bildung von Wasser und Wärme führen. Elementarreaktionen geben dabei Reaktionsprozesse zwischen Atomen und Molekülen wieder, welche entsprechend der chemischen Reaktionsgleichung in Realität ablaufen. Ein Auszug von bei der Wasserstoffverbrennung auftretenden Elementarreaktionen zeigen die Reaktionsgleichungen (1) bis (4). [6]



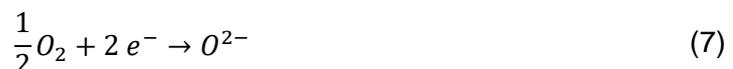
Zur einfacheren Betrachtung wird der Prozess der Verbrennung von Wasserstoff mit Sauerstoff mit Hilfe einer Bruttoreaktion zusammengefasst. Diese spiegelt zwar nicht die tatsächlichen Abläufe der chemischen Reaktionen wider, gibt aber einen guten Überblick über die beteiligten Edukte und Produkte und deren Mengenanteile bei der Reaktion. Im Falle der Verbrennung von Wasserstoff und Sauerstoff entspricht die Bruttoreaktion der Gleichung (5).



Die mit der Bruttoreaktion (5) beschriebene Verbrennung von Wasserstoff zählt zur Klasse der Redoxreaktionen. Bei dieser Art von Reaktionen kommt es zu einer Reduktion des einen Reaktionspartners sowie zur Oxidation der anderen beteiligten Spezies. Redoxreaktionen sind gekennzeichnet durch den tatsächlichen oder formalen Transfer von Elektronen zwischen chemischen Spezies. Dabei beschreibt die Oxidation eines Stoffes die Abgabe von Elektronen beim Ablauf der chemischen Reaktion. Demzufolge entspricht die Reduktion die Aufnahme von Elektronen. Im Falle der Bruttoreaktion (5) kann man sich die Reduktions- und Oxidationschritte vereinfacht wie folgt vorstellen. Wasserstoff wird beim Verbrennungsprozess oxidiert, d.h. er gibt Elektronen ab



wo hingehen der Sauerstoff die Elektronen aufnimmt und dementsprechend laut Definition reduziert wird. [7]



Bei der Verbrennung sind die Reaktionspartner gemischt und die jeweiligen Verbrennungsreaktionen finden im gesamten Reaktorvolumen statt. Die in den Edukten gespeicherte Energie wird zum Großteil in Wärme umgewandelt, welches einer Zunahme der ungeordneten Bewegung atomarer Teilchen entspricht. Des Weiteren erfolgt die Umwandlung chemischer Energie in elektromagnetische Strahlung, welche durch Absorption an den Wänden der Reaktionskammer schlussendlich ebenso in Wärme umgewandelt wird.

Beim Vergleich der Verbrennung eines Wasserstoff-Sauerstoff-Gemisches mit der oft als „kalten Verbrennung“ bezeichneten Reaktion von Wasserstoff und Sauerstoff in einer Brennstoffzelle, ist festzustellen, dass die Edukte und Produkte zwar ident sind, hinsichtlich des räumlichen Aufenthaltes der beiden Edukte sind jedoch klare Unterschiede erkennbar. Im Gegensatz zur klassischen Verbrennung, bei der die Edukte miteinander gemischt werden, sind bei der Brennstoffzelle die Edukte voneinander räumlich getrennt. Schematisch zeigt Abbildung 2.2

die Situation bei einer mit Wasserstoff und Sauerstoff betriebenen Brennstoffzelle unter Verwendung einer Protonen-leitenden Elektrolytmembran. Hier wird auf der linken Seite molekulare Wasserstoff (H_2) und auf der rechten Seite molekularer Sauerstoff (O_2) zugeführt. Eine Vermischung wird durch die Membran verhindert. Die spezielle Eigenschaft dieser liegt darin, dass sie für den neutralen Wasserstoff und Sauerstoff undurchlässig ist, Protonen können sie jedoch passieren.

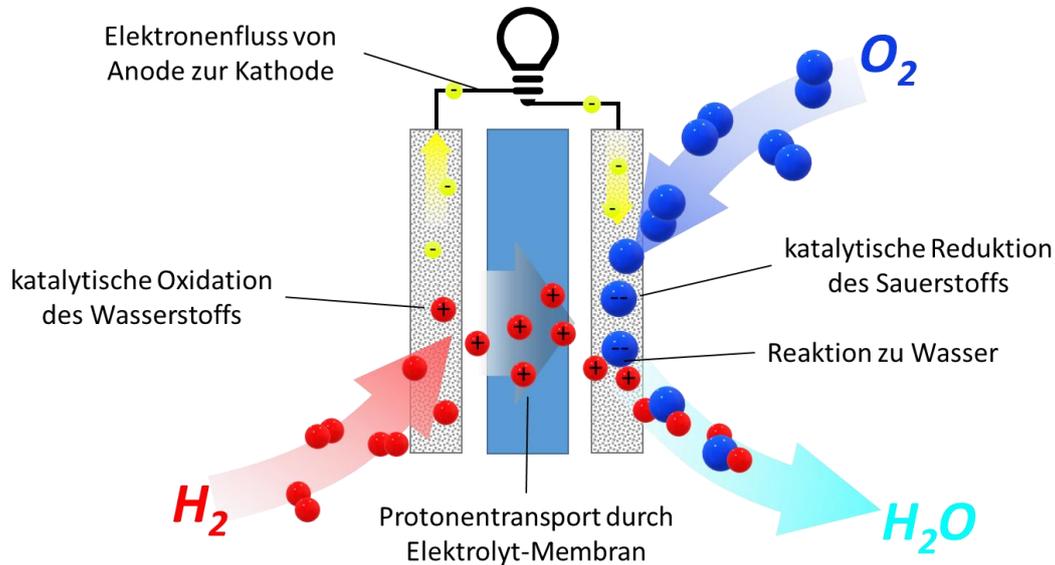


Abbildung 2.2: Schematische Darstellung einer mit Wasserstoff und Sauerstoff betriebenen Brennstoffzelle unter Verwendung einer protonenleitenden Membran. Quelle: Eigene Darstellung

Der auf der Anodenseite zugeführte Wasserstoff wird entsprechend der Reaktionsgleichung (6) katalytisch oxidiert, d.h. die Wasserstoffatome geben jeweils ein Elektron ab, wodurch Protonen übrigbleiben. Diesen ist es möglich die Membran zu passieren und bewegen sich so zur Kathode. Die Elektronen gelangen über einen äußeren Stromkreis von der Anode zur Kathode. Der sich einstellende Elektronenfluss kann zur Versorgung eines elektrischen Verbrauchers genutzt werden. An der Kathode erfolgt eine Reduktion des Sauerstoffs gemäß Reaktionsgleichung (7). Im finalen Schritt reagieren die Protonen und negativ geladenen Sauerstoff-Ionen zu Wasser. [4]

Grund für den Ablauf der chemischen Reaktion liegt im Streben eines physikalischen Systems nach einem Zustand maximaler Entropie sowie minimaler Energie. Eine geeignete Zustandsgröße, die die genannten Tendenzen berücksichtigen, stellt die freie Enthalpie oder auch Gibb'sche Energie G dar. Die Änderung dieser Zustandsgröße hängt von der Änderung der Enthalpie und der Änderung der Entropie (sehr vereinfacht ausgedrückt eine Größe zur Beschreibung der Unordnung in einem System) in der in Gleichung (8) angegebener Beziehung ab:

$$\Delta G = \Delta H - T \cdot \Delta S, \quad (8)$$

wobei ΔG die Änderung der freien Enthalpie, ΔH die Änderung der Enthalpie, T die Temperatur und ΔS die Änderung der Entropie angibt. In einem abgeschlossenen System bei konstanter Temperatur und Druck nimmt G im Gleichgewichtszustand ein Minimum ein. Dies bedeutet für freiwillige in Richtung Gleichgewicht ablaufende Prozesse, dass die Änderungsrate der freien Enthalpie stets negativ ist. Bei exothermen Verbrennungsprozessen zeigt ΔH beispielsweise

einen starken negativen Wert und die Entropie des Systems nimmt zu, weshalb es sich eindeutig um eine spontan ablaufende Reaktion handelt. Mit dieser Überlegung kann aber auch der freiwillige Ablauf von endothermen Reaktionen erklärt werden. Zwar nimmt hier die Enthalpie zu, wenn jedoch die Entropiezunahme ausreichend groß ist, sodass $T \cdot \Delta S > \Delta H$ erfüllt wird, findet ebenfalls eine spontane Reaktion statt. [7]

2.2 Brennstoffzellentypen

Im Lauf der Entwicklungsgeschichte der Brennstoffzelle haben sich über die Jahrzehnte unterschiedliche Brennstoffzellenkonzepte entwickelt. Alle vereint das gleiche Grundprinzip, jedoch unterscheiden sich die Ansätze in der Art des verwendeten Elektrolyten, die Arbeitstemperatur, erzielbare Effizienzwerte, etc. Hinsichtlich der Arbeitstemperatur kann grob zwischen Niedertemperatur- und Hochtemperatur-Brennstoffzellen unterschieden werden. Eine grafische Darstellung der Entwicklungslinien der unterschiedlichen Brennstoffzellentypen ist in Abbildung 2.3 ersichtlich. Zur Klasse der Niedertemperatur-Brennstoffzellen zählen die alkalischen Brennstoffzellen (Alkaline Fuel Cell, AFC), die phosphorsauren Brennstoffzellen (Phosphoric Acid Fuel Cell, PAFC), die Polymerelektrolyt-Brennstoffzelle (Polymer Electrolyte Fuel Cell, PEFC), zu welcher auch die in Abbildung 2.2 schematisch dargestellte Brennstoffzelle mit Protonenaustauschmembran (Proton Exchange Membrane Fuel Cell, PEMFC) gehört sowie die Direktmethanol-Brennstoffzelle (Direct Methanol Fuel Cell, DMFC). Bei wesentlich höherer Temperatur werden die Carbonatschmelzen-Brennstoffzelle (Molten Carbonate Fuel Cell, MCFC) und die Festoxid-Brennstoffzelle (Solid Oxide Fuel Cell) betrieben. [2,8]

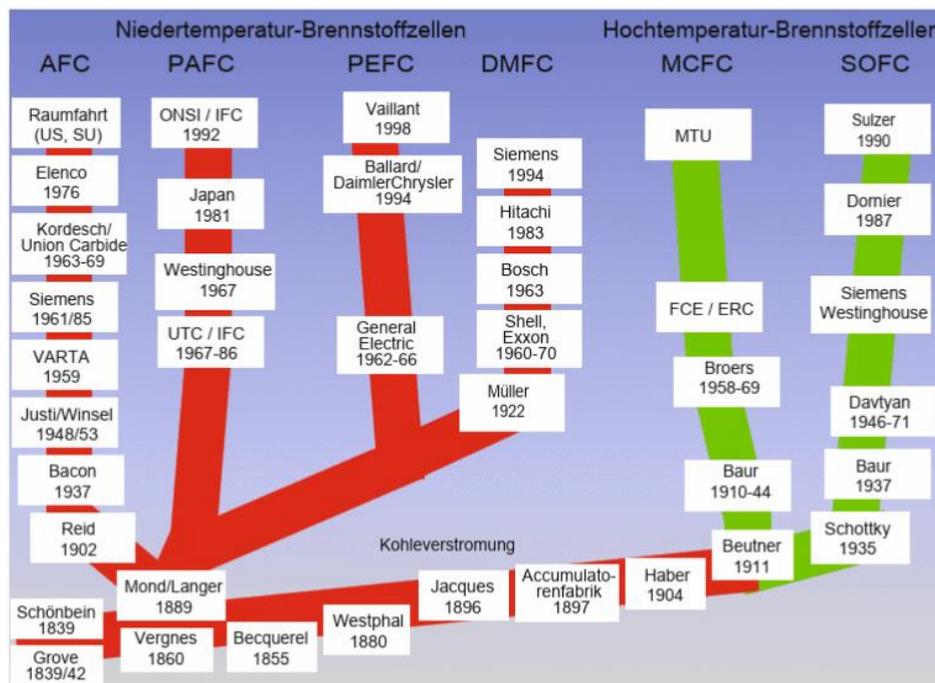


Abbildung 2.3: Entwicklungslinien der Brennstoffzellentechnik. Quelle: [2]

2.2.1 Alkalische Brennstoffzellen (AFC)

Viele im heutigen Alltag verwendete Technologien wurden ursprünglich für Anwendungen in der Raumfahrt entwickelt. Dies trifft auch für die Brennstoffzelle zu. Zwar war das Prinzip wie zuvor erläutert schon länger bekannt, die Entwicklung bis zur ersten spezifischen Anwendung fand jedoch im Rahmen der Apollo-Missionen in Form von alkalischen Brennstoffzellen statt.

Diese waren im Vergleich zu alternativen Technologien wie Akkumulatoren und Batterien leichter – ein großer Vorteil bei Raketenmissionen, bei denen es auf jedes Kilogramm ankommt. Kosten spielten zu dieser Zeit eine eher untergeordnete Rolle. Die AFC zeigt von allen Brennstoffzellentypen mit 60 bis 70 % den höchsten elektrischen Wirkungsgrad. Ein weiterer Pluspunkt ist die Einsatzmöglichkeit von günstigen Elektrodenmaterialien wie Nickel (Ni) enthaltende Legierungen. Auf wechselnde Stromlasten kann die Zelle schnell reagieren. Die Betriebstemperatur ist niedrig und liegt zwischen 20 und 90°C. Als Elektrolyt kommt Kalilauge zum Einsatz, wobei Hydroxidionen (OH⁻) als Ladungsträger fungieren. Nachteilig ist die Notwendigkeit von reinem Wasserstoff und reinem Sauerstoff für den Betrieb, da die Zelle sehr empfindlich gegenüber Kohlenstoffdioxid (CO₂) ist. Dieses führt zur Verstopfung der Elektroden (Behinderung der Gasdiffusion) aufgrund der Bildung von Kaliumcarbonat (K₂CO₃). Korrosionserscheinungen an den Elektroden führen zu einer begrenzten Lebensdauer, welche im Bereich von ca. einem Jahr liegt. Für den Betrieb erforderliche Systemkomponenten stellen eine Elektrolytumwälzung sowie eine Reaktionswasserausschleusung dar. [2]

2.2.2 Polymerelektrolyt-Brennstoffzelle (PEFC)

Wie bei der AFC war auch im Fall der PEFC die Raumfahrt maßgeblich für die Entwicklung dieses Brennstoffzellentyps verantwortlich. Das erste PEFC-Modul wurde von General Motors für das Gemini-Raumfahrtprogramm konstruiert. Mit ca. 1000 W/kg weist dieser Brennstoffzellentyp eine sehr hohe Leistungsdichte auf und kann auf Lastwechsel schnell reagieren. Betrieben wird sie in einem Temperaturbereich von 60 bis 120°C. Als Elektrolyt dient eine protonenleitende Polymermembran. Im Gegensatz zur AFC ist der Elektrolyt also fest und kann so bei einem technischen Gebrechen nicht auslaufen. Zusätzlich ist die Membran nicht korrosiv. Für den Betrieb ist als Brenngas Wasserstoff, aber auch Reformatgas anwendbar. Neben Sauerstoff kann auch direkt die Umgebungsluft als Oxidationsmittel verwendet werden. CO₂ beeinträchtigt die Anodenfunktion nicht, jedoch stellt Kohlenstoffmonoxid (CO) ein Katalysatorgift der platinhaltigen Elektroden dar, weshalb eine CO-Abtrennung im Reformatgas auf 20 ppm notwendig ist. Um die Funktionstüchtigkeit der Membran aufrecht zu erhalten, muss diese stets feucht gehalten werden, welches eine Befeuchtung der Betriebsgase erfordert. Dabei ist darauf zu achten, dass die Membran gleichmäßig befeuchtet wird, um lokale Überhitzung mit der daraus folgenden Gefahr des Reißens der Membran zu vermeiden. Beim Einsatz der Brennstoffzelle in kalter Umgebung, beispielsweise in einem Auto in den Wintermonaten, ist auf eine stets ausreichend hohe Temperatur der Zelle zu achten, um das Einfrieren der Membran zu verhindern. Der elektrische Wirkungsgrad der Zelle liegt zwischen 50 und 68 %. [2,9,10]

2.2.3 Direktmethanol-Brennstoffzelle (DMFC)

Die Grundidee bei dieser Art von Brennstoffzelle liegt in der Direktverstromung des Brennstoffes Methanol ohne eine zuvor benötigte Brennstoffreformierung. Dies ermöglicht den Aufbau eines einfachen Systems. So entfallen beispielsweise Systemkomponenten für die Gasbefeuchtung, Reformierung und Luftkühlung. Da bei der Reaktion auch Wasser verbraucht wird, ist die Verwendung eines Methanol-Wasser-Gemisches als Brennstoff notwendig. Allerdings liegt der elektrische Wirkungsgrad dieser Zellen, welche in einem Temperaturfenster von 60 bis 130°C betrieben werden, bei lediglich 20 bis 30 %. Ein effizienzminderndes Problem stellt der Methanoldurchtritt durch die Membran von der Anodenseite zur Kathodenseite und die daraus folgende parasitäre Methanoxidation dar. An der Entwicklung verbesserte Membrane mit reduzierter Methanol- und Wasserdurchlässigkeit wird gearbeitet. [2]

2.2.4 Phosphorsaure Brennstoffzelle (PAFC)

Diese Zelle besteht aus zwei mit Platin belegten Graphit-Gasdiffusionselektroden. Dazwischen befindet sich eine Phosphorsäure-haltige Matrix, welche die Elektroden gasdicht voneinander abtrennt. Die PAFC wird bei einer Temperatur von 160 bis 220°C betrieben, wobei Wasserstoff als Brenngas dient. Als Oxidationsmittel kann Sauerstoff aber auch Luft verwendet werden. Wasserstoff und Sauerstoff lösen sich bei der jeweiligen Elektrode im Elektrolyten und diffundieren zur Reaktionszone. Aufgrund der Verwendung von Platin bei den Elektroden ist die Zelle gegenüber CO empfindlich, jedoch kann der CO-Anteil bei bis zu 1 % liegen, da durch die höhere Betriebstemperatur das CO nicht so gut auf dem Platinkatalysator absorbiert. Dies ermöglicht den Einsatz CO₂-haltiger Brenngase. Ein weiterer Vorteil der hohen Betriebstemperatur stellt die Möglichkeit der Abwärmenutzung in Form von Dampfreformierung und Heißwasserbereitung dar. Als für den Betrieb erforderliche Systemkomponenten sind ein Reformier- und ein Shiftreaktor bei Nichtverwendung von reinem Wasserstoff sowie ein Wärmetauscher für die Wärmerückgewinnung zu nennen. Hinsichtlich der Kommerzialisierung ist dieser Brennstoffzellentyp schon weit fortgeschritten. Der elektrische Wirkungsgrad der Zelle beläuft sich auf etwa 55 %. Kohleabbau und Sintern des Platins an den Elektroden begrenzen die Zellen-Lebensdauer. [2]

2.2.5 Schmelzelektrolyt-Brennstoffzelle (MCFC)

Mit einer Betriebstemperatur von 620 bis 650°C gehört die MCFC zur Kategorie der Hochtemperatur-Brennstoffzellen. Als Elektrolyt dienen schmelzflüssige Alkalicarbonate. Bei der hohen Temperatur entsteht anodenseitig CO₂ und Wasser aus Wasserstoff und Carbonat, welches vom Elektrolyten zugeführt wird. Kathodenseitig reagieren Sauerstoff und CO₂ zu Carbonat. Um den CO₂-Verbrauch auszugleichen, muss dieses von der Anodenseite rückgeführt werden. Zunächst ist eine Wasserdampfabscheidung erforderlich, bevor das CO₂ mit Luftüberschuss der Kathode zugeführt wird. Die hohe Betriebstemperatur bietet die Möglichkeit der internen Reformierung des Brenngases. Als Brenngas dient Wasserstoff, der aus Erdgas, Kohle, Methanol, Benzin, Flüssiggas, Kohlegas oder Biogas gewonnen wird. Das hohe Temperaturniveau bietet den weiteren Vorteil, die Abwärme als Prozesswärme, für die Warmwasserbereitung oder für Heizzwecke einsetzen zu können. Der erreichbare elektrische Wirkungsgrad der Zelle liegt zwischen 55 und 65 %. Auf den Einsatz von Edelmetallen zur Herstellung der Elektroden kann verzichtet werden. Als problematisch ist das Auflösen der NiO-Kathode und die Nickelabscheidung an der Anode zu erachten, da dies zu einem Kurzschluss in der Zelle führen kann. CO-Präsenz im Brenngas ist für diesen Zellentyp unproblematisch, allerdings reagiert sie empfindlich gegenüber Schwefel. [2]

2.2.6 Festoxid-Brennstoffzelle (SOFC)

Mit 800 bis 1000°C stellt die SOFC jenen Zellentyp mit der höchsten Betriebstemperatur dar. Ein aktuelles Forschungsthema ist die Reduktion der notwendigen Arbeitstemperatur. Aufgrund des hohen Temperaturniveaus können neben Wasserstoff auch CO und Kohlenwasserstoffe direkt als Brennstoff eingesetzt werden, weshalb die SOFC mit interner Reformierung als Direktbrennstoffzelle angesehen werden kann. Als Feststoffelektrolyt dient yttriumstabilisiertes Zirkoniumoxid. Oxidionen fungieren als Ladungsträger. Wie auch bei der MCFC bietet das hohe Temperaturniveau der anfallenden Abwärme die Möglichkeit, diese als Prozesswärme einzusetzen. Mit einem Anteil von bis zu 50 ppm verträgt die SOFC den höchsten Schwefelwasserstoff-Gehalt (H₂S) aller Brennstoffzellentypen. Dies ist insbesondere bei der Verwendung von Kohle zur Brenngasherstellung von hoher Relevanz. Die Zelle erreicht einen

elektrischen Wirkungsgrad von 60 bis 65 %. Eine Herausforderung stellt die hohe Betriebstemperatur für die verwendeten Werkstoffe und Dichtungen dar. Temperaturgradienten beim Aktivieren und Deaktivieren erzeugen thermische Spannungen, weshalb dieser Brennstoffzellentyp für Anwendungen mit schnellen Lastwechseln weniger geeignet ist. [2]

2.2.7 Vergleich der unterschiedlichen Brennstoffzellentypen

Folgende Tabelle 2.1 zeigt einen Vergleich der unterschiedlichen Brennstoffzellentypen hinsichtlich deren Arbeitstemperatur, Effizienz, typische Einsatzbereiche, etc.

Tabelle 2.1: Vergleich der unterschiedlichen Brennstoffzellentypen. Quelle: Eigene Darstellung basierend auf Daten von [2, 10, 11]

	AFC	PEFC	DMFC	PAFC	MCFC	SOFC
Brennstoff [10]	H ₂	H ₂	Methanol	H ₂	H ₂ /CO/CH	H ₂ /CO/CH
Betriebstemperatur [2]	20 – 90°C	60 – 120°C	60 – 130°C	160 – 220°C	620 – 650°C	800 [*] – 1000°C
Elektrolyt/Membran [2]	Kalilauge	protonenleitende Membran	protonenleitende Membran	Phosphorsäure	Alkalicarbonat-schmelze	yttriumstabilisiertes Zirkoniumoxid
Katalysatormaterial [2,10,11]	Ni-Legierungen, Pt	Pt	Pt, Ru	Pt, Au	Ni, Ni-Legierungen	Ni, dotierte Perowskite, Pt ^{**} , Pd ^{**}
EI. Effizienz (Zelle) [2]	60 % – 70 %	50 % – 68 %	20 % – 30 %	55 %	55 % – 65 %	60 % – 65 %
Leistungsbereich [10,11]	10 W – 200 kW	1 W – 500 kW	100 mW – 1 kW	50 kW – 1 MW	<1 kW – 1 MW	1 kW – 3 MW
Vorteile [2,10]	<ul style="list-style-type: none"> • Kostenreduktion bei Einsatz Pt-freier Elektroden • kurze Anlaufzeit • niedrige Arbeitstemperatur • schnelle Kinetik 	<ul style="list-style-type: none"> • großer Leistungsreich • einfache Skalierbarkeit • hohe Leistungsdichte • kurze Anlaufzeit 	<ul style="list-style-type: none"> • einfaches System ohne Brenngasreformierung • kurze Anlaufzeit • gute Verfügbarkeit und Lagerbarkeit von Methanol 	<ul style="list-style-type: none"> • verträgt geringe CO-Mengen im Betriebsgas • Einsatz CO₂-haltiger Brenngase • Abwärme für Dampfreformierung und Heißwasserbereitung 	<ul style="list-style-type: none"> • keine Edelmetalle • CO-Tolerant • Vielfalt an Brennstoffen • interne Reformierung • hochwertige Abwärme (KWK) 	<ul style="list-style-type: none"> • keine Edelmetalle^{**} • CO-Tolerant • Vielfalt an Brennstoffen • interne Reformierung • hochwertige Abwärme (KWK)
Nachteile [2,10]	<ul style="list-style-type: none"> • CO₂-Unverträglichkeit • benötigt reine Betriebsgase • Niedertemperatur-Abwärme von geringem Nutzen • kurze Elektroden-Lebensdauer (1 Jahr) 	<ul style="list-style-type: none"> • langsame O₂-Kinetik • Wärme- und Wassermanagement • CO-Unverträglichkeit • benötigt reine Betriebsgase 	<ul style="list-style-type: none"> • Methanol-Cross-Over (Methanoldurchtritt) • Methanol ist giftig 	<ul style="list-style-type: none"> • lange Anlaufzeit • Lebensdauer • mäßige Elektrolytleitfähigkeit • höherer CO-Anteil im Brenngas problematisch 	<ul style="list-style-type: none"> • lange Anlaufzeit • hoher Materialanspruch • CO₂-Rückführung notwendig • Kurzschlussgefahr durch Kathodenauflösung and Abscheidung an Anode 	<ul style="list-style-type: none"> • lange Anlaufzeit • hoher Materialanspruch
Einsatzbereich [2,10]	<ul style="list-style-type: none"> • Raumfahrt • Militär • Kleinanlagen 	<ul style="list-style-type: none"> • Kleinanlagen und Blockheizkraftwerke • Verkehrswesen • Raumfahrt • Militär 	<ul style="list-style-type: none"> • portable elektronische Geräte • Kleinanlagen 	<ul style="list-style-type: none"> • dezentrale Stromerzeugung • Blockheizkraftwerke • Kraft-Wärme-Kopplung 	<ul style="list-style-type: none"> • dezentrale Stromerzeugung • Blockheizkraftwerk • Notstromversorgung • Kraft-Wärme-Kopplung 	<ul style="list-style-type: none"> • dezentrale Stromerzeugung • Blockheizkraftwerk • Notstromversorgung • Kraft-Wärme-Kopplung

* Die Reduktion der Arbeitstemperatur ist Thema aktueller Forschung

** Möglichkeit des Zusatzes von fein verteiltem Pt oder Pd (ca. 0,5 mg/cm²) zur Erhöhung der katalytischen Aktivität [12]

2.3 Brennstoffzellensysteme

Das Herzstück eines Brennstoffzellensystems stellt die Brennstoffzelle an sich dar. Für deren Betrieb sind jedoch weitere Peripheriekomponenten wie Brenngasaufbereitung, Abwärmenutzung und Betriebselektronik erforderlich. Aufgrund der Empfindlichkeit von Niedertemperaturbrennstoffzellen gegenüber Verunreinigungen im Brenngas sind Prozesse wie Entstaubung, Entschwefelung, Entfernen von Halogenverbindungen und Kondensieren von Kohlenwasserstoffen erforderlich. Der schematische Aufbau eines Brennstoffzellensystems ist in Abbildung 2.4 ersichtlich. [2]

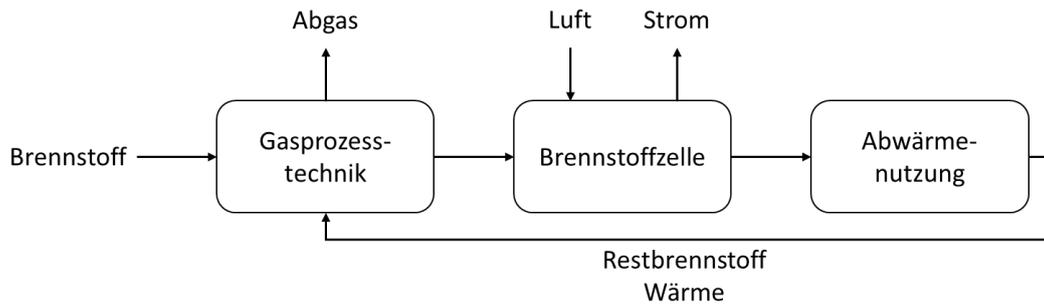


Abbildung 2.4: Schematischer Aufbau eines Brennstoffzellensystems. Quelle: In Anlehnung an [2]

Grundsätzlich wäre Wasserstoff die beste Brennstoffwahl jedes Brennstoffzellentyps. Aufgrund der aktuell noch beschränkten Verfügbarkeit sowie aus wirtschaftlichen Gründen ist es wesentlich, dass marktgängige Brennstoffe, im speziellen Erdgas, für den Betrieb von Brennstoffzellen eingesetzt werden können. Erdgas besteht aus einem Gemisch aus kleinen Kohlenwasserstoffen mit nur wenigen Kohlenstoffatomen pro Molekül, wobei Methan (CH_4) den Hauptbestandteil darstellt. Die genaue Zusammensetzung hängt vom jeweiligen Fördergebiet ab. Flüssige Brennstoffe wie beispielsweise Diesel stellen ebenso Gemische aus Kohlenwasserstoffen dar (Alkane und aromatische Kohlenwasserstoffe), wobei sich die Anzahl an Kohlenstoffatomen pro Molekül im Bereich von sechs bis 28 bewegt [13]. Als Beispiel sind die Molekülstrukturen des kleinen Kohlenwasserstoffs Ethan sowie der größeren Kohlenwasserstoffe Benzol und Dodekan in Abbildung 2.5 dargestellt [14].

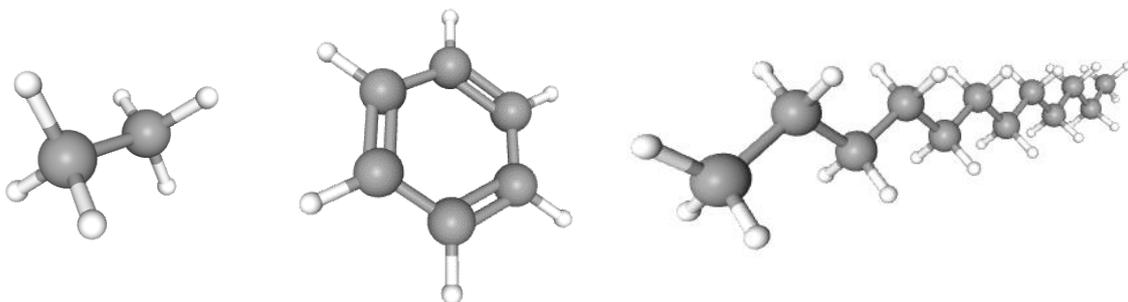


Abbildung 2.5: Molekülstruktur von Ethan (links), Benzol (mittig) und Dodekan (rechts). Die Kohlenstoffatome sind grau, die Wasserstoffatome weiß dargestellt. Quelle: [14]

2.3.1 Entschwefelung

Erdgas enthält von Natur aus geringe Mengen schwefelhaltiger Substanzen wie Schwefelwasserstoff (H_2S) oder Mercaptane. Da Erdgas nahezu geruchlos ist, wird dieses aus Sicherheitsgründen odorisiert, d.h. markant riechende Stoffe, wie beispielsweise das schwefelhaltige Tetrahydrothiophen, hinzugefügt, um Leckagen bereits frühzeitig erkennen zu können. Schwefel

stellt für die Brennstoffzelle ein Katalysatorgift dar, weshalb dieses aus dem Erdgas entfernt werden muss. Zwei in Brennstoffzellensystemen eingesetzte Verfahren sind die kalte Absorption von Schwefelbegleitern und die hydrierte Entschwefelung. [15]

Bei der kalten Absorption wird das Erdgas über ein Absorptionsmittel geleitet und die schwefelhaltigen Komponenten herausgefiltert. Die Integration eines solchen Systems im Brennstoffzellengerät ist ohne großen Aufwand durchführbar, jedoch ist diese Methode wartungsintensiv, da der Filter alle ein bis zwei Jahre ausgetauscht werden muss. [15]

Die hydrierte Entschwefelung ist systemtechnisch mit einem höheren Aufwand verbunden, zeigt jedoch eine hohe Standzeit. Bei diesem Verfahren wird dem Erdgas eine geringe Menge Wasserstoff beigefügt, welcher unter Zuhilfenahme eines Katalysators mit den schwefelhaltigen Komponenten zu H_2S reagiert. Dieses wird im Anschluss beispielsweise durch Reaktion an einem Zinkbett ($H_2S + ZnO \rightarrow ZnS + H_2O$) oder durch Einsatz von Aktivkohle ($2 H_2S + O_2 \rightarrow 2 S + 2 H_2O$) aus dem Gasstrom entfernt. [2,15]

2.3.2 Reformierung

Um Kohlenwasserstoffe für den Betrieb von Brennstoffzellen einsetzen zu können, muss allgemein formuliert in einem Reformierungsprozess der in den Kohlenwasserstoffen enthaltene Wasserstoff als Brenngas für die Zelle freigesetzt werden (im Fall von Hochtemperatur-Brennstoffzellen dient auch CO als zusätzliches Brenngas). Dazu wurden unterschiedliche Verfahren entwickelt. Die Unterscheidung dieser erfolgt einerseits über die verwendeten Additive und andererseits über die Lokalität der Reformierung. Die wichtigsten Verfahren sind in den nachfolgenden Abschnitten kurz beschrieben.

Dampfreformierung (Steam Reforming – SR)

Bei der Dampfreformierung wird dem zu reformierenden Brennstoff Wasserdampf beigemischt. Es handelt sich dabei um einen allothermen Prozess. Daher besteht die Möglichkeit, in das Gleichgewicht der Reaktion einzugreifen und es in Richtung der Reaktionsprodukte CO und H_2 zu verschieben (Prinzip von Le Chatelier und Braun [16]).

Die Hauptreaktion der Dampfreformierung für Methan kann wie folgt angeschrieben werden:



Parallel zur Hauptreaktion läuft die Wassergas-Shift-Reaktion ab, welche die Wasserstoffausbeute des Prozesses erhöht.



Neben diesen Reaktionen gehen auch Spaltreaktionen vonstatten, welche zur Bildung von Kohlenstoff führen. Einerseits läuft eine endotherme Spaltung von Methan ab:



Andererseits ist die Bildung von Kohlenstoff auch über eine exotherme Zersetzung von Kohlenstoffmonoxid möglich:



Das in dieser Hinsicht auftretende Gleichgewicht wird als Boudouard-Gleichgewicht bezeichnet.

Einfluss auf die Ausbeute des Synthesegases hat unter anderem der Gesamtdruck und der Anteil an Wasserdampf, der dem Brennstoff zugeführt wird. Beispielsweise bewirkt ein geringer Druck eine verbesserte Ausbeute des Anodengases.

Partielle Oxidation (POx)

Erfolgt die Reformierung mittels partieller Oxidation, so wird ein Teil des Kohlenstoffs (z.B. Methan) durch zugeführten Sauerstoff oxidiert. Für die Hauptreaktion der partiellen Oxidation von Methan resultiert:



Parallel zur Hauptreaktion laufen auch wieder Nebenreaktionen ab, wie die Dampfreformierungsreaktion, die Wassergas-Shift-Reaktion und die trockene Kohlenstoffdioxidreformierung.

Nicht nur über Druck und Temperatur, sondern auch über die Menge des zugeführten Sauerstoffs lässt sich die Ausbeute an Synthesegas steuern. Dadurch kann eine Reduzierung des eingebrachten Sauerstoffs und gleichzeitig eine Erhöhung des Wasserstoff- bzw. Kohlenmonoxidanteils im Anodengas bewirkt werden. Im Gegensatz zur Dampfreformierung, welche immer einen endothermen Reaktionscharakter aufweist, kann die partielle Oxidation bei höherem Verbrennungsluftverhältnis auch exotherm sein. In der Regel wird bei einer Reformierung mittels partieller Oxidation kein reiner Sauerstoff, sondern Luft eingebracht, welche die Synthesegasausbeute ebenfalls senkt.

Wird der Vorgang der partiellen Oxidation durch einen Katalysator unterstützt, wird von einer katalytischen partiellen Oxidation (catalytic partial oxidation, CPOX) gesprochen. Als Katalysatormaterialien werden häufig Nickel und Rhodium eingesetzt. Zur Gewährleistung einer hohen Langzeitstabilität des Katalysators darf der Schwefelanteil im eingesetzten Brennstoff nur gering sein [17].

Oxidative Dampfreformierung (OSR)

Die oxidative Dampfreformierung stellt eine Kopplung von Dampfreformierung und partieller Oxidation dar. Dabei werden neben dem Brennstoff auch Sauerstoff (Luft) und Wasserdampf in den Reformer eingebracht. Aus der Kombination der beiden Reformierungsverfahren geht hervor, dass sich die Vorteile der Dampfreformierung und der partiellen Oxidation optimierend ergänzen. Die freiwerdende thermische Energie der exothermen Verbrennungsreaktion stellt die Energie für die endotherm ablaufenden Reaktionen dar. Ein Spezialfall ist die sogenannte autotherme Reformierung, da hierbei keine Enthalpieänderung zwischen Eintritt und Austritt des Reformers resultiert. Somit ist für den stationären isothermen Betrieb weder eine Energiezufuhr noch eine Energieabfuhr notwendig.

Interne und externe Reformierung

Die Reformierung des verwendeten kohlenwasserstoffhaltigen Brennstoffs kann einerseits extern in einem vorgeschalteten Reformer stattfinden und/oder im Falle von Hochtemperatur-Brennstoffzellen intern im Anodenraum erfolgen. Bei bestimmten Betriebszuständen kann es jedoch zu Kohlenstoffablagerungen auf der Anode oder zu einer Deaktivierung des Reformerkatalysators kommen. Zurzeit werden vermehrt partielle interne Reformierungsverfahren eingesetzt. Diese bestehen aus einer externen und einer internen Reformierung. Für den internen Reformierungsanteil ergibt sich daraus der Vorteil, dass die Abwärme in der Zelle zur Dampfreformierung direkt genutzt werden kann und somit geringere Temperaturgradienten innerhalb der Zelle erzielt werden können.

2.3.3 Betriebsarten von Brennstoffzellensystemen

Grundsätzlich wird zwischen zwei Betriebsarten von Brennstoffzellensystemen unterschieden, dem stromgeführten und wärmegeführten Betrieb.

Stromgeführter Betrieb

Die Steuerung des Brennstoffzellensystems erfolgt auf Basis der benötigten elektrischen Energie. Die dabei anfallende Wärme kann in einem Speicher zwischengespeichert werden, sollte sie zum entsprechenden Zeitpunkt nicht benötigt werden.

Wärmegeführter Betrieb

Der benötigte Wärmebedarf wird für die Steuerung der Brennstoffzellenanlage herangezogen. Der generierte Strom wird direkt genutzt oder bei Überschussproduktion in das Stromnetz eingespeist bzw. bei Installation eines elektrischen Speichers zum Laden verwendet.

Vergleich der Betriebsarten

Im Hausenergiesektor ist die Kohärenz des Wärme- und Strombedarfs nicht permanent über das Jahr betrachtet gegeben. Während in den Wintermonaten der Wärmebedarf den Strombedarf deutlich übersteigt, zeigt sich im Sommer eher das gegenteilige Szenario. Der Wärmebedarf zur Hausenergieversorgung setzt sich aus dem Raumwärmebedarf und Wärmebedarf für die Brauchwasserbereitung zusammen. Der Gesamtwärmebedarf im Wohnbau wird daher stark vom Nutzerverhalten und vom Gebäudebestand beeinflusst. Die Ableitung einer optimalen Betriebsweise erfordert somit eine detaillierte thermische und elektrische Lastanalyse von einzelnen Wohneinheiten und Gebäudeverbänden unter Berücksichtigung des individuellen Nutzerverhaltens. Erst dadurch kann eine sinnvolle Einbindung von Brennstoffzellen-Konzepten analysiert und optimierte Gesamtsystemlösungen abgeleitet werden.

Die Auswirkung der Betriebsart des Brennstoffzellensystems auf die Anzahl und Dauer der Einschaltzyklen wird anschaulich in einer Studie von Jungbluth [18] dargestellt. Als Beispiel wurde ein Brennstoffzellensystem mit 1750 W thermischer Leistung bei einer Stromkennzahl von 0,7 angenommen und dessen Betriebszyklen an je zwei Winter- und zwei Sommertagen unter Annahme der Verwendung der Anlage in einem Einfamilienhaus betrachtet. Beim wärmegeführten Betrieb wird zwischen speicherbewirtschafteter und direkt-bewirtschafteter Fahrweise unterschieden. Die Schaltzyklen sind in Abbildung 2.6 dargestellt.

Der stark schwankende Strombedarf eines Einfamilienhauses führt bei stromgeführtem Betrieb zu einer großen Anzahl an Schaltzyklen, wobei das Brennstoffzellensystem jeweils nur kurzzeitig aktiviert wird. Im Gegensatz dazu zeigen sich bei wärmegeführtem Betrieb eine stark reduzierte Anzahl an Einschaltvorgängen und längeren Betriebszeiten und somit eine effizientere Nutzung des Brennstoffzellensystems.

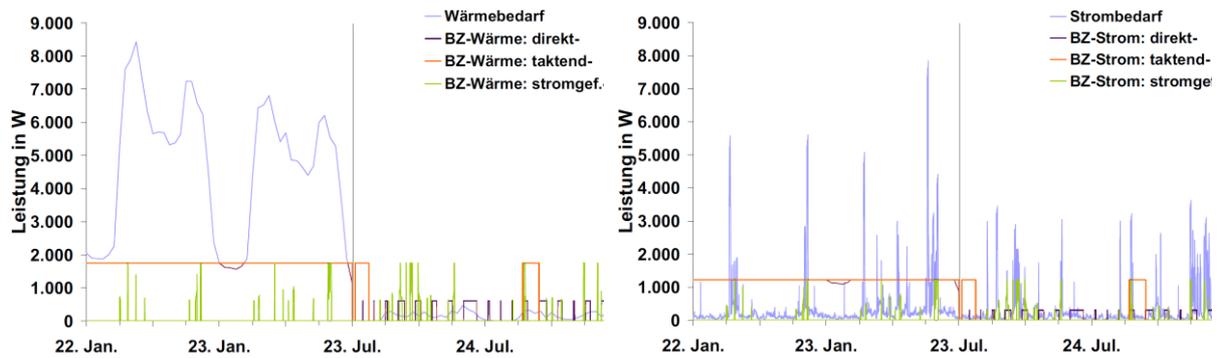


Abbildung 2.6: Verlauf der Einschaltzyklen eines Brennstoffzellensystems mit 1750 W thermischer Leistung und einer Stromkennzahl von 0,7 an zwei Winter- und zwei Sommertagen bei unterschiedlichen Betriebsarten. Quelle: In Anlehnung an [18]

2.3.4 Potential der Wärmeauskopplung

Das Potential der Wärmeauskopplung aus dem Brennstoffzellensystem hängt neben der Betriebstemperatur der Brennstoffzelle wesentlich von der Art des Brenngases und der damit verbundenen Systemintegration der Zelle ab. Folgende Faktoren sind hinsichtlich der Wärmeauskopplung zu berücksichtigen [8]:

- Zelltemperatur kann nicht überschritten werden
- Verdampfungswärme des Prozesswassers in Reformier bzw. Shiftreaktor muss aufgebracht werden
- Prozesswasser sollte zurückgewonnen werden
- Abwärme von Shiftreaktor muss in den Prozess zurückgeführt werden

Als BHKW können die Brennstoffzellentypen PEFC, PAFC, MCFC und SOFC eingesetzt werden. Die jeweiligen notwendigen Systemkomponenten für den Aufbau eines BHKW sind in Tabelle 2.2 aufgelistet. [8]

Tabelle 2.2: Benötigte Systemkomponenten bei Erdgaseinsatz in Abhängigkeit des Brennstoffzellentyps. Quelle: In Anlehnung an [8]

Systemkomponente	PEFC	PAFC	MCFC	SOFC
Externer Reformier	ja	ja	ja*	ja*
Integrierter Reformier	nein	nein	ja*	ja*
Verdampfer	ja	ja	ja**	ja**
Shiftreaktor	ja	ja	nein	nein

* optional, beide Systeme möglich

** bei Anodengaszirkulation ist externe Wasserzufuhr nicht notwendig

2.3.5 Anwendungsmöglichkeiten in Wohngebäuden

Durch die Eigenschaft der Brennstoffzelle (BZ) die im Brennstoff gespeicherte chemische Energie direkt in elektrische Energie und Wärme umzuwandeln, ist aus Sicht der Energieeffizienz der Einsatz einer BZ-KWK für die Wohngebäudeversorgung von hoher Attraktivität. Wie im nachfolgenden Kapitel 3 im Detail erläutert wird, sind bereits verschiedene BZ-KWKs auf

dem Markt erhältlich bzw. befinden sich in der Entwicklung. Besondere Relevanz haben hierbei die Brennstoffzellentypen PEFC und SOFC. Nun kann nicht grundsätzlich einem der beiden Typen der Vorzug gegeben werden, da deren jeweilige Eignung von der angedachten Anwendung und den Umgebungsbedingungen abhängt. Aufgrund der langen Anlaufzeit von SOFCs und des Auftretens von thermalen Spannungen hervorgerufen von großen Temperaturgradienten, sollte dieser BZ-Typ im Dauerbetrieb laufen. Dies steht jedoch im Widerspruch zur zeitlichen Variation des Wärme- und elektrischen Energiebedarfs. Um einen möglichst gleichmäßigen Betrieb zu realisieren, bietet sich der Brauchwarmwasserbedarf als Regelgröße an, welcher über das Jahr betrachtet einigermaßen konstant ist. Im Gegensatz dazu ist mit einer PEFC eine schnelle Anpassung der Ausgangsleistung an den aktuellen Energiebedarf möglich. Die Temperaturen im System und damit die Materialbelastung sind wesentlich niedriger und äußern sich in einer guten Zyklusstabilität. Jedoch sind die Anforderungen an das Brenngas größer aufgrund der Unverträglichkeit der PEFC gegenüber CO und Schwefel (S). Ein direkter Vergleich der beiden BZ-Systeme ist in Tabelle 2.3 dargestellt. [2,18]

Tabelle 2.3: Vergleich zwischen Brennstoffzellensystem mit PEFC und SOFC. Quelle: In Anlehnung an [2, 18]

	PEFC	SOFC
Betriebstemperatur	60 – 120°C	800* – 1000°C
Brenngas	H ₂	H ₂ (Erdgas, CO)
Anforderungen an Brenngas	 aufwändige Gasreinigung, CO < 20 ppm, Schwefel-Intoleranz	 CO-Toleranz, H ₂ S < 50 ppm
Brenngaserzeugung	externe Reformierung	interne Reformierung möglich
Lastwechseldynamik		
Zyklenbeständigkeit		
Langzeitstabilität der Effizienz		
Anlagenkomplexität		

* Die Reduktion der Arbeitstemperatur ist Thema aktueller Forschung

2.4 Wasserstoffzumischung in das Erdgasnetz

Europa verfolgt den Plan bis 2050 klimaneutral zu werden. Um dies zu erreichen, sind u. a. weitreichende Umgestaltungen im Energiesystem erforderlich. Im Juli des Jahres 2020 legt die Europäische Kommission die Strategien für das Energiesystem der Zukunft und sauberen H₂ vor. In ihr enthalten ist die Wasserstoffstrategie, welche vorsieht, bis 2024 die Erzeugung von 1 Mio. Tonnen erneuerbaren H₂ zu erreichen. Bis 2030 soll dieser Wert verzehnfacht werden. Das finale Ziel ist es, bis 2050 die Technologien für erneuerbaren H₂ soweit entwickelt zu

haben, sodass diese in großem Maßstab in allen Sektoren, in denen die Dekarbonisierung schwierig ist, eingesetzt werden kann. [19]

Bei der Herstellung von H_2 unterscheidet man zwischen grauem, blauem, türkisen und grünem H_2 . Grauer H_2 wird aus fossilen Energieträgern wie Erdgas, Schweröl oder Kohle gewonnen. Zumeist wird das Dampfreformieren angewandt, um H_2 aus den Kohlenwasserstoffen zu gewinnen. Bei der Produktion 1 Tonne H_2 entstehen ca. 10 Tonnen CO_2 . Von blauem H_2 spricht man, wenn das bei der Herstellung entstehende CO_2 abgetrennt und gespeichert wird (beispielsweise in einer erschöpften Erdgasquelle) und so nicht in die Atmosphäre gelangt. Türkiser H_2 wird durch die Methanpyrolyse hergestellt. Bei diesem Verfahren fällt der im Kohlenwasserstoff enthaltene Kohlenstoff in fester Form an und kann anschließend deponiert werden. Wird H_2 mit Hilfe der Elektrolyse von Wasser unter Einsatz erneuerbarer Energie generiert, so spricht man von grünem H_2 . [20,21]

Aufgrund der aktuell noch fehlenden Wasserstoffinfrastruktur wird diskutiert inwieweit die Einspeisung von H_2 in das bestehende Erdgasnetz eine Übergangslösung darstellen könnte. Details zu politischen Entscheidungen und geplante Infrastrukturerweiterungen werden später in Kapitel 4.4 thematisiert.

Welchen Einfluss die H_2 -Zumischung in das Erdgasnetz grundsätzlich auf die Gaseigenschaften und somit die Endkundengeräte hat, wird im folgenden Abschnitt betrachtet. Wie in Kapitel 2.3 bereits erläutert wurde, besteht Erdgas aus einer Mischung kleiner Kohlenwasserstoffe, wobei CH_4 den Hauptbestandteil darstellt. Bei der Zumischung von H_2 in das Erdgasnetz ist zu berücksichtigen, dass sich die chemischen und physikalischen Eigenschaften der Gase zum Teil stark unterscheiden. Ein Vergleich wichtiger Eigenschaften von Erdgas und H_2 ist in Tabelle 2.4 ersichtlich. Zur vereinfachten Betrachtung (beispielsweise bei Simulationen) ist die Substitution von Erdgas durch CH_4 eine oft angewandte Methode. Aus diesem Grund sind zusätzlich die Eigenschaften von CH_4 aufgelistet. Die in Europa typischer Weise zum Einsatz kommende Erdgase sind russisches, dänisches und Nordsee-H-Gas sowie dänisches, niederländisches und deutsches L-Gas. Der in diesen Gasen vorkommende Methangehalt liegt zwischen 83,64 und 96,96 mol% [22]. Aufgrund dieser Schwankung und den weiteren in unterschiedlichen Konzentrationen vorkommenden Komponenten, zeigt auch die Methanzahl (MZ), welche ein Maß für die Klopfestigkeit eines Brenngases ist, eine entsprechende Schwankung. Die Berechnung der MZ sowie des Heizwertes H_i erfolgte mit dem Cummins Westport Fuel Quality Calculator [23]. Mit Hilfe des idealen Gasgesetzes und der von PubChem [14] exportierten Dichtedaten der in den jeweiligen Erdgasen enthaltenen Spezies CH_4 , C_2H_6 , C_3H_8 , C_4H_{10} , C_5H_{12} , C_6+ , N_2 und CO_2 erfolgte die Gesamtdichteberechnung und in weiterer Folge die Berechnung des unteren Wobbe-Indexes W_i bei $0^\circ C$ und einem Druck von 1013,25 mbar mit Hilfe der Formel:

$$W_i = \frac{H_i}{\sqrt{\frac{\rho_{Gas}}{\rho_{Luft}}}} \quad (14)$$

ρ_{Gas} stellt die Dichte des Brenngases, ρ_{Luft} die Luftdichte dar. Der Wobbe-Index ist ein Maß für die Austauschbarkeit von Brenngasen. Bei Verwendung von Gasen mit unterschiedlichen Heiz- und Dichtewerten, jedoch gleichem Wobbe-Index, führt deren Einsatz bei gleicher Druckdifferenz am Brenner zur gleichen Energiemengenfreisetzung.

Tabelle 2.4: Eigenschaften von europäischen Erdgasen, CH₄ und H₂. Quelle: Eigene Darstellung basierend auf Daten von [14,22,23]

	Erdgas	CH ₄	H ₂
H_i [MJ/m ³]	31,30 – 36,04	35,81	10,79
W_i [MJ/m ³]	39,96 – 47,52	48,12	40,89
ρ_{Gas} [kg/m ³]	0,72 – 0,79	0,72	0,09
MZ	75,2 – 88,7	100	0

Wird H₂ zu Erdgas hinzugemischt, so führt dies zu einer Änderung der in Tabelle 2.4 angeführten Eigenschaften. De Vries et al. [24] haben in einer 2017 veröffentlichten Studie den Einfluss der H₂-Zumischung auf Endnutzengeräte analysiert. Neben den genannten Eigenschaften verändert sich abhängig vom Brenneraufbau auch das Brennstoff-Luftverhältnis, welches u.a. einen Einfluss auf die laminare Flammgeschwindigkeit hat. Diese ist insofern von großer Bedeutung, da im Falle einer gegenüber der Gasströmungsgeschwindigkeit größeren Flammgeschwindigkeit bei einer vorgemischten Flamme die Gefahr einer Rückzündung besteht, welches ein signifikantes Sicherheitsrisiko darstellt. Die Analyse zeigte, dass Anwendungen mit vorgemischten brennstoffreichen Brennstoff-Luftgemisch sensibel auf H₂-Zumischungen reagieren, wohingegen modernere Geräte mit brennstoffarmen Brennstoff-Luft-Gemischen eine geringere Sensitivität aufweisen. Wie groß die akzeptable Menge an H₂-Zumischung in das Erdgasnetz genau ist, muss für den jeweiligen Fall im Detail betrachtet werden, da diese von der Konstruktion und Regelung des Endgerätes sowie von der örtlichen Erdgaszusammensetzung abhängt. Bei Betrachtung des Wobbe-Indexes ist festzustellen, dass eine H₂-Zumischung zunächst zu einer Reduktion des Wertes führt. Erst bei einer hohen H₂-Zumischung von mehr als 80 mol% kommt es wieder zu einem Anstieg des Wobbe-Indexes. Hinsichtlich der CO₂-Reduktion sollte die H₂-Zumischung jedoch möglichst groß sein. Unter Verwendung von CH₄ als Erdgas-Substitut zeigten de Vries et al., dass bei einer Zumischung von 10 mol% H₂ bei konstantem Energieeintrag die CO₂-Einsparung bei etwas mehr als 3 % liegt (siehe Abbildung 2.7). Um beispielsweise eine CO₂-Reduktion von 50 % zu erreichen, ist eine H₂-Zumischung von ca. 75 mol% notwendig. [24]

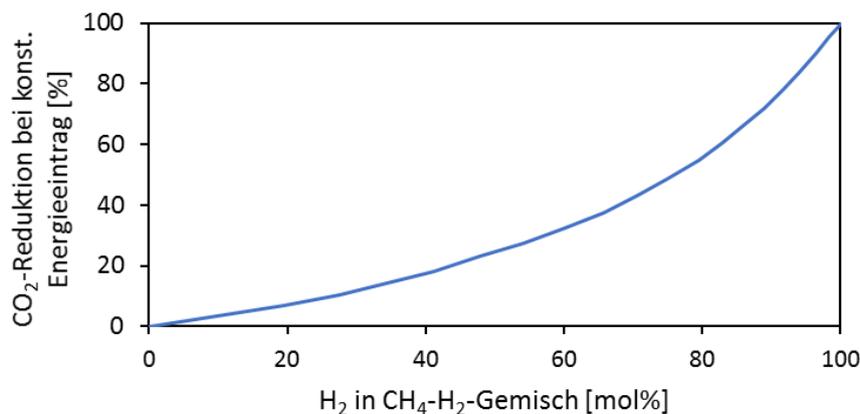


Abbildung 2.7: CO₂-Reduktion bei konstantem Energieeintrag als Funktion der H₂-Zumischung. Quelle: In Anlehnung an [24]

Angesichts der Ziele des Pariser Klimaabkommens ist es also erstrebenswert, einen möglichst großen Teil des Erdgases durch Wasserstoff zu ersetzen bzw. im Idealfall ganz auf einen fossilen Anteil zu verzichten. Dies setzt jedoch voraus, dass es sich bei dem eingesetzten Wasserstoff um grünen Wasserstoff handelt. Aktuell sind die Kosten für grünen Wasserstoff in etwa acht Mal so groß wie für Erdgas [21]. Dies zeigt deutlich die Dringlichkeit des Ausbaus erneuerbarer Energie auf, um grünen Wasserstoff auch wirtschaftlich einsetzen zu können.

2.4.1 Betrieb von Brennstoffzellen mit Erdgas-H₂-Gemisch

Inwieweit eine für den Erdgasbetrieb ausgelegte Brennstoffzelle kompatibel hinsichtlich der Zumischung von H₂ ist, hängt vom Design des Brennstoffzellensystems ab. Beispielsweise sehen Entwicklungen im deutschsprachigen Raum ein mit Erdgas betriebenes Brennstoffzellensystem vor, welches für eine H₂-Zumischung von ca. 20 % und etwas darüber hinaus ausgelegt sein soll. Aus technischer Sicht wäre eine Anpassung für höhere H₂-Konzentrationen machbar, jedoch werden die Entwicklungen und die daraus folgenden Angebote von den Anforderungen und Bedürfnissen des Kunden sowie der Wandlung des Gasmarktes abhängig sein.

Ein für zukünftige Ansprüche angepasstes brennstoffflexibles System wurde von Ceres entwickelt. Dieses kann mit unterschiedlichen Brenngasen betrieben werden, einschließlich Erdgas mit einem beliebigen hohen H₂-Anteil. Als Resultat einer im Jahr 2018 gestarteten Kooperation zwischen Ceres und Bosch, plant die Bosch-Gruppe im Jahr 2024 die Serienproduktion von Brennstoffzellensystemen, welche mit der SteelCell® SOFC-Technologie von Ceres arbeiten wird. [25]

Welchen Einfluss die Zumischung von H₂ in das Erdgasnetz auf die Performance einer Brennstoffzelle hat, wurden von Cinti et al. [26] mit Hilfe eines Simulationsmodells einer SOFC mit externer sowie interner Reformierung untersucht. Als Randbedingung wurde eine gleichbleibende elektrische Ausgangsleistung von 1 kW festgelegt. Zusätzlich wurde ein konstantes Dampf-Kohlenstoff-Verhältnis (steam to carbon ratio, S/C) für die Dampfreformierung von 2,2 gewählt. Die untersuchte Zumischung von H₂ variiert zwischen 0 und 99 %. Als flächenspezifischen Widerstand (area specific resistance, ASR) wurde der Wert der SOLIDpower ASC700 Zelle angenommen. Die der Studie von Cinti et al. entnommene Abbildung 2.8 zeigt den schematischen Aufbau des simulierten Brennstoffzellensystems. [26]

Abhängig vom CH₄-Anteil in der CH₄-H₂-Mischung müssen für die Dampfreformierung unterschiedliche Mengen an Dampf beigemischt werden. Je größer die H₂-Zumischung ist, desto kleiner ist der Anodenmassenfluss aufgrund des geringeren Dampfanteils, der für die Reformierung benötigt wird. Bei Betrieb mit reinem H₂ entspricht der System-Brennstoffmassenfluss dem Anodeneingangsmassenfluss. Auch wenn bei größerem CH₄-Anteil der Brennstoffmassenfluss größer wird, so bleibt die dem Anodeneingang zugeführte chemische Energie relativ konstant aufgrund des verdünnenden Effektes der Dampfzumischung. Der dem System und Anodeneingang zugeführte Massenfluss sowie die jeweilige eingebrachte chemische Eingangsleistung sind in der Abbildung 2.9 als Funktion der CH₄-Konzentration des dem System zugeführten CH₄-H₂-Gemisches dargestellt. Die sich je nach CH₄-H₂-Mischungsverhältnis am Reformerausgang einstellende Gaszusammensetzung wird in Abbildung 2.10 wiedergegeben. Wie am Ende dieses Kapitels in Abbildung 2.11 ersichtlich ist, nimmt die elektrische Effizienz mit zunehmendem H₂-Anteil ab. Dieses Verhalten ist auf einen reduzierten Beitrag des Reformers zurückzuführen, welcher intern abgeführte Wärme über endotherme Reformierungsreaktionen in chemische Energie umwandelt.

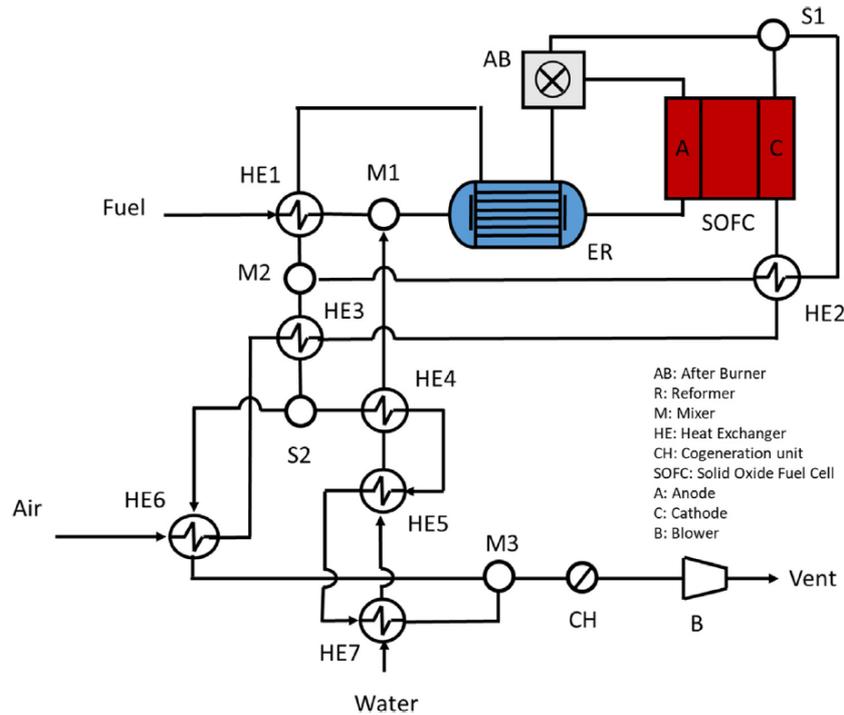


Abbildung 2.8: Schematischer Aufbau des von Cinti et al. mittels Simulation untersuchten Brennstoffzellensystems. Quelle: [26]

Nachdem als Randbedingung eine konstante elektrische Ausgangsleistung vorgegeben ist, muss, wie in Abbildung 2.9 ersichtlich, die benötigte System-Eingangsleistung mit zunehmendem H_2 -Anteil ansteigen. Trotz einer ansteigenden System-Eingangsleistung mit zunehmendem H_2 -Anteil ist bei Betrachtung des System-Massenflusses eine Reduktion erkennbar, welche auf unterschiedliche Masse-Energie-Verhältnisse der sich ergebenden CH_4 - H_2 -Mischung zurückzuführen ist (der massebezogene Heizwert von H_2 beträgt 119,9 MJ/kg, von CH_4 50,0 MJ/kg [14,23]). [26]

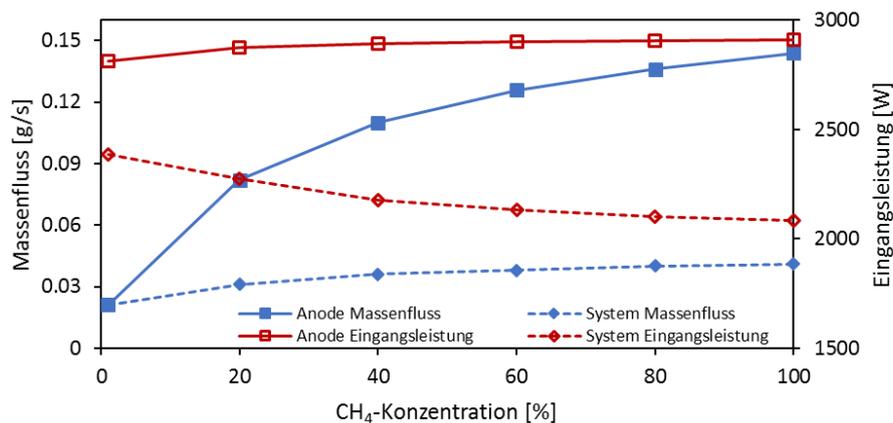


Abbildung 2.9: Dem System und Anodeneingang zugeführte Massenströme und chemische Eingangsleistungen. Quelle: In Anlehnung an [26]

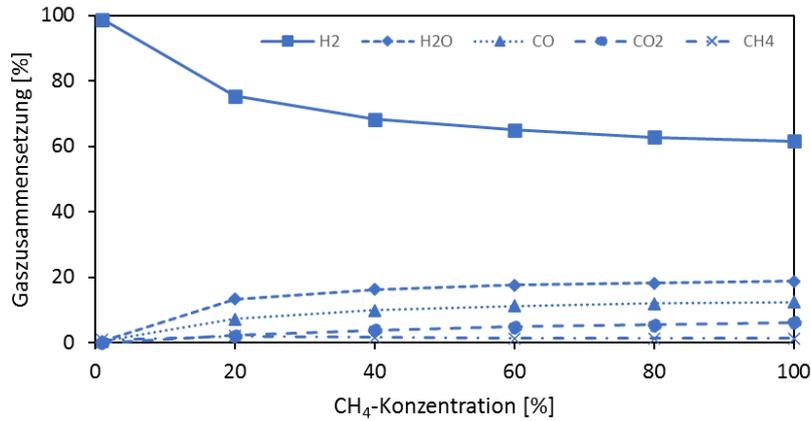


Abbildung 2.10: Gaszusammensetzung am Reformerausgang als Funktion des CH₄-Anteils im CH₄-H₂-Gemisch. Quelle: In Anlehnung an [26]

Die Simulationsergebnisse von Cinti et al. zeigen, dass bei Verwendung der internen Reformierung sowohl Anstiege bei der thermischen als auch elektrischen Effizienz und somit der Gesamteffizienz gegenüber der externen Reformierung zu verzeichnen sind. Die höhere thermische Effizienz begründet sich mit der höheren Temperatur der Abgase bei der internen Reformierung. Durch endotherme interne Reformierung reduziert sich der Kühlbedarf und somit der durch Lüfter hervorgerufene Stromverbrauch. Kombiniert mit einer höheren Stackeffizienz führt dies zum Anstieg der elektrischen Effizienz. Ein grafischer Vergleich der Effizienzwerte als Funktion des CH₄-Gehalts im CH₄-H₂-Gemisch ist in Abbildung 2.11 für den Fall der externen und internen Reformierung dargestellt. [26]

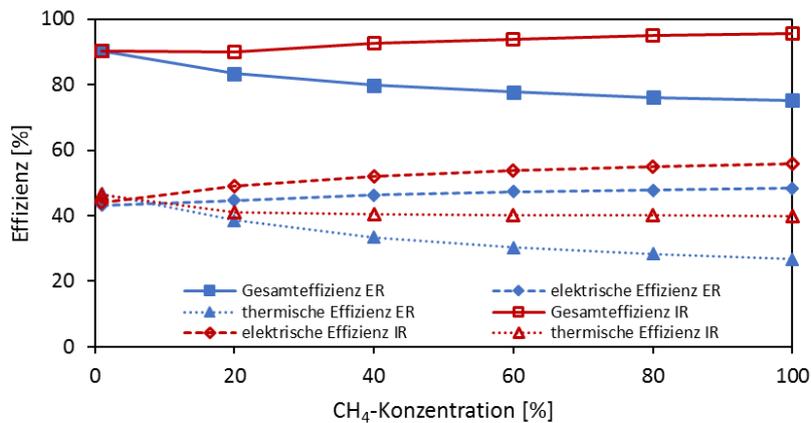


Abbildung 2.11: Elektrische, thermische und Gesamteffizienz als Funktion des CH₄-Anteils der CH₄-H₂-Mischung bei externer (ER) und interner Reformierung (IR). Quelle: In Anlehnung an [26]

3 Marktübersicht

Während BZ- μ KWK-Anlagen in Europa noch dabei sind, sich am Markt zu etablieren, hat Japan im Zuge des ENE-FARM-Programmes (Beginn: 2010) bereits mehrere 100.000 Anlagen ins Feld gebracht. Zu Beginn dieses ENE-FARM-Programmes gewährte die japanische Regierung Subventionen, welche in etwa die Hälfte der Produktionskosten der Brennstoffzellen ausmachte. Aufgrund der technologischen Fortschritte und schrittweisen Senkung der Produktionskosten wurden auch die staatlichen Subventionen allmählich reduziert. Zum heutigen Zeitpunkt sind die Produktionskosten so niedrig (im Vergleich zum Beginn des Programmes

um fast zwei Drittel gesunken), dass keine Subventionen für BZ- μ KWK-Systeme benötigt werden. In Anlehnung an dieses erfolgreiche japanische Programm wurden bisher etwa 10.000 Brennstoffzellen-Mikro-KWK-Systeme in Europa mit Unterstützung von EU-Projekten (ene.field und PACE) und nationalen Programmen (z.B. Deutschland mit KfW 433) eingesetzt. [27]

Wie bereits einleitend erwähnt, beginnt der europäische Markt für Brennstoffzellen sich allmählich zu entwickeln und zu wachsen. Dies ist u. a. dem europäischen Projekt PACE geschuldet, das im Jahr 2016 startete. Im Zuge dieses Projektes will die EU mit einem Budget von 90 Mio. € den Markt für die großflächige Nutzung von BZ- μ KWK-Anlagen erschließen. Dabei sollen 2.800 solcher Anlagen in zehn europäischen Ländern eingesetzt werden. Zudem wird eine Kooperation mit den fünf führenden europäischen Brennstoffzellen-Anbietern angestrebt, wobei sich das Anwendungsgebiet auf Wohngebäude und kleine Unternehmen konzentriert. [5]

Die fünf ausgewählten Brennstoffzellen-Anbieter sind folgende:

- BDR Thermea Gruppe (SenerTec und Remeha)
- Bosch bzw. Buderus
- SOLIDPower
- Sunfire
- Viessmann

Von jedem dieser aufgezählten Anbieter wurde jeweils ein System vorgestellt, das hinsichtlich des Leistungsbereichs in die Kategorie der BZ- μ KWK-Systeme fällt und als solches eingesetzt werden kann. Die technischen Daten der vorgestellten Systeme sind in Tabelle 3.1 eingetragen. Weitere europäische BZ-Produkte sind in Tabelle 3.2 ersichtlich. Bezüglich des Marktangebots abseits Europas sind in Tabelle 3.3 japanische und in Tabelle 3.4 amerikanische Produkte aufgelistet.

Tabelle 3.1: Übersicht zu den am europäischen Markt verfügbaren BZ-KWK-Anlagen (Teil 1). Quelle: Eigene Darstellung basierend auf Daten von [28-36]

Produkt						
	SenerTec Dachs 0.8	Remeha eLecta 300	Sunfire- Home 750	Vitovalor PT2	Buderus GCB + BlueGEN	BlueGEN
Referenzen	[29-31,33]	[29-32]	[29-31,34]	[29-31,35]	[28,29]	[28-30,36]
Anbieter	BDR Thermea	BDR Thermea	Sunfire	Viessmann	Bosch, Buderus	SOLIDpower
BZ-Typ	PEMFC	PEMFC	SOFC	PEMFC	SOFC	SOFC
Elektrische Leistung	0,75 kW	0,75 kW	0,375 – 0,75 kW	0,75 kW	0,5 – 1,5 kW	0,5 – 1,5 kW
Thermische Leistung	1,1 kW	1,1 kW	0,65 – 1,25 kW	1,1 kW	bis zu 0,85 kW	bis zu 0,85 kW
Elektrischer Wirkungsgrad	38 %	38 %	36 % / 38 %	37 % / 38 %	bis zu 56 % / 60 %	bis zu 55 % / 57 %
Gesamtwirkungsgrad	92 %	92 % / 95 %	88 % / 90 %	92 %	bis zu 88 %	bis zu 88 % / 90 %
Stack-Lebensdauer	80.000 h	80.000 h	40.000 h	80.000 h	bis zu 60.000 h	40.000 h
Anzahl der Anlagen	k. A.	k. A.	k. A.	k. A.	k. A.	k. A.
Kosten	20.000 € (zzgl. MwSt)	23.000 € (zzgl. MwSt)	23.315 € (inkl. MwSt)	20.000 bis 25.000 € (inkl. MwSt.)	ca. 31.000 € (inkl. MwSt.)	25.000 € (zzgl. MwSt.)
Brennstoff	Erdgas (H, L), H ₂	Erdgas (H, L), H ₂	Erdgas (H, L), LPG, H ₂	Erdgas (H, L), H ₂ -Mix bis zu 5 %	Erdgas (H, L)	Erdgas (H, L), H ₂ -Mix bis zu 20 %
Pufferspeicher	300 l	300 l	extern	220 l Trinkwasser- speicher	extern	extern

Tabelle 3.2: Übersicht zu den am europäischen Markt verfügbaren BZ-KWK-Anlagen (Teil 2). Quelle: Eigene Darstellung basierend auf Daten von [30,31,37-42]

Produkt					
	Vitovaler PA2	Leonardo	I-1000	Inhouse5000+	k.A.
Referenzen	[31,42]	[40]	[37,41]	[30,38]	[39]
Anbieter	Viessmann	Hexis	ReliOn	inhouse- engineering	Convion
BZ-Typ	PEMFC	SOFC	PEMFC	PEMFC	SOFC
Elektrische Leistung	0,75 kW	0,5 – 1,5 kW	1 kW	1,68 – 4,2 kW	50 kW
Thermische Leistung	1,1 kW	0,6 – 2 kW	k. A.	3 – 7,5 kW	25 kW
Elektrischer Wirkungsgrad	38 %	40 %	38,4 – 40,6 %	34 %	> 55 %
Gesamtwirkungsgrad	92 %	95 %	k. A.	92 %	82 %
Stack-Lebensdauer	k. A.	5 – 7 Jahre	22.000 h	k. A.	> 4.000 h
Anzahl der Anlagen	k. A.	k. A.	k. A.	k. A.	< 5
Kosten	k. A.	k. A.	k. A.	ca. 60.000 € (zzgl. MwSt.)	k. A.
Brennstoff	Erdgas (H)	Erdgas; H ₂ -Mix ca. 20 %*	H ₂	Erdgas	Erdgas
Pufferspeicher	extern	k. A.	k. A.	k. A.	k. A.

Tabelle 3.3: Übersicht zu den am japanischen Markt verfügbaren BZ-KWK-Anlagen. Quelle: Eigene Darstellung basierend auf Daten von [39,43-45]

Produkt					
	ENE-FARM	k. A.	k. A.	k. A.	k. A.
Referenzen	[43]	[39]	[39]	[45]	[44]
Anbieter	Panasonic	AISIN, Kyocera	Panasonic	Kyocera	Fuji Electric
BZ-Typ	PEMFC	SOFC	PEMFC	SOFC	PAFC
Elektrische Leistung	0,2 – 0,7 kW	0,7 kW	0,75 kW	3 kW	100 kW
Thermische Leistung	k. A.	0,6 kW	1 kW	k. A.	k. A.
Elektrischer Wirkungsgrad	40 %	53 %	37 %	52 %	42 %
Gesamtwirkungsgrad	97 %	87 %	92 %	90 %	91 %
Stack-Lebensdauer	k. A.	> 70.000 h	k. A.	k. A.	k. A.
Anzahl der Anlagen	k. A.	> 50.000	> 250.000	k. A.	k. A.
Kosten	k. A.	9.950 €	7.900 €	k. A.	k. A.
Brennstoff	k. A.	Erdgas	Erdgas	City Gas 13A	City Gas 13A, H ₂
Pufferspeicher	130 l	k. A.	k. A.	k. A.	k. A.

Tabelle 3.4: Übersicht zu den am US-amerikanischen Markt verfügbaren BZ-KWK-Anlagen. Quelle: Eigene Darstellung basierend auf Daten von [39,46-48]

Produkt					
	k. A.	k. A.	PureCell Model 400 NG	k. A.	SureSource 1500
Referenzen	[39]	[39]	[46]	[39]	[47,48]
Anbieter	Doosan Fuel Cell America	Bloom Energy	Doosan	Hydrogenics	FuelCell Energy
BZ-Typ	PAFC	SOFC	k. A.	PEMFC	MCFC
Elektrische Leistung	200 kW	250 kW	440 kW	1.000 kW	1.400 kW
Thermische Leistung	215 kW	k. A.	k. A.	1.500 kW	k. A.
Elektrischer Wirkungsgrad	40 %	52 %	43 %	> 50 %	47 %
Gesamtwirkungsgrad	90 %	k. A.	90 %	k. A.	k. A.
Stack-Lebensdauer	80.000 h	k. A.	k. A.	k. A.	k. A.
Anzahl der Anlagen	400	ca. 2.500	k. A.	< 10	k. A.
Kosten	k. A.	k. A.	k. A.	k. A.	k. A.
Brennstoff	Erdgas	Erdgas	Erdgas	H ₂	Erdgas
Pufferspeicher	k. A.	k. A.	k. A.	k. A.	k. A.

Anhand Tabelle 3.1 bis Tabelle 3.4 ist zu erkennen, dass in Japan und Europa viele BZ- μ KWK-Anlagen angeboten werden. Während die europäischen und japanischen Produkte hinsichtlich des Leistungsbereichs und der Effizienz sehr ähnlich sind, ist der Unterschied bezüglich Kosten und Stückzahlen sehr hoch. Anhand dieser Daten ist auch die Auswirkung des japanischen ENE-FARM-Programmes deutlich sichtbar, da im Vergleich zu den europäischen BZ-Produkten die Kosten in Japan nur noch halb so groß sind.

Im US-amerikanischen Raum besteht zurzeit fast kein Angebot an BZ- μ KWK-Anlagen. In den USA werden vielmehr BZ-KWK-Anlagen mit Leistungen von mehreren 100 kW bis hin zu einigen MW eingesetzt, wobei die Gesamtanzahl solcher Anlagen überschaubar bleibt.

Stationäre BZ-KWK-Großanlagen (>200 kW) machen in den USA und Südkorea zusammen 95 % der weltweit installierten (Großanlagen-)Kapazitäten aus. In Europa sind andere Treiber als in diesen Ländern vorhanden, wodurch mehr die Kleinanlagen fokussiert werden. Aktuell ist in Europa nur eine Gesamtkapazität von ca. 16 MW an stationären BZ-KWK-Großanlagen installiert, was mit der angegebenen Leistungsgrenze von 200 kW maximal auf 80 Großanlagen (mit je 200 kW) schließen lässt. Stationäre BZ-KWK-Anlagen im mittleren Leistungsbereich (5 – 400 kW) sind in Europa noch nicht voll entwickelt. [49]

Bezüglich der Übersicht der japanischen Geräte (Tabelle 3.3) ist anzumerken, dass in der Tabelle ein altes und neues Produkt des Herstellers Panasonic vorgestellt wurde. So ist nämlich die „ENE-FARM“ in der zweiten Spalte das Nachfolgeprodukt der Brennstoffzelle in der vierten Spalte. Zudem ist auch die Brennstoffzelle von Kyocera mit einer elektrischen Leistung von 3 kW (Tabelle 3.3, Spalte 5) das Nachfolgeprodukt der Brennstoffzelle in der dritten Spalte von Tabelle 3.3. Um sie jedoch direkt vergleichen zu können, wurden jeweils beide Produktgenerationen in die Übersichtstabelle aufgenommen.

Des Weiteren ist zu erwähnen, dass Viessmann in Kooperation mit Panasonic seine Produkte (Vitovalor PT2 und PA2) entwickelt hat [50]. Buderus (Marke von Bosch) und SOLIDpower verbindet eine ähnliche Kooperation, da das Produkt BlueGEN von SOLIDpower auch von Bosch unter der Marke Buderus angeboten wird (darum ist bei beiden Produkten in Tabelle 3.1 die gleiche Abbildung beigefügt) [51].

Anhand Tabelle 3.1 bis Tabelle 3.4 ist auch zu erkennen, dass einige Produkte Pufferspeicher zum Lastenausgleich enthalten. Zudem beinhalten einige BZ-Produkte Gas-Brennwertkessel, um die Spitzenlasten im Gebäude besser decken zu können. Spitzenlastkessel enthalten z.B. Vitovalor PT2, SenerTec Dachs 0.8, Remeha eLecta 300 und ENE-FARM, jedoch wurden diese Information nicht den Übersichtstabellen beigefügt, um die Übersichtlichkeit zu bewahren.

Eine weitere, vor allem für die Gebäudeintegration, wichtige Angabe ist der Modulationsbereich der BZ-Systeme. Bei einigen Produkten in den Übersichtstabellen (Tabelle 3.1 bis Tabelle 3.4) sind Leistungsbereiche angegeben, in denen die Brennstoffzelle betrieben werden kann. Da die anfallenden Lasten in einem Gebäude zeitlich variieren, ist eine modulierbare Anlage von Vorteil, da somit der Leistungsbereich der BZ- μ KWK-Anlage dem aktuellen Lastprofil angenähert und somit eine effizientere Systemintegration ermöglicht werden kann. Die meisten der vorgestellten BZ-Systeme können nur bei einer festgelegten Leistung betrieben werden, jedoch können einige Brennstoffzellen wie ENE-FARM von Panasonic oder Leonardo von Hexis einen Leistungsbereich von bis zu 70 % abdecken (also 30 % der Nennleistung bis 100 % der Nennleistung).

Da derzeit des Öfteren eine Beimischung von Wasserstoff in das bestehende Erdgas-Netz diskutiert wird, ist auch die Information über die „Wasserstoff-Verträglichkeit“ der aktuell am Markt angebotenen BZ-Systeme von großem Interesse. Anhand Tabelle 3.1 bis Tabelle 3.4 ist zu erkennen, dass zwar viele Produkte mit reinem Wasserstoff betrieben werden können, aber nur bei insgesamt drei Produkten eine Angabe zur Verträglichkeit eines Wasserstoff-Erdgas-Gemisches vorhanden ist. Das BZ-System Vitovalor PT2 kann demnach bis zu einem Wasserstoffanteil von 5 %, das BZ-System BlueGEN bis zu einem Wasserstoffanteil von 20 %. Das Thema der Wasserstoffbeimischung wurde bereits kurz in Kapitel 2.4 besprochen und wird auch im nachfolgenden Kapitel 4.4 wieder aufgegriffen.

4 Aktuelle Entwicklungen und Ausblick

4.1 BZ- μ KWK-Projekte

Aktuell ist der europäische Markt für BZ- μ KWK-Anlagen überschaubar und noch am Wachsen, jedoch ist das Potenzial solcher Anlagen groß. Einige EU-Projekte hatten und haben sich zum Ziel gesetzt, den BZ-Markt auszubauen und Geräte ins Feld zu bringen. Eines dieser Projekte war ene.field, in Zuge dessen beispielsweise 1.046 Anlagen in realen Wohnhäusern installiert wurden [52].

Das in dieser Studie bereits mehrmals erwähnte PACE-Projekt wurde der Nachfolger von ene.field (Start von PACE: 2016) und soll noch bis 2021 aktiv sein. Ziel von PACE ist u. a., dass weitere BZ- μ KWK-Anlagen in privaten Wohngebäuden installiert und getestet werden sollen (über 2800 installierte Anlagen in 10 EU-Ländern). Aufgrund der höheren Stückzahlen soll dadurch auch eine Kostenreduktion erzielt werden. Zudem soll mit den Ergebnissen dieses Projekts eine Sensibilisierung für BZ- μ KWK erfolgen und Rahmenbedingungen für eine breite Markteinführung solcher Anlagen geschaffen werden. Auch Österreich ist unter den 10 EU-Ländern dabei, allerdings sind nur 9 in Folge von PACE installierten Anlagen hier zu verzeichnen. [53]

4.2 Erhöhte Produktionskapazitäten und neue Produkte

Neben diversen Projekten ergreifen auch einige BZ-Hersteller selbst die Initiative. Die Robert Bosch GmbH hat im Dezember 2020 eine Pressemeldung veröffentlicht, in der eine Massenproduktion angekündigt wurde, die ab 2024 starten soll. Demnach hat Bosch die Partnerschaft mit Ceres Power vertieft und will nun die Produktionskapazitäten ausbauen. Ab 2024 sollen dann die jährlichen Fertigungskapazitäten (für SOFCs) 200 MW betragen, was z.B. bei einer 10-kW-Brennstoffzelle jährlich 20.000 Stück entspricht. [54]

Im Bereich der Brennstoffzelle (speziell BZ- μ KWK) wird aber nicht nur die Anzahl an produzierten und installierten Anlagen ständig größer. Regelmäßig werden auch alte Produkte weiterentwickelt (siehe Vergleich von Panasonic und Kyocera in Kapitel 3) oder neue Systeme angekündigt und angeboten. Eines solcher neuen Systeme ist das Produkt Leonardo von Hexis, das 2021 verfügbar sein soll und auch schon in die Herstellertabelle übernommen wurde (siehe Tabelle 3.2). Ein weiteres Produkt, das aber nicht den Herstellertabellen beigegeben wurde, ist eine neue Festoxid-Brennstoffzelle von Bosch. Diese neue SOFC soll eine elektrische Leistung von 11 kW besitzen (5 bis 11 kW) und einen Gesamtwirkungsgrad von 85 % sowie einen elektrischen Wirkungsgrad von 60 % aufweisen. Es wird angegeben, dass

sie sowohl mit Erdgas als auch mit (regenerativ erzeugtem) Methan oder Wasserstoff betrieben werden kann. Ab wann diese neue Brennstoffzelle am Markt verfügbar sein soll, wurde jedoch bisher noch nicht erwähnt. [55]

4.3 Aktuelle Forschungstrends

Der britische Stack-Hersteller Ceres Power hat eine technische Weiterentwicklung hinsichtlich der Stack-Technologie veröffentlicht. Ceres produziert sogenannte SteelCells[®] bzw. Steel Stacks, eine metallgestützte Festoxid-Brennstoffzelle, die teilweise große Vorteile im Vergleich zu herkömmlichen SOFC-Stacks verspricht. Mit diesem Steel Stack soll es möglich sein, die Brennstoffzelle bei vergleichsweise niedrigen Stack-Temperaturen zu betreiben (< 630 °C), wobei dadurch keine zusätzlichen Nachteile bezogen auf bestehende Stack-Konzepte entstehen. Zudem soll sich das Produkt von Ceres durch einen hohen internen Reformierungsanteil (40 bis 60 %) und eine große Robustheit gegenüber thermischen Zyklen auszeichnen. Normalerweise wäre bei einer niedrigen Temperatur die Reaktionskinetik langsamer, wodurch letztlich auch weniger Methan umgesetzt wird. Der Steel Stack kann aber dennoch einen hohen internen Reformierungsgrad bei geringer Temperatur erzielen, weil u. a. ein neues Anodenmaterial samt besserer Katalysatoren (Nickel-Cer-Gadoliniumoxid, kurz: Ni-CGO) eingesetzt wird. Zurzeit bietet Ceres seine Steel Stacks in zwei Leistungskategorien an, 1 kW (elektrisch) und 5 kW (elektrisch). Diesbezüglich gibt es auch eine Kooperationsvereinbarung mit der Robert Bosch GmbH, wodurch nun auch in Deutschland Steel Stacks produziert und in einige eigene Bosch-Produkte integriert werden sollen. [56,57]

Elcogen, ein BZ-Stackhersteller (SOFCs) aus Estland, beschreibt in seinem Whitepaper, in welchen Gebieten aktuell Forschung betrieben wird, um die Wettbewerbsfähigkeit von Festoxidbrennstoffzellen zu steigern. Das größte Problem sind dabei die hohen Zelltemperaturen, da sie eine mögliche Korrosion und Degradation beschleunigen. Zudem sind dadurch auch höhere Ansprüche an die verwendeten Materialien gestellt, um eine noch ausreichende Stabilität bei hoher thermischer Beanspruchung zu wahren. Neben der Temperatursenkung zählt Elcogen drei weitere Möglichkeiten auf, wie die Kosten für Brennstoffzellen reduziert werden können:

- Optimierung der Materialeigenschaften (Oberfläche, Porosität, thermische Eigenschaften)
- Reduktion der Zellendicke (weniger Materialverbrauch – geringere Kosten)
- Automation (Optimierung des Fertigungsprozesses, wenn BZs zu wirtschaftlichen Preisen hergestellt werden können)

Derzeit sei man (in Europa) noch auf Subventionen angewiesen, jedoch geht Elcogen davon aus, dass ab 2022 wettbewerbsfähige Brennstoffzellen am Markt angeboten werden. [58]

4.4 Wasserstoff als Brennstoff

Aufgrund des europäischen Green Deals und der darin enthaltenen Wasserstoffstrategie soll dem Wasserstoff künftig eine größere Rolle als Energieträger zuteilwerden. Demnach soll beispielsweise, wie zuvor schon angesprochen, bis 2024 insgesamt eine Million Tonnen an erneuerbarem Wasserstoff erzeugt werden. Eine solche Entwicklung wird gewiss auch die Brennstoffzellen betreffen, die idealerweise mit reinem Wasserstoff betrieben werden. Laut

einer Abschätzung von Vaillant könnten durch einen reinen H₂-Betrieb ca. 40 % der Systemtechnik entfallen, welches zu einer erheblichen Kostenreduktion führen würde [15]. Derzeit wird das Öffnen einer Einspeisung an Wasserstoff in das bestehende Gasnetz diskutiert. Auch die in Kapitel 3 vorgestellte Produktübersicht von verfügbaren Brennstoffzellensystemen zeigt, dass manche Hersteller bereits eine Verträglichkeit ihrer Produkte (meist neuere Produkte) gegenüber einem möglichen H₂-Erdgas-Gemisch als Brennstoff angeben. Die Möglichkeit eines Brennstoffzellen-Betriebs mit einem H₂-Erdgas-Gemisch samt etwaiger Problematiken wurde bereits in Kapitel 2.4 kurz beschrieben.

Eine H₂-Zumischung wäre für SOFCs insofern interessant, weil mit einem geeigneten Konzept der externe Reformer für die H₂-Erzeugung aus dem Erdgas entfallen könnte. Mit einer Anoden-Off-Gas-Rezirkulation könnte der Restanteil an Wasserstoff im Off-Gas dem Brennstoff am Anodeneingang zugemischt werden und dadurch bei einem ausreichend hohen internen Reformierungsgrad die elektrochemischen Reaktionen in der Brennstoffzelle aufrechterhalten. Ohne einen Wasserstoffanteil im Brennstoff könnte die Brennstoffzelle mit diesem Konzept nicht starten, weil bei der internen Reformierung stets eine gewisse Menge an Wasserstoff vorhanden sein muss. Wenn aber ein ausreichend hoher Wasserstoffanteil vorhanden ist, entfällt auch dieses Start-Problem. Das Entfallen des externen Reformers würde dann neben einer kompakteren Bauweise zudem eine Kostenreduktion des gesamten BZ-Systems ermöglichen. Im Vergleich zu PEMFCs, die aufgrund ihrer niedrigen Zellentemperaturen keine interne Reformierung möglich machen und daher immer (außer bei reinem H₂-Betrieb) einen externen Reformer benötigen, wäre das ein großer Vorteil.

Inwieweit die H₂-Zumischung in das Erdgasnetz zukünftig eine signifikante Rolle spielen wird, hängt von den aktuellen politischen Weichenstellungen ab. Aktuell ist in Österreich die Beimischung von H₂ auf 4 vol% beschränkt. Eine Anhebung auf mindestens 10 % befindet sich in Bearbeitung. Bei zukünftig steigender H₂-Produktion ist beim Transport größerer Mengen die Verwendung eines eigenen Wasserstoffnetzes mit speziell dafür zugelassenen Rohrleitungen am effizientesten. Aber auch die Umwidmung von bestehenden Gasleitungen zum Transport eines Gases mit einem H₂-Anteil von >97 % stellt eine Option dar. Dies setzt jedoch eine Anpassung der Verdichter, Mess- und Regeleinrichtungen voraus. [59]

Wie im Februar 2021 bekannt gegeben wurde, ebnete die deutsche Bundesregierung den Weg für Wasserstoffnetze durch eine Änderung des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG). Ziel ist es dabei zunächst ein Wasserstoffnetz für Industriesektoren aufzubauen, der Wärmesektor wird noch nicht berücksichtigt. Die Zumischung von H₂ in das Erdgasnetz ist laut EnWG-Novelle vor 2030 nicht vorgesehen, damit der Gaskunde nicht für den Aufbau einer Wasserstoffinfrastruktur herangezogen werden kann. [60]

Wie die österreichische Wasserstoff-Strategie im Detail aussehen wird, ist noch abzuwarten. Die für Ende 2020 angekündigte Fertigstellung der Strategie hat sich verzögert und soll nun 2021 erfolgen. Wie zuvor aber bereits vom Klimaschutzministerium bekannt gegeben wurde, soll grüner Wasserstoff aufgrund seiner noch hohen Kosten vor allem dort zum Einsatz kommen, in denen es Mangel an Alternativen gibt, wie in den Bereichen Industrie und Schwertransport. [61]

Im September 2020 wurde der Transaktionsvertrag zwischen OMV und dem Verbund bekannt gegeben, aus welchem hervorgeht, dass der Verbund 51 % der Anteile der Gas Connect Austria erworben hat. Wie vom Vorstandsvorsitzenden der Verbund AG, Michael Strugl, in einem Interview erläutert wurde, wird die Verwendung von fossilem Gas als Brückentechnologie an-

gesehen. Der Erwerb der Gasinfrastruktur wird vor allem für den Aufbau von Wasserstoffreserven begründet. Mittel- bis langfristig soll sie zum Transport von grünen Gasen, im speziellen Wasserstoff, dienen. [62,63]

Im koordinierten Netzentwicklungsplan, der jährlich vom Marktgebietsmanager in Koordination mit den Fernleitungsnetzbetreibern erstellt wird, ist die Nutzung von Wasserstoff und der Aufbau einer Wasserstoffinfrastruktur bereits verankert. In der EU-Strategie für ein integriertes Energiesystem wird angeregt, dass neu verlegte Gasleitungen bereits wasserstofftauglich sein sollen. Zudem sollen freiwerdende Kapazitäten im heutigen Gasnetz, die nicht mehr für den Methantransport benötigt werden, für Wasserstoff zur Verfügung gestellt werden. Des Weiteren ist im koordinierten Netzentwicklungsplan eine Vision eines Wasserstoffleitungsnetzes für das Marktgebiet Ost enthalten (siehe Abbildung 4.1). In dieser Vision würden zum Teil bestehende Erdgasleitungen für Wasserstoff umgewidmet, aber auch zum Teil neue Leitungsabschnitte errichtet werden. [64]

Auch eine mögliche Umwidmung eines Teils des Methanspeichervolumens wird überlegt, und da Österreich im europäischen Vergleich große Speicherkapazitäten hat (10 % des europäischen Methanspeichervolumens), soll es europaweit eine bedeutende Wasserstoff-Dreh-scheibe werden. In Summe soll das Ziel sein, zukünftig das österreichische Wasserstoffnetz ins europäische zu integrieren, um zu einem harmonisierten europäischen Handel beizutragen. [64]

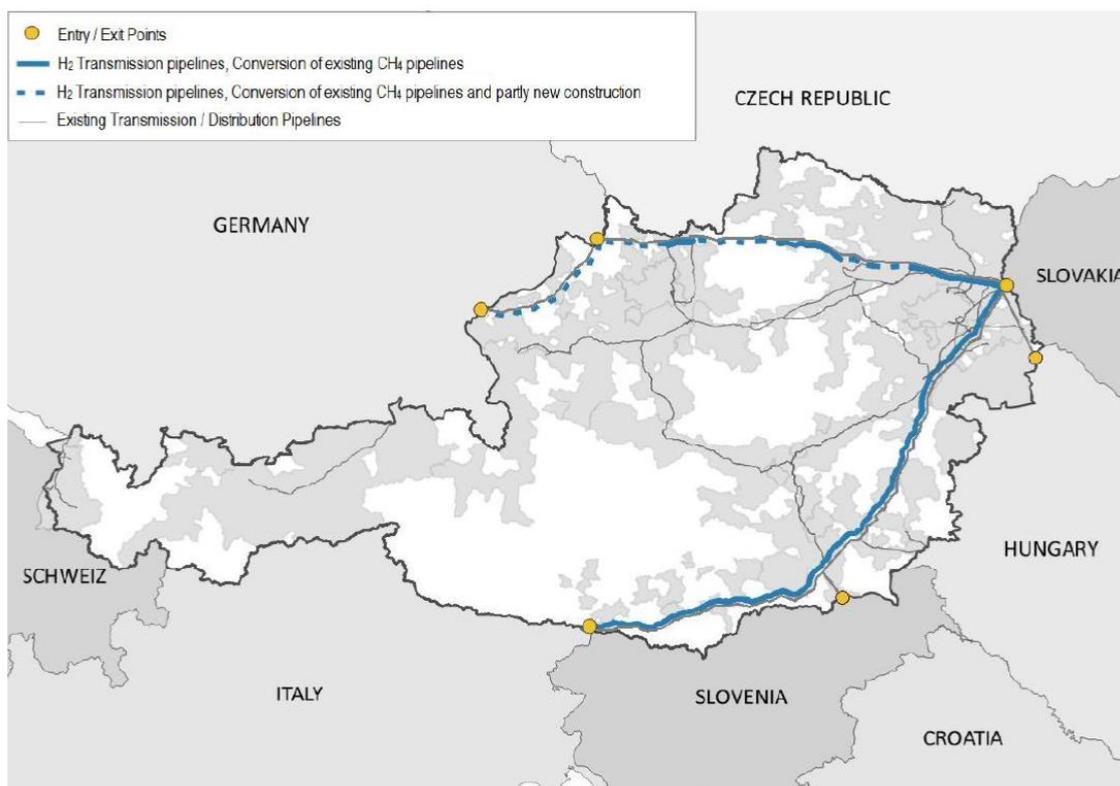


Abbildung 4.1: Vision eines Wasserstoffleitungsnetzes im Marktgebiet Ost. Quelle: [64]

4.5 Reversible Brennstoffzellen

Abseits der „herkömmlichen“ Brennstoffzelle wird derzeit auch an reversiblen Brennstoffzellen geforscht. Reversible Brennstoffzellen (rBZ) können neben der Umwandlung der im Brennstoff

enthaltenen Energie in Wärme und Strom zudem als Elektrolyseur betrieben werden und Wasserstoff sowie Sauerstoff aus Wasser, unter Zuführung elektrischer Energie, erzeugen. Diese Technologie ist speziell in Verbindung mit dem europäischen Green Deal und der Wasserstoffstrategie interessant, da mit einer rBZ sauberer Wasserstoff erzeugt werden kann. Zudem könnten rBZ-Systeme als Ausgleichstechnologien für nachhaltige Energieproduzenten (z.B. Windkraft) genutzt werden, um die volatilen Ertragsprofile auszugleichen, indem überschüssiger Strom zur H₂-Erzeugung genutzt und bei Energie-Engpässen der produzierte Wasserstoff wieder verstromt werden kann.

5 Analyse der Lastprofile von Wohngebäuden

Um die Integration eines Brennstoffzellensystems in ein Wohngebäude hinsichtlich seiner ökologischen und ökonomischen Rentabilität analysieren zu können, sind genaue Informationen über den elektrischen Energie- und Wärmebedarf der Verbraucher erforderlich. In diesem Kapitel werden daher die elektrischen und thermischen Lastprofile unterschiedlicher Wohngebäude analysiert und die wesentlichen Ergebnisse zusammengefasst.

Die herangezogenen Lastprofile wurden mit Hilfe der Software synPRO (eine Erklärung zu dieser Software kann den Publikationen von Fischer et al. [65,66] entnommen werden) generiert und mit modellbasierten Analysealgorithmen ausgewertet. Die Simulationsdaten liefern zeitlich hochaufgelöste Lastprofile für den Warmwasserbedarf, die Heizenergie und die elektrische Energie. Die Lastprofile wurden für fünf Einfamilienhäuser, fünf Mehrfamilienhäuser mit jeweils 40 Wohneinheiten und fünf Mehrfamilienhäuser mit jeweils 80 Wohneinheiten (für den Standort Wien) erzeugt und analysiert. Während Rahmenbedingungen wie die Anzahl an Wohneinheiten gleichblieben, wurden z.B. das Nutzerverhalten oder andere spezifische Einflussgrößen durch hinterlegte Algorithmen zufällig simuliert, wodurch sich die Datensätze letztlich unterscheiden.

Hinsichtlich der Datenanalyse der einzelnen Gebäude wurden jeweils der elektrische Energiebedarf und der Energiebedarf zur Warmwasserbereitung betrachtet. Diesbezüglich wurden diverse Boxplots angefertigt, welche die Aufteilung zwischen den beiden zuvor genannten Energiemengen visualisiert. Da der Heizenergiebedarf sehr stark von der Jahreszeit abhängt und eine Brennstoffzelle idealerweise bei möglichst konstanter Leistung betrieben werden sollte, wurde dieser Energiebedarf nicht weiter betrachtet. Zwar könnte mithilfe eines Speichers die Last besser ausgeglichen werden, aber da in den Sommermonaten fast kein Heizbedarf vorhanden ist, würde auch ein Lastausgleichsspeicher in diesem Zeitraum nicht viel verbessern (die erzeugte Wärme könnte nicht genutzt werden), wodurch sich der Heizbedarf als Regelgröße für ein BZ- μ KWK-System meist nicht eignet.

Die Häufigkeitsverteilung der beiden Energiebedarfe ist in Abbildung 5.1 für den elektrischen Energiebedarf und in Abbildung 5.2 für den Energiebedarf zur Warmwasserbereitung dargestellt. Die herangezogenen Daten umfassten dabei die Tageswerte (Summe aus den Minutenwerten eines Tages) von einem ganzen Jahr. Die ersten fünf Boxplots entsprechen den fünf Einfamilienhäusern, die mittleren fünf Plots den Mehrfamilienhäusern mit jeweils 40 Wohneinheiten und die letzten fünf Plots den Mehrfamilienhäusern mit jeweils 80 Wohneinheiten.

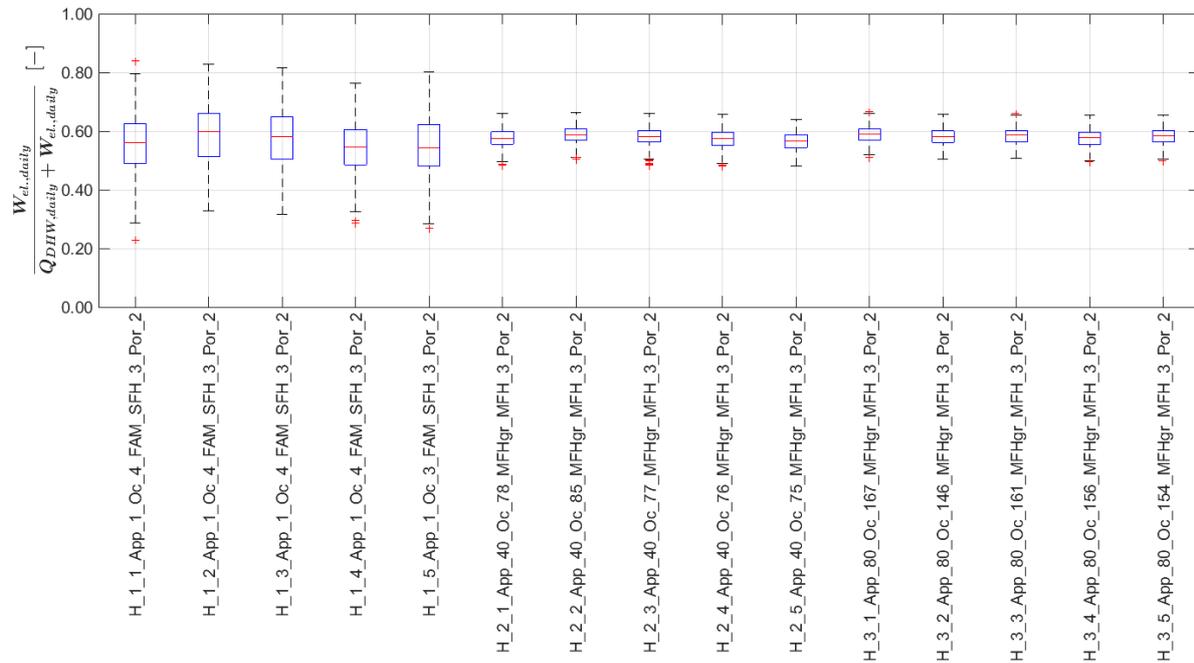


Abbildung 5.1: Häufigkeitsverteilung des Verhältnisses von Strombedarf zu Strom- und Warmwasserbereitungsbedarf für alle simulierten Gebäude (Datenbasis: Tagessummenwerte eines Jahres). Quelle: Eigene Darstellung

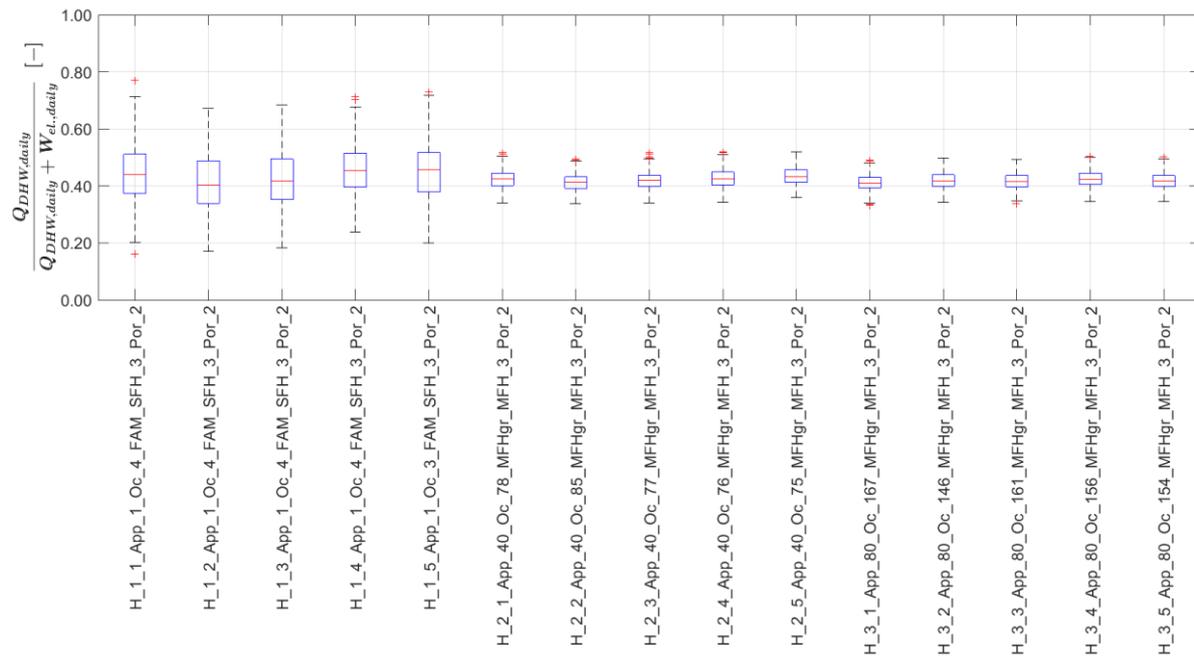


Abbildung 5.2: Häufigkeitsverteilung des Verhältnisses von Warmwasserbereitungsbedarf zu Strom- und Warmwasserbereitungsbedarf für alle simulierten Gebäude (Datenbasis: Tagessummenwerte eines Jahres). Quelle: Eigene Darstellung

Um die Diagramme richtig deuten zu können, werden nachfolgend kurz einige allgemeine Informationen zur Interpretation eines Boxplots aufgelistet:

- Die Markierung innerhalb der Box ist der Medianwert (der Median ist der mittlere Werte einer Wertauflistung und ist nicht mit dem Mittelwert zu verwechseln)

- Die Box wird jeweils durch das „untere“ und „obere“ Quartil begrenzt (dadurch befinden sich in der Box die „mittleren“ 50 % einer Wertauflistung)
- Innerhalb der Antennen sind jeweils die restlichen unteren und oberen 25 % einer Wertauflistung enthalten (wenn keine Datenausreißer vorhanden sind; ansonsten sind zwischen jeweiligem Quartil und letztem Datenausreißer 25 % aller Werte enthalten)
- Werte außerhalb der Antennengrenzen sind statistisch ermittelte Datenausreißer (in diesem Fall ist die maximale Antennenlänge durch den 1,5-fachen Interquartilsabstand begrenzt und die Datenausreißer sind als rote Plusssymbole dargestellt)
- Die Wertemenge innerhalb der beiden Antennengrenzen samt Datenausreißer ergeben 100 % der gesamten Wertemenge

Anhand der Abbildung 5.1 und Abbildung 5.2 ist zu erkennen, dass die Warmwasserbereitung im Durchschnitt ca. 40 % und der elektrische Energiebedarf ungefähr 60 % ausmacht (bezogen auf die Summe der beiden Energiemengen). Dies bedeutet also, dass sich über ein Jahr gemittelt ein Strom-Warmwasser-Verhältnis (kurz: Strom-WW-Verhältnis) von 60 zu 40 ergibt, wobei hier nur rein die Gesamtenergiemengen eines Tages betrachtet und noch nicht die zeitliche Lastverteilung innerhalb eines Tages berücksichtigt wurde. Zudem ist erkennbar, dass die Streuung der Daten mit zunehmender Personenbelegung deutlich sinkt. Dies bedeutet, dass bei Mehrfamilienhäusern mit einer höheren Bewohnerzahl gleichmäßigere Strom-WW-Verhältnisse zu erwarten sind als beispielsweise bei Einfamilienhäusern.

Da die Boxplots in Abbildung 5.1 und Abbildung 5.2 auf Tageswerten basieren, gilt dieses optimale Verhältnis von 60 zu 40 auch nur dann, wenn der Tagesbedarf (strom- und warmwasserseitig) jeden Tag annähernd vollständig gedeckt werden kann.

Um zu veranschaulichen, wie sehr sich das Strom-WW-Verhältnis bei Betrachtung kürzerer Zeitabstände ändert, wurden neue Boxplots erstellt (siehe Abbildung 5.3). Dabei wurden die tatsächlichen 15-Minuten-Werte des Strombedarfs und der auf 15-Minuten-Werte aufgeteilte Tagesenergiebedarf der Warmwasserbereitung verwendet, was warmwasserseitig z.B. einer Speicherbeladung mit konstanter Wärmemenge entspricht. Anhand Abbildung 5.3 ist nun zu erkennen, dass das Strom-WW-Verhältnis deutlich stärker variiert, weil der geplottete Strombedarf innerhalb der 15-Minuten-Zeiträume sehr fluktuiert. Zudem lässt sich eine geringfügige Änderung des Verhältnisses in Richtung Wärme feststellen, da der elektrische Energiebedarf, bezogen auf die Gesamtenergie, geringfügig sinkt.

Wie schon beim vorherigen Szenario ist auch hier eine Reduktion der Wertestreuung mit zunehmender Personenbelegung zu erkennen. Dennoch verteilt sich das Strom-WW-Verhältnis im Vergleich zu Abbildung 5.1 über einen größeren Wertebereich, wodurch die Ableitung eines idealen Verhältnisses schwerer zu bewerkstelligen ist. Somit kann, wenn nur ein Teil der gesamten Last abgedeckt werden soll, kein optimales Strom-WW-Verhältnis bestimmt werden, da die Lasten zu volatil sind.

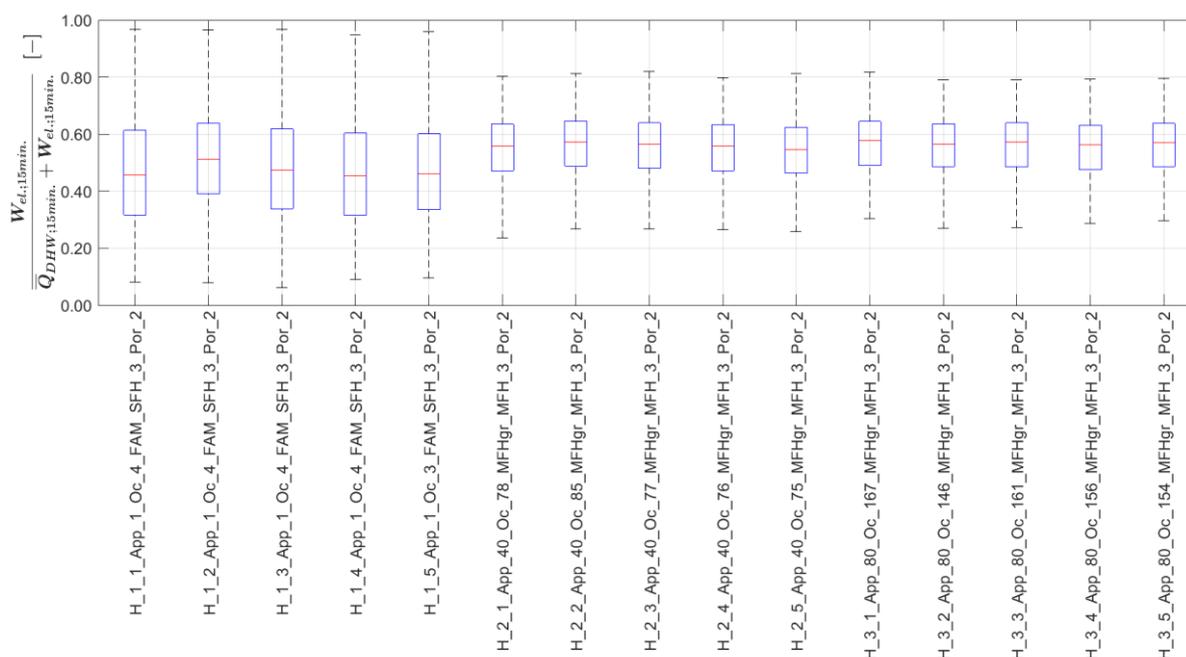


Abbildung 5.3: Häufigkeitsverteilung des Verhältnisses von Strombedarf zu Strom- und Warmwasserbereitungsbedarf für alle simulierte Gebäude (Warmwasserseitig mit und stromseitig ohne simulierte Lastausgleichsspeicher). Quelle: Eigene Darstellung

Durch die Vereinfachung, dass der warmwasserseitige Tagesbedarf auf 15-Minuten-Werte aufgeteilt wurde, ist zumindest bei den Mehrfamilienhäusern die Wertestreuung beschränkt geblieben. Wenn der tatsächliche Warmwasserbedarf für die Darstellung herangezogen wird, würden die Boxplots vermutlich den gesamten Wertebereich von null bis eins abdecken, wie es bereits bei den Einfamilienhäusern der Fall ist.

Abseits der Boxplots der Energiebedarfsaufteilung wurden die jährliche Lastverteilungen der einzelnen Gebäude analysiert, um die zeitliche Fluktuation der auftretenden Lasten besser beurteilen zu können. Hierbei ist in Abbildung 5.4 die beispielhafte Lastverteilung für ein Einfamilienhaus, in Abbildung 5.5 für ein Mehrfamilienhaus mit 40 Wohneinheiten und in Abbildung 5.6 für ein Mehrfamilienhaus mit 80 Wohneinheiten dargestellt. Als Basis für diese Diagramme dienten dabei der elektrische Leistungsbedarf mit einer zeitlichen Auflösung von 15 Minuten und der Wärmeleistungsbedarf zur Warmwasserbereitung mit einer zeitlichen Auflösung von einem Tag. Die zeitliche Auflösung in den nachstehende drei Diagrammen wurde deshalb so unterschiedlich gewählt, um ein Szenario (ähnlich wie für Abbildung 5.3) nachzubilden, bei dem das Warmwasser in einem Speicher bevorratet und der elektrische Energiebedarf direkt (ohne Speichermöglichkeiten) abgedeckt werden soll.

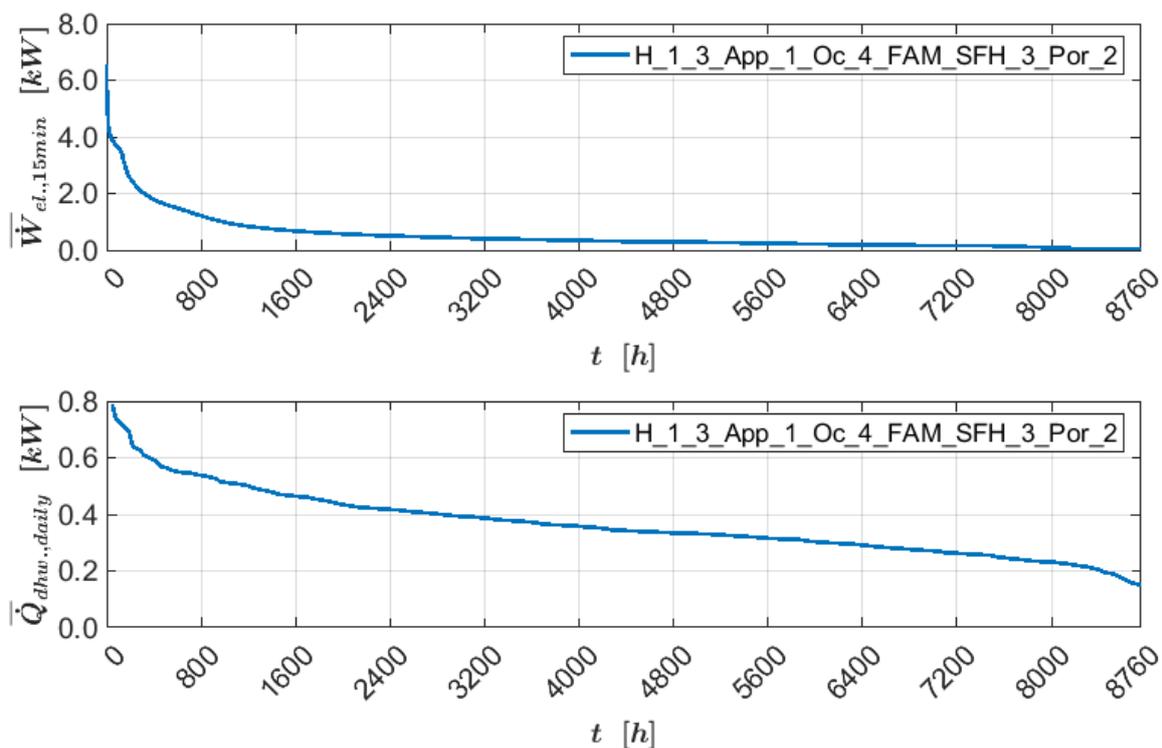


Abbildung 5.4: Jährliche Lastverteilung (Strom und Warmwasser) eines Einfamilienhauses (Warmwasserseitig mit und stromseitig ohne simulierten Lastausgleichsspeicher). Quelle: Eigene Darstellung

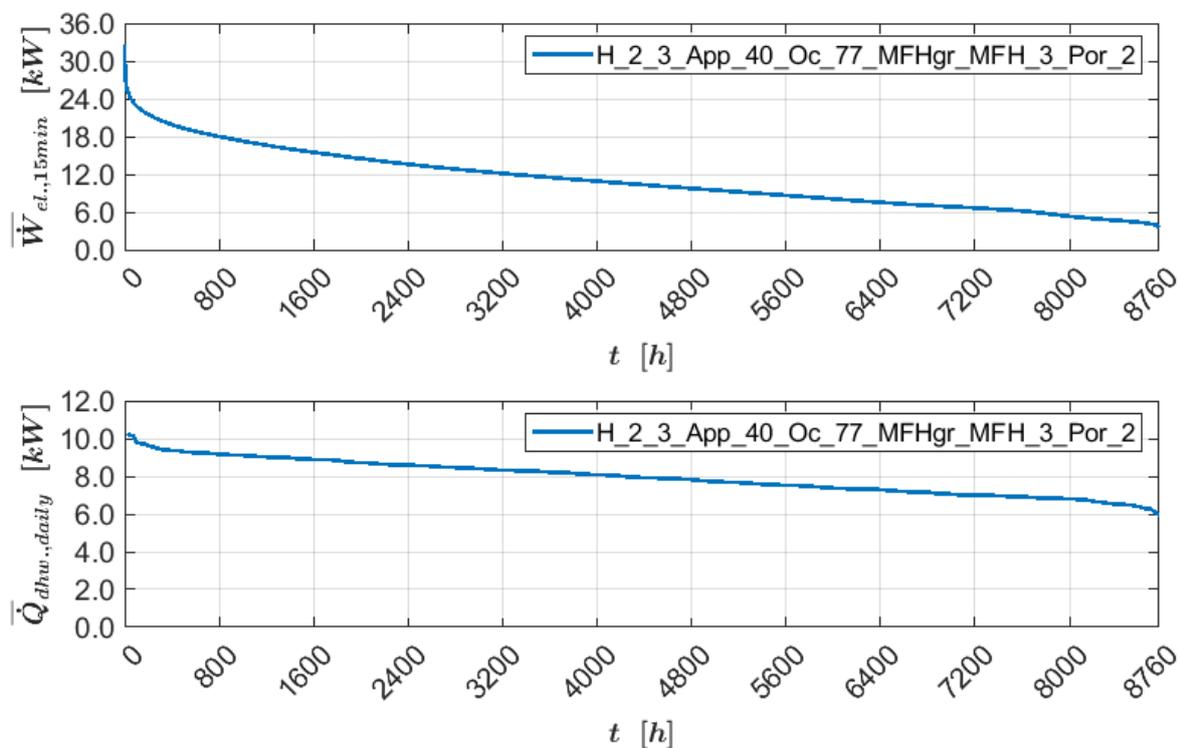


Abbildung 5.5: Jährliche Lastverteilung (Strom und Warmwasser) eines Mehrfamilienhauses mit 40 Wohneinheiten (Warmwasserseitig mit und stromseitig ohne simulierten Lastausgleichsspeicher). Quelle: Eigene Darstellung

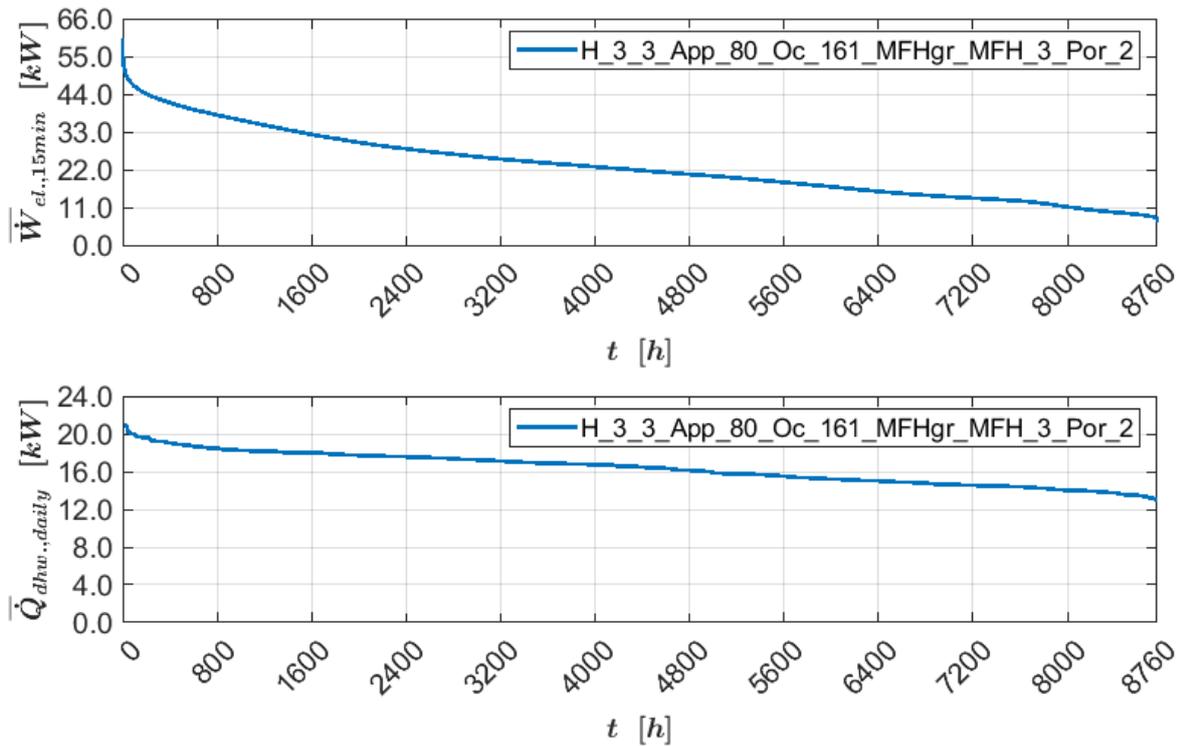


Abbildung 5.6: Jährliche Lastverteilung (Strom und Warmwasser) eines Mehrfamilienhauses mit 80 Wohneinheiten (Warmwasserseitig mit und stromseitig ohne simulierten Lastausgleichsspeicher). Quelle: Eigene Darstellung

Bei Betrachtung der drei Abbildungen (Abbildung 5.4 bis Abbildung 5.6) ist zu erkennen, dass die benötigte elektrische Leistung vergleichsweise zeitlich stark variiert, während die für die Warmwasserbereitung erforderliche Leistung gleichmäßiger verläuft und über das gesamte Jahr hinweg eine gewisse „Grundlast“ vorhanden ist. Bei der Lastverteilung im Einfamilienhaus ist deutlich zu erkennen, dass nur sehr kurzfristig hohe elektrische Leistungen benötigt werden und eine Grundlast, die über das ganze Jahr hinweg bestünde, fast nicht vorhanden ist. Zwar variiert auch der Warmwasserbedarf zeitlich, weist aber im Vergleich eine gleichmäßigere Verteilung und höhere Grundlast auf. Des Weiteren ist zu erkennen, dass mit zunehmender Personenbelegung in den Gebäuden der Anteil der über das gesamte Jahr hinweg benötigten Grundlast (sowohl elektrisch als auch für die Warmwasserbereitung) steigt. Hierdurch lässt sich ableiten, dass in Gebäuden mit höherer Bewohnerzahl gleichmäßigere Betriebsbedingungen für KWK-Anlagen gegeben sind, da sowohl beim Strombedarf als auch beim Warmwasserbedarf ganzjährig abzudeckende Grundlasten vorhanden sind.

Wie bereits erwähnt, beziehen sich Abbildung 5.4 bis Abbildung 5.6 auf ein Szenario, in welchem warmwasserseitig ein Lastausgleichsspeicher simuliert wurde, beim elektrischen Energiebedarf jedoch nicht. Um die Auswirkungen eines Lastausgleichsspeichers besser zeigen zu können, sind in den nachfolgenden Abbildungen nun zwei weitere Szenarien beispielhaft für ein Mehrfamilienhaus mit 80 Wohneinheiten abgebildet. In Abbildung 5.7 ist die Lastverteilung ohne Lastausgleichsspeicher dargestellt (simuliert durch 15-Minuten-Werte) und in Abbildung 5.8 mit Lastausgleichsspeicher (simuliert durch Tageswerte) für beide Energiebedarfe.

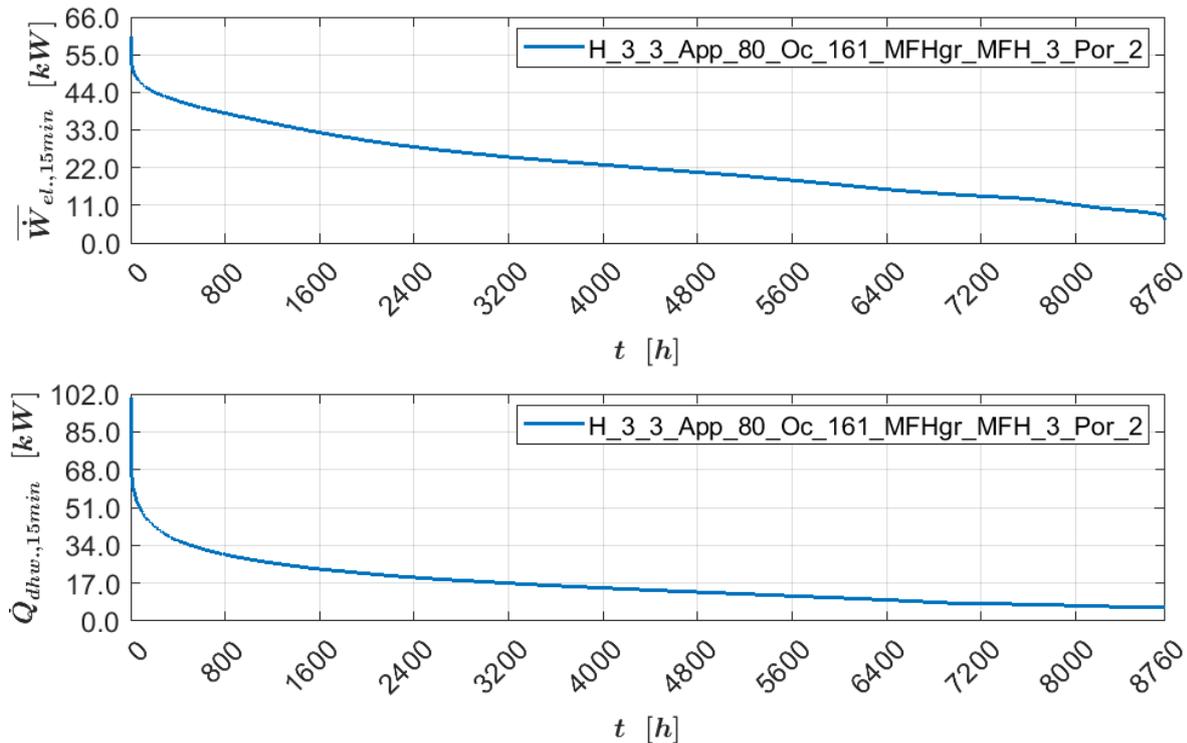


Abbildung 5.7: Jährliche Lastverteilung (Strom und Warmwasser) eines Mehrfamilienhauses mit 80 Wohneinheiten jeweils ohne simulierten Lastausgleichsspeicher. Quelle: Eigene Darstellung

Anhand von Abbildung 5.7 ist nun deutlich die Auswirkung eines Lastausgleichsspeichers zu erkennen. Im Vergleich zum Szenario mit Warmwasserspeicher (siehe Abbildung 5.6 für Mehrfamilienhaus mit 80 Wohneinheiten) ist nun eine deutlich niedrigere Grundlast für die Warmwasserbereitung ganzjährig vorhanden. Die kurzzeitigen Spitzenlastwerte übersteigen in diesem Szenario sogar jene der elektrischen Last. Dieses Szenario entspräche warmwasserseitig einer Warmwasserbereitung nur mit einem Durchlauferhitzer, bei dem der Kaltwassermassenstrom erst unmittelbar bei Warmwasserentnahme erwärmt wird und dementsprechend kurzzeitig hohe Wärmeleistungen gefordert sind.

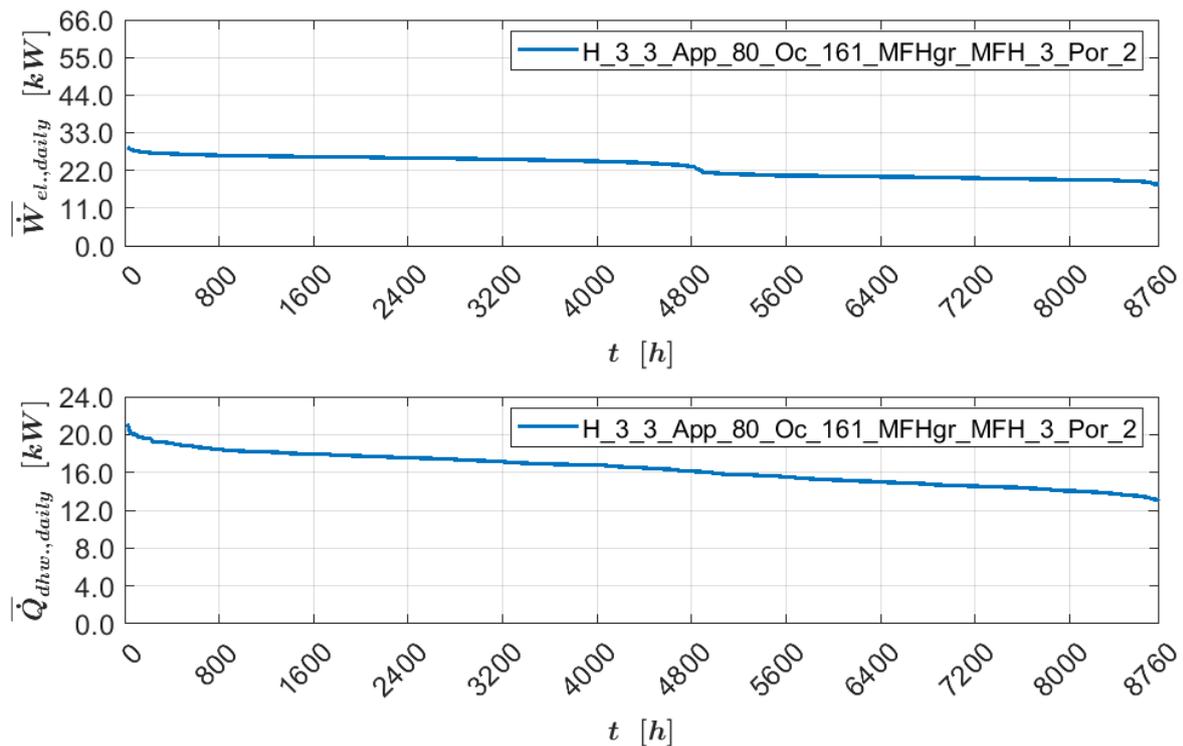


Abbildung 5.8: Jährliche Lastverteilung (Strom und Warmwasser) eines Mehrfamilienhauses mit 80 Wohneinheiten jeweils mit simuliertem Lastausgleichsspeicher. Quelle: Eigene Darstellung

Anhand des in Abbildung 5.8 dargestellten Szenarios (Lastverteilung mit Ausgleichsspeicher) ist zu erkennen, dass nun bei beiden Energiebedarfen eine größere Grundlast vorhanden ist. Im Vergleich zum Warmwasser-Energiebedarf verteilt sich die elektrische Last sogar noch besser über das gesamte Jahr, sodass die Deckung des elektrischen Energiebedarfs in Relation gesehen bessere Betriebsbedingungen bietet (und ein geringerer Modulationsbereich zur gesamten Lastabdeckung benötigt wird).

Zuletzt soll noch die Vorhersagegenauigkeit der Lasten untersucht werden. Hierbei ist vor allem die elektrische Last von Bedeutung, da sehr wahrscheinlich kein elektrischer Speicher vorhanden ist und die Last möglichst direkt abgedeckt werden muss. Wenn die elektrische Last sehr genau vorhergesagt wird, kann das Lastprofil zu einem gewissen Grad nachgebildet werden, wodurch der erzeugte Strom sehr effizient genutzt werden kann und nicht ins Netz eingespeist werden muss. Die Vorhersagegenauigkeit wurde in Form von Boxplots für alle simulierten Gebäude ausgewertet und sind in Abbildung 5.9 dargestellt. Dabei ist zu erkennen, dass die elektrische Lastvorhersage für Mehrfamilienhäuser deutlich präziser ist als für Einfamilienhäuser. Aber auch absolut gesehen ist die Genauigkeit bei den Mehrfamilienhäusern sehr gut, da z.B. in 50 % aller Fälle die tatsächlich auftretende Last fast genau vorhergesagt wird (obere und untere Quartil fast bei null).

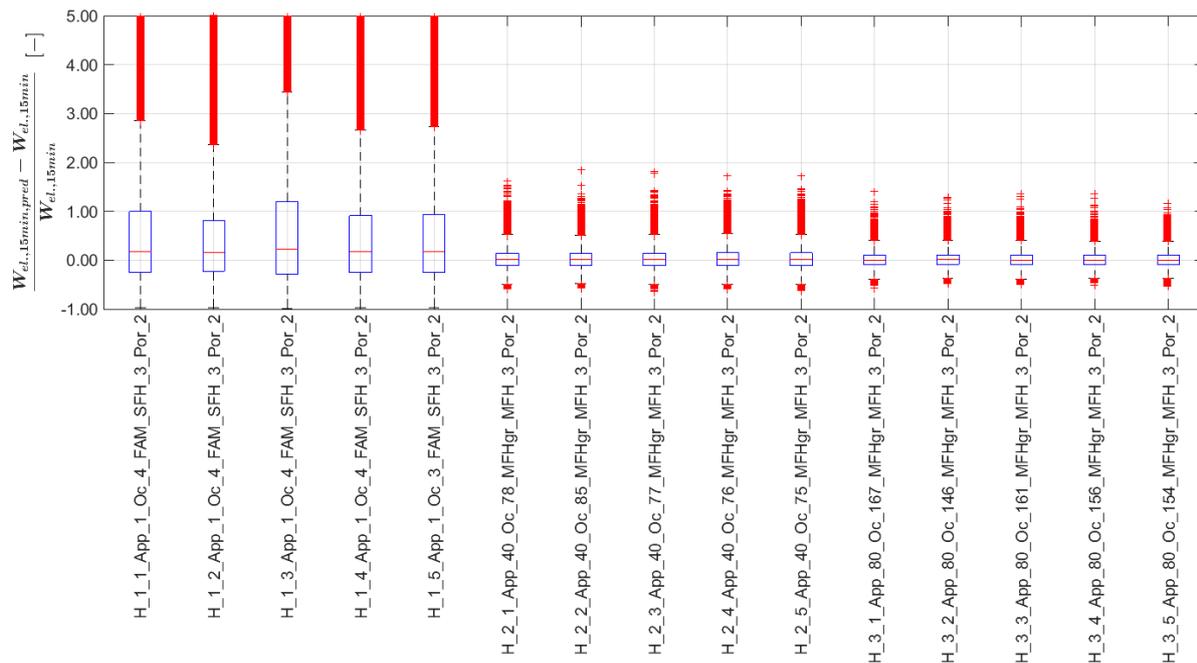


Abbildung 5.9: Relative Vorhersagegenauigkeit der elektrischen Last (15-Minuten-Werte) für alle simulierten Gebäude für den Zeitraum von einem Jahr. Quelle: Eigene Darstellung

Zusammengefasst stellt sich also heraus, dass die optimale Aufteilung zwischen elektrischem und Warmwasser-Energiebedarf bei 60 zu 40 liegt, welches in weiterer Folge der idealen Wirkungsgradaufteilung des eingesetzten KWK-Systems entspricht. Voraussetzung dafür ist jedoch die annähernd vollständige Lastabdeckung. Wenn aber weniger abgedeckt wird, lässt sich, aufgrund der sich zeitlich stark ändernden Lasten, kein eindeutig optimales Strom-WW-Verhältnis ableiten.

Hinsichtlich der Lastverteilung konnte festgestellt werden, dass ein Lastausgleichspeicher deutliche Auswirkung auf die Verteilung hat. Mithilfe eines solchen Speichers (elektrisch, Warmwasser oder beide gleichzeitig) kann die jeweilige Grundlast, die über das gesamte Jahr hinweg besteht, erhöht werden. Wenn nur die Grundlasten mit einem KWK-System abgedeckt werden sollen, ergibt sich das optimale Strom-WW-Verhältnis aus dem Verhältnis der elektrischen Grundlast zur thermischen Grundlast der Warmwasserbereitung. Für ein beispielhaftes Mehrfamilienhaus mit strom- und warmwasserseitigem Ausgleichsspeicher (Vergleich zu Abbildung 5.8) ergibt sich daher ein Strom-WW-Verhältnis von ca. 1,4 (18 kW zu 13 kW), was dem abgeleiteten Verhältnis 60 zu 40 aus den Boxplots (Abbildung 5.1 und Abbildung 5.2) sehr nahe kommt. Wenn nur für die Warmwasserbereitung ein Tagesspeicher vorhanden ist, ergibt sich zur Grundlastabdeckung ein optimales Strom-WW-Verhältnis von ca. 0,54 (7 kW zu 13 kW) für das Vergleichsgebäude aus Abbildung 5.6 und ca. 0,67 (4 kW zu 6 kW) für das Vergleichsgebäude aus Abbildung 5.5.

Warmwasserseitig kann ein Ausgleichsspeicher bereits mit vergleichsweise geringen Investitionskosten realisiert werden, der Ausgleich der elektrischen Lasten ist jedoch mit höheren Kosten verbunden. Aus diesem Grund wurde bei den Lastverteilungsdiagrammen auch das erste Szenario (warmwasserseitig mit Tagesspeicher und stromseitig ohne Speicher) detaillierter betrachtet, da dies als wahrscheinlichster Anwendungsfall erachtet wurde.

Bezogen auf die Anwendung eines KWK-Systems kann also Folgendes festgestellt werden:

Wenn sowohl für Strom als auch für Warmwasser ein Tagesspeicher verwendet wird, liegt das optimale Strom-WW-Verhältnis, was in weiterer Folge der optimalen Strom-Wärme-Aufteilung des eingesetzten KWK-Systems entspricht, bei ca. 60 zu 40 für ein Mehrfamilienhaus. Wenn nur ein Warmwasserspeicher vorgesehen ist und nur die Grundlast abgedeckt werden soll, verschiebt sich das optimale Verhältnis in Richtung Wärme und liegt für ein Mehrfamilienhaus in etwa zwischen 35 zu 65 und 40 zu 60.

Generell sollen mit den KWK-Anlagen vor allem die Grundlasten abgedeckt werden, da somit ein gleichmäßiger durchgehender Betrieb über das ganze Jahr hinweg ermöglicht wird. Je nach Modulationsfähigkeit und Leistungsbereich des eingesetzten Systems können aber auch größere Lasten abgedeckt werden. Hierfür muss aber die Lastvorhersage einigermaßen präzise sein, um den Lastgang nachbilden zu können. Ansonsten ist mit Energieüberschuss- bzw. Energiemangelperioden zu rechnen.

Dabei eignen sich besonders Mehrfamilienhäuser sehr gut als Einsatzgebiet für KWK-Anlagen, da durch die höhere Bewohneranzahl ein natürlicher Ausgleich der Lastverteilung gegeben ist und sich die jährliche Grundlast erhöht. Die hohe Vorhersagegenauigkeit der elektrischen Last spricht ebenfalls für dieses Anwendungsgebiet, da somit eine sehr präzise Abdeckung des tatsächlichen Strombedarfs realisiert werden kann. Als Alternative zum Mehrfamilienhaus könnten sich auch lokale Energiegemeinschaften und Mikronetze anbieten, mit denen ebenfalls dieser „natürliche Lastausgleichseffekt“ erzielt werden kann.

Zudem kommt der Einsatz eines Lastausgleichspeichers den Betriebsbedingungen einer KWK-Anlage zugute, weil dadurch der Anteil an jährlich konstanten Grundlasten größer und gleichzeitig der Anteil an produziertem Energieüberschuss kleiner wird, was in Summe die Gesamteffizienz der Anlage steigert.

Grundsätzlich ist der Betrieb einer KWK-Anlage nur in Kombination mit einem Lastausgleichspeicher als sinnvoll zu erachten, da eine Gebäudeintegration ohne Speicher aufgrund der sonst volatilen Bedarfe keine effiziente und wirtschaftliche Option darstellt. Dabei ist die Integration eines Warmwasserspeichers die kostengünstigste und somit wahrscheinlichste Wahl. Zwar könnte das Stromnetz selbst auch als Speichermöglichkeit angesehen werden, jedoch ist diese Option nur dann wirtschaftlich sinnvoll, wenn der Einspeisepreis gleich dem Einkaufspreis ist.

Für das Szenario mit einem warmwasserseitigen Tagesspeicher und ohne großen elektrischen Speicher in einem Mehrfamilienhaus kann gesagt werden, dass hier am besten der elektrische Lastgang mit der KWK-Anlage abgefahren werden soll (aufgrund der hohen Vorhersagegenauigkeit). Je nach Modulationsfähigkeit kann dabei fast die gesamte elektrische Last abgedeckt werden, für die Spitzenlasten muss vermutlich Strom vom Netz bezogen werden. Gleichzeitig kann mit der produzierten Wärme der Warmwasser-Tagesspeicher beladen werden. Mit einem eingestellten Strom-Wärme-Verhältnis von ca. 60 zu 40 könnte in Summe der gesamte Warmwasser-Tagesbedarf und ein Großteil des täglichen Strombedarfs abgedeckt werden.

6 Betrachtung aus Sicht des Endkunden

Bevorzugt durch seine geografische Lage wird in Österreich in etwa Dreiviertel des Stromes mit Hilfe erneuerbarer Energie erzeugt, wobei Wasserkraftwerke den größten Anteil an der Stromproduktion haben. Damit liegt Österreich nach Norwegen auf dem zweiten Platz im europäischen Vergleich. Das restliche Viertel der Stromerzeugung erfolgt durch Einsatz fossiler Brennstoffe. [67]

Im Idealfall wird die bei thermischen Kraftwerken anfallende Abwärme für die Versorgung eines Fernwärmenetzwerkes verwendet. Ist dies nicht der Fall, so geht diese Energie verloren. Um solch einen Verlust zu vermeiden, stellt die Erzeugung von Strom und Wärme aus primären Energieträgern direkt beim Endkunden ein ökologisch und ökonomisch interessantes Szenario dar.

6.1 Ökologischer und ökonomischer Einsatz von Brennstoffzellen- μ KWKs

In einem Gebäude werden beide Energieformen, elektrischer Strom und Wärme, benötigt. Ist der Einsatz fossiler Brennstoffe nicht zu vermeiden, so ist der Transfer der Energieumwandlung der im Brennstoff gespeicherten chemischen Energie in Strom und Wärme von einer externen Produktionseinheit hin zu einer in der Gebäudetechnik integrierten μ -KWK-Anlage ein anzustrebender Schritt bei ökologischer Betrachtung der Gesamtsituation. Aber auch hinsichtlich ökonomischer Aspekte kann dieser Schritt für den Endkunden sinnvoll sein, da Erdgas bezogen auf den Energieinhalt wesentlich günstiger ist als elektrischer Strom. Als Beispiel sind in Abbildung 6.1 die Preise für 1 kWh Strom bei unterschiedlichen Jahresverbräuchen von 2.000 bis 6.000 kWh sowie der Preis für 1 kWh Gas bei unterschiedlichen Jahresverbräuchen von 8.000 bis 40.000 kWh angegeben. Im Folgenden wird der Preis bei Abnahme von 6.000 kWh Strom mit dem Preis bei Abnahme von 8.000 kWh Gas verglichen. Bezogen auf den Preis pro kWh entsprechen die Stromkosten in etwa dem Dreifachen der Gaskosten.

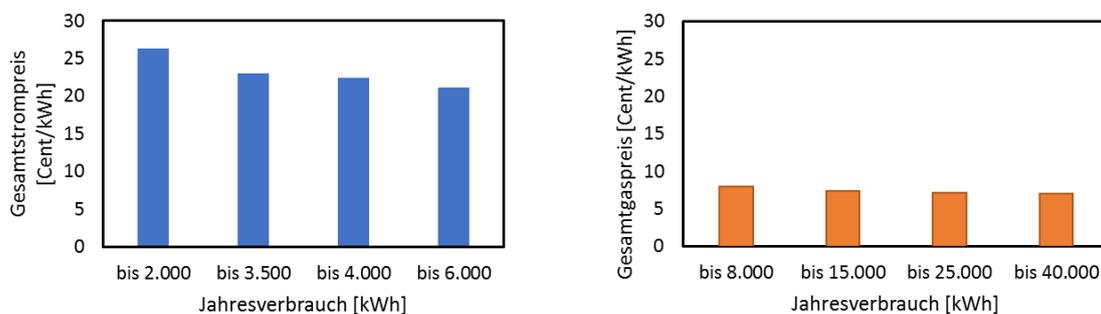


Abbildung 6.1: Gesamtpreis einer kWh Strom bei unterschiedlichem Jahresverbrauch unter Verwendung des E-Control Tarifikalkulators, Netzbereich Wien, Wien Energie OPTIMA, Stand 01.01.2021 (links); Gesamtpreis einer kWh Gas bei unterschiedlichem Jahresverbrauch unter Verwendung des E-Control Tarifikalkulators, Netzbereich Wien, Stand 01.01.2021 (rechts). Quelle: In Anlehnung an [68,69].

Ob sich der Einsatz einer μ -KWK-Anlage für den Endkunden aus finanzieller Sicht rechnet, hängt neben den Kosten für den Energieträger maßgeblich von den Anschaffungs- und Instandhaltungskosten der eingesetzten Anlage ab. Die sich überwiegend am Markt befindlichen μ -KWK-Anlagen basieren auf den Einsatz von Motoren, wobei Ottomotoren am weitesten verbreitet sind. Die Geschichte der Verbrennungsmotoren reicht weit zurück, weshalb der Entwicklungsgrad bereits ein hohes Niveau aufweist. Das Anlagenkonzept beruht jedoch auf einem hohen Anteil bewegter Teile. Dies führt zum einen zu Verschleiß und damit verbunden zu

einem höheren Wartungsaufwand wie beispielsweise dem regelmäßigen Ölwechsel, zum anderen geben diese Anlagen aufgrund von im Betrieb erzeugten Vibrationen Schall an die Umgebung ab, weshalb besondere Anforderungen an den Aufstellungsort gegeben sind, um eine permanente Geräuschbelastung zu vermeiden.

Ein gänzlich anderes Bild ergibt sich bei der Betrachtung einer auf Brennstoffzellentechnologie basierenden μ -KWK-Anlage. Die Brennstoffzelle an sich enthält keine bewegten Teile, weshalb es auch zu keiner Schallemission kommt. Einzig die für den Medientransport benötigten Lüfter führen zur Geräuschemission. Der in Summe generierter Schallpegel ist jedoch niedrig, sodass die Aufstellung der Anlage sogar im Wohnbereich eine Option darstellt. Die geringe Anzahl an bewegten Teilen wirkt sich des Weiteren positiv auf die Standfestigkeit und damit den benötigten Wartungsaufwand aus.

Neben der Geräuschbelastung stellt auch der Ausstoß von Schadstoffen wie Stickoxiden (NO_x) und Schwefeloxid (SO_x) einer KWK-Anlage einen wichtigen Aspekt dar. Abgesehen vom Einfluss auf den Klimawandel können diese Schadstoffe zu gesundheitlichen Schäden führen, wie etwa Reizungen und Schädigungen der Atemorgane. Bei der Bildung von NO_x kann u. a. zwischen thermischen, prompten und Brennstoff- NO_x unterschieden werden. Thermisches NO_x entsteht beim Verbrennungsprozess bei Temperaturen ab ca. 1200°C und unter stöchiometrischen Bedingungen bzw. leichtem Luftüberschuss durch die endotherme Reaktion des in der Luft enthaltenen Stickstoffs mit Sauerstoff. Die Entstehung von prompten NO_x ist auf Reaktionen von Stickstoff mit bei der Verbrennung auftretenden Radikalen bei fetter Gemischeinstellung zurückzuführen. Zur Bildung von Brennstoff- NO_x kommt es, wenn im Brennstoff enthaltener Stickstoff im Verlauf der Verbrennung in NO_x umgesetzt wird. Die Entstehung von SO_x bei der Verbrennung spielt hauptsächlich beim Einsatz von Heizöl, Benzin oder Kohle aufgrund der enthaltenen Schwefelverbindungen eine größere Rolle. Bei Verwendung von Erdgas ist der Schwefelanteil geringer, weshalb die NO_x -Entstehung bei der Verbrennung die größere Problematik hinsichtlich der Schadstoffemission darstellt. [6]

Im Gegensatz zur thermischen Verbrennung von Erdgas in motorbasierten KWK-Anlagen oder Gasheizgeräten laufen die Reaktionen in einer Brennstoffzelle bei wesentlich niedrigerer Temperatur ab. Dies hat zur Folge, dass Reaktionen, welche zur Bildung von beispielsweise thermischem NO_x führen, stark verlangsamt sind. Wird auch der geringe Schwefelgehalt im Erdgas entfernt, welches aufgrund der Wirkung von Schwefel als Katalysatorgift bei Brennstoffzellen ohnehin durchgeführt werden muss, kann ein näherungsweise schadstofffreier Betrieb realisiert werden.

6.2 Einsatz von Brennstoffzellen- μ KWKs im urbanen und ruralen Raum

Durch die stetige Verbesserung der Wärmedämmung von Wohnhäusern und des seit Jahren feststellbaren globalen Temperaturanstiegs sinkt der benötigte Heizbedarf. Zur Veranschaulichung zeigt Abbildung 6.2 die Temperaturabweichung vom Mittel (berechnet im Zeitraum 1901 bis 2000) beginnend im Jahr 1767 bis 2019 für österreichisches Tiefland im Sommer.

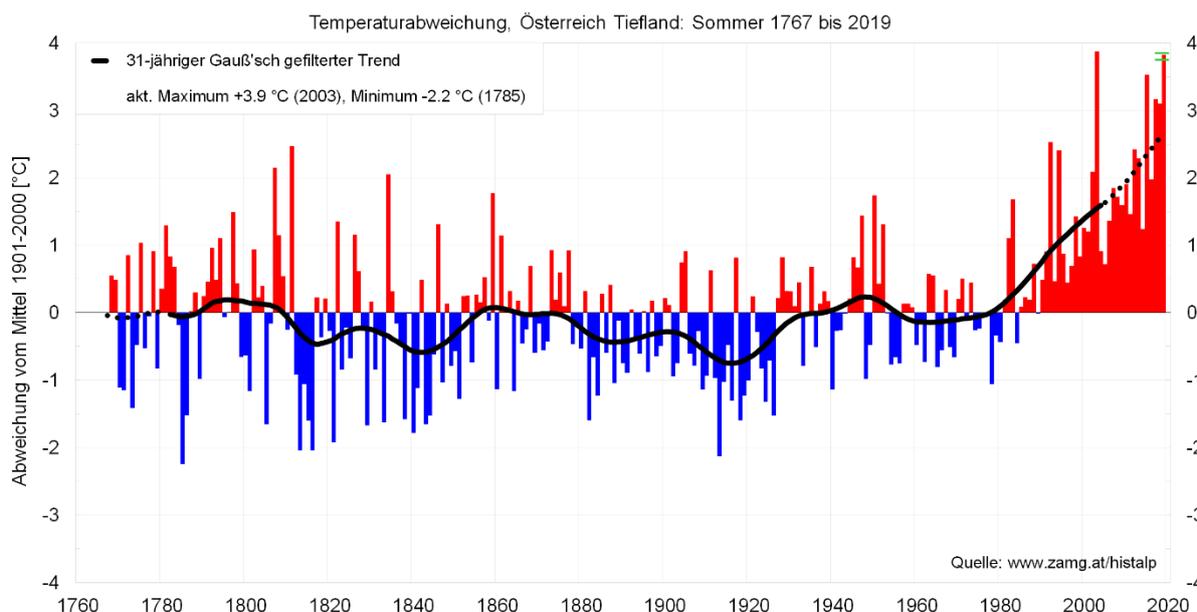


Abbildung 6.2: Temperaturabweichung vom Mittel 1901 bis 2000 im österreichischen Tiefland für die Sommer von 1767 bis 2019. Quelle: [70]

Zusätzlich stellt der benötigte Heizbedarf keinen konstanten Wert dar, sondern variiert über das gesamte Jahr betrachtet. In den Wintermonaten wird die höchste Heizleistung benötigt, im Hochsommer reduziert sich der Bedarf auf null. Anders sieht es hingegen bei der benötigten Wärme für die Warmwasserbereitung aus. Diese ist über das ganze Jahr gesehen relativ konstant und bietet sich daher vergleichsweise besser als Regelgröße an. Wie die Lastprofil-Analysen in Kapitel 5 gezeigt haben, liegt das optimale Verhältnis zwischen benötigter Wärme für die Warmwasserbereitung und erzeugten Strom je nach Anwendungsfall ungefähr zwischen 40 zu 60 und 65 zu 35. Dies erfordert einen elektrischen Wirkungsgrad der Anlage von bis zu 60 %, welcher mit einer Brennstoffzellen- μ -KWK-Anlage bewerkstelligt werden kann. Unter Verwendung einer herkömmlichen μ -KWK-Anlage basierend auf der Verbrennung des Treibstoffes ist dieser hohe elektrische Wirkungsgrad nur schwer bzw. nicht erreichbar, wodurch es zu einem Wärmeüberschuss kommt.

Als Ergebnis der Lastprofil-Analysen ist festzustellen, dass in einem Einfamilienhaus mit drei bis vier Bewohnern die benötigten Strom- und Wärmemengen stark fluktuieren, sodass der Einsatz einer μ -KWK-Anlage nicht sinnvoll erscheint. Nachdem sich Einfamilienhäuser Großteils im ländlichen Bereich befinden, ist jedoch grundsätzlich festzuhalten, dass – unabhängig von der Lastprofilfluktuation – bei Verfügbarkeit von Freiflächen zur Nutzung natürlicher Energieressourcen der Einsatz von Wärmepumpen in Kombination mit Fotovoltaikanlagen die ökologisch und ökonomisch zu bevorzugende Lösung zur Bereitstellung von Wärme und Strom ist.

Ganz anders sieht die Situation im städtischen Bereich aus. Der Einsatz von Erdwärmepumpen scheidet aufgrund des stark begrenzten bzw. nicht vorhandenen Zuganges zum Erdreich für die Verlegung eines Erdwärmekollektors oder zur Errichtung einer Tiefenbohrung als Möglichkeit zumeist aus. Alternativ kann die Umgebungsluft als Wärmequelle für die Wärmepumpe herangezogen werden. Bei der Planung einer solchen Anlage ist jedoch die Geräuschemission des mit einem Ventilator betriebenen Außenluftwärmetauschers zu berücksichtigen, um Lärmbelastung in der näheren Nachbarschaft zu vermeiden. Der Platz für die Installation von Fotovoltaikanlagen im städtischen Bereich ist stark limitiert. Für den Betrieb einer großen Anzahl

an Wärmepumpen ist daher eine entsprechend dimensionierte elektrische Energieversorgung sicherzustellen.

Laut Angaben der Statistik Austria aus den Jahren 2017/2018 werden 23 % aller sich in Österreich im Einsatz befindlichen primären Heizsysteme mit Erdgas betrieben. In absoluten Zahlen sind dies 913.448 Stück. Allein knapp die Hälfte dieser Anlagen befinden sich in Wien, also im städtischen Bereich. [71]

Wie die Lastprofilanalysen in Kapitel 5 gezeigt haben, führt die Überlagerung der Lastprofile der einzelnen Parteien eines für den städtischen Bereich typischen großen Mehrfamilienhauses zur Glättung von Lastspitzen, wodurch ideale Bedingungen für den Einsatz von Brennstoffzellen-basierter μ -KWK-Anlagen gegeben sind.

6.3 Energiegemeinschaften mit Brennstoffzellen- μ KWK-Anlagen und rechtliche Rahmenbedingungen

Inwieweit ein ökonomischer Betrieb von Brennstoffzellen- μ KWK-Anlagen im städtischen Bereich eine attraktive Option darstellt, hängt von zukünftigen Regelungen am Energiemarkt ab. Kritische Fragestellungen hierzu lauten:

1. Wie sehen die rechtlichen Rahmenbedingungen beim erforderlichen Transfer elektrischer Energie zwischen beispielsweise den verschiedenen Parteien eines Mehrfamilienhauses aus?
2. Wie sehen die zukünftigen Regelungen für den Einsatz erdgasbetriebener Geräte aus?

Den ersten Punkt betreffend gibt es seitens der EU regulatorische Vorgaben zur Ermöglichung von Energiegemeinschaften über Grundstücks- und Ortsgrenzen hinweg. Hierbei wird zwischen zwei Varianten unterschieden, der Erneuerbare-Energie-Gemeinschaften und der Bürgerenergiegemeinschaften. Die genauen rechtlichen Grundlagen zu diesen Gemeinschaften (Erneuerbare-Energie-Gemeinschaften §§ 74 bis 77, Bürgerenergiegemeinschaften § 16b) werden im Erneuerbaren-Ausbau-Gesetzespaket (EAG-Paket) beschrieben, welches sich aktuell noch in der Fertigstellungsphase befindet. Im Folgenden werden Auszüge aus dem Paket-Entwurf vom 16. September 2020 mit Bezug auf die genannten Gemeinschaften angeführt [72,73]:

Erneuerbare-Energie-Gemeinschaften – Allgemeine Bestimmungen (Entwurf vom 16.09.2020)

„§74. (1) Eine Erneuerbare-Energie-Gemeinschaft kann Energie aus erneuerbaren Quellen erzeugen, die eigenerzeugte Energie verbrauchen, speichern oder verkaufen. Weiters kann sie im Bereich der Aggregation tätig sein und andere Energiedienstleistungen erbringen. Die für die jeweilige Tätigkeit geltenden Bestimmungen sind zu beachten. Die Rechte und Pflichten der teilnehmenden Netzbenutzer, insbesondere die freie Lieferantenwahl, bleiben dadurch unberührt.

(2) Mitglieder oder Gesellschafter einer Erneuerbare-Energie-Gemeinschaft sind natürliche Personen, Gemeinden, Rechtsträger von Behörden in Bezug auf lokale Dienststellen oder kleine und mittlere Unternehmen. Eine Erneuerbare-Energie-Gemeinschaft besteht aus zwei oder mehreren Mitgliedern oder Gesellschaftern und ist als Verein, Genossenschaft, Personen- oder Kapitalgesellschaft, Eigentümergemeinschaft nach dem Wohnungseigentumsge-

setz 2002, BGBl. I Nr. 70/2002, „oder ähnliche Vereinigung mit Rechtspersönlichkeit zu organisieren. Ihr Hauptzweck liegt nicht im finanziellen Gewinn, sondern vorrangig darin, ihren Mitgliedern oder den Gebieten, in denen sie tätig ist, ökologische, wirtschaftliche oder sozialgemeinschaftliche Vorteile zu bringen. Die Teilnahme an einer Erneuerbare-Energie-Gemeinschaft ist freiwillig und offen, im Fall von Privatunternehmen darf die Teilnahme nicht deren gewerbliche oder berufliche Haupttätigkeit sein.“ [73]

Bürgerenergiegemeinschaften (Entwurf vom 16.09.2020)

„§ 16b. (1) Die Bürgerenergiegemeinschaft kann elektrische Energie erzeugen und die eigen-erzeugte Energie verbrauchen, speichern oder verkaufen. Weiters kann sie im Bereich der Aggregation tätig sein und für ihre Mitglieder Energiedienstleistungen, wie etwa Energieeffizienzdienstleistungen oder Ladedienstleistungen für Elektrofahrzeuge, erbringen. Die für die jeweilige Tätigkeit geltenden Bestimmungen sind dabei zu beachten. Die Rechte und Pflichten der teilnehmenden Netzbenutzer, insbesondere die freie Lieferantenwahl, bleiben dadurch unberührt.

(2) Mitglieder oder Gesellschafter einer Bürgerenergiegemeinschaft sind natürliche sowie juristische Personen und Gebietskörperschaften. Eine Bürgerenergiegemeinschaft besteht aus zwei oder mehreren Mitgliedern oder Gesellschaftern und ist als Verein, Genossenschaft, Personen- oder Kapitalgesellschaft, Eigentümergemeinschaft nach dem Wohnungseigentumsgesetz 2002, BGBl. I Nr. 70/2002, in der geltenden Fassung, oder eine ähnliche Vereinigung mit Rechtspersönlichkeit zu organisieren. Ihr Hauptzweck liegt nicht im finanziellen Gewinn, sondern vorrangig darin, ihren Mitgliedern oder den Gebieten, in denen sie tätig ist, ökologische, wirtschaftliche oder sozialgemeinschaftliche Vorteile zu bringen. Die Teilnahme an einer Bürgerenergiegemeinschaft ist freiwillig und offen.“ [73]

Nach Inkrafttreten des EAG-Paketes stellt §16b eine Erweiterung des Elektrizitätswirtschafts- und -organisationsgesetz 2010 § 16a dar, von welchem im Folgenden die ersten zwei von sieben Absätzen angeführt werden:

„§ 16a. (1) Netzzugangsberechtigte haben einen Rechtsanspruch gegenüber Netzbetreibern, gemeinschaftliche Erzeugungsanlagen unter den Voraussetzungen von Abs. 2 bis 7 zu betreiben. Die freie Lieferantenwahl der Endverbraucher darf dadurch nicht eingeschränkt werden.

(2) Der Anschluss von gemeinschaftlichen Erzeugungsanlagen zur privaten oder gewerblichen Nutzung ist nur an gemeinschaftliche Leitungsanlagen, über die auch die teilnehmenden Berechtigten angeschlossen sind (Hauptleitungen), im Nahebereich der Anlagen der teilnehmenden Berechtigten (Verbrauchsanlage) zulässig. Der direkte Anschluss der gemeinschaftlichen Erzeugungsanlage an Anlagen im Eigentum des Netzbetreibers oder die Durchleitung von eigen-erzeugter Energie durch Anlagen des Netzbetreibers an teilnehmende Berechtigte ist unzulässig.“ [74]

Seitens E-Control wurden die Erneuerbare-Energie-Gemeinschaften und die Bürgerenergiegemeinschaften hinsichtlich der Lokalität, Energieform, Kontrolle, Aktivität und Zweck miteinander verglichen. Das Ergebnis dieses Vergleichs ist in der folgenden Tabelle 6.1 ersichtlich. [72]

Tabelle 6.1: Merkmale von Erneuerbaren-Energie-Gemeinschaften und Bürgerenergiegemeinschaften.
Quelle: In Anlehnung an [72]

	Erneuerbare-Energie-Gemeinschaften	Bürgerenergiegemeinschaften
Lokalität	Fokus auf lokaler Ebene	keine lokale Einschränkung
Energieform	100% Erneuerbare Energien; nicht nur aus elektrischer Energie, sondern auch aus Wärme, Kälte und biogenen Treibstoffen	beziehen sich ausschließlich auf Strom und schließen nicht-erneuerbare Technologien per se nicht aus
Kontrolle/Entscheidungsmacht	Anteilseigner oder Mitglieder in der Nähe der Projekte	natürliche Personen, Gebietskörperschaften, einschließlich Gemeinden und KMUs, die nicht primär im Energiesektor tätig sind
Aktivitäten	Erzeugung, Verteilung, Verbrauch, Teilen, Verkauf und Speicherung von 100% Erneuerbarer Energie; Aggregation und andere Energiedienstleistungen	Die Funktionalität wird hier um weitere Dienstleistungen zu Themen wie Pooling, Energieeffizienz und E-Ladestationen erweitert und sogar der Betrieb von Netzen wird eingeräumt.
Zweck	Hauptzweck nicht im Erwirtschaften von Gewinn, sondern in Erbringung von Vorteilen für die Mitglieder	Hauptzweck nicht im Erwirtschaften von Gewinn, sondern in Erbringung von Vorteilen für die Mitglieder

Angesichts dieser Informationslage scheint die Errichtung einer Bürgerenergiegemeinschaft als geeignetes Instrument des Energietransfers in einem Netz aus Brennstoffzellen- μ KWK-Anlagen. Erneuerbare-Energie-Gemeinschaften könnten nur bei Betrieb der Anlagen mit grünem Gas wie Biogas in Betracht gezogen werden. Beim Anschluss am österreichischen Gasnetz, welches zum größten Teil fossiles Gas enthält, entfällt diese Möglichkeit.

Bezüglich der zweiten Fragestellung über die Zukunft erdgasbetriebener Geräte ist festzuhalten, dass im Regierungsprogramm der Bundesregierung ein Phase-Out für fossile Energieträger in der Raumwärme geplant ist. Die Zielsetzung dabei ist die vollständige Dekarbonisierung des Wärmemarktes. Hinsichtlich des Erdgaseinsatzes werden im konkreten die folgenden Punkte genannt [75]:

- „Im Neubau sind ab 2025 keine Gaskessel/Neuanschlüsse mehr zulässig.“ [75]
- „Kein weiterer Ausbau von Gasnetzen zur Raumwärmeversorgung, ausgenommen Verdichtung innerhalb bestehender Netze“ [75]

Um die Dekarbonisierung des Wärmemarktes voranzutreiben, wurde am 9. Februar 2021 die neue Förderaktion des Klimaschutzministeriums u. a. für den Kesseltausch (Raus aus Öl und Gas) gestartet. Privatpersonen und Betriebe werden finanziell unterstützt, wenn das bestehende fossile Heizsystem durch einen Nah- oder Fernwärmeanschluss, bzw. an Orten, wo dies nicht möglich ist, durch Einsatz einer Wärmepumpe oder Holzzentralheizung ersetzt wird. [76]

Aus den im Regierungsprogramm ersichtlichen Angaben sowie der neu gestarteten Förderaktion ist aufgrund fehlender Thematisierung von μ KWK-Anlagen nicht ableitbar, inwieweit diese vom Dekarbonisierungsvorhaben betroffen sein werden.

Als indirekter Klärungsversuch dieser Fragestellung wird im Folgenden das KWK-Gesetz, welches am 8. August 2008 ausgegeben wurde, und seine Entwicklung genauer betrachtet. In diesem wird die Zielsetzung

„§ 4. Ziel dieses Bundesgesetzes ist es, durch die Unterstützung von bestehenden KWK-Anlagen zur öffentlichen Fernwärmeversorgung deren weiteren Betrieb sicherzustellen und deren Modernisierung zu fördern.“ [77]

festgelegt. Die Förderung von KWK-Energie ist jedoch an Voraussetzungen gebunden, welche im § 7 definierte werden [77].

Am 11. August 2014 wurde ein Bundesgesetz zur Änderung des KWK-Gesetzes ausgegeben. Die neue Zielformulierung darin lautet:

„§ 4. Ziel dieses Bundesgesetzes ist es, durch die Förderung der Errichtung neuer hocheffizienter oder der Erneuerung von hocheffizienten KWK-Anlagen einen Beitrag zur ressourcenschonenden Erzeugung von elektrischer Energie und Wärme zu leisten.“ [78]

Der Erläuterung der Fördervoraussetzung ist jedoch zu entnehmen, dass dieses Bundesgesetz nur Anlagen mit einer Engpassleistung von mehr als 100 kW berücksichtigt. In Detail lautet der Gesetzestext:

„§ 7.(1) Die Errichtung einer neuen KWK-Anlage und die Erneuerung einer KWK-Anlage mit einer Engpassleistung von mehr als 100kW, die unmittelbar und effizienzmaximiert Wärme und elektrische Energie als Koppelprodukte erzeugt, kann durch einen Investitionszuschuss gefördert werden, wenn die Anlage

- 1. der Erzeugung von Prozesswärme oder dem Betrieb der öffentlichen Fernwärmeversorgung dient,*
- 2. eine Einsparung des Primärenergieträgereinsatzes und der CO₂-Emissionen im Vergleich zu getrennter Strom- und Wärmeerzeugung erzielt und*
- 3. die in § 8 Abs.2 enthaltenen Effizienzkriterien erfüllt.*

Eine Förderung neuer oder erneuerter KWK-Anlagen ist auch dann zulässig, wenn die Energieträger Abfall, Klärschlamm oder Ablauge zumindest teilweise eingesetzt werden. Die Einrechnung von Raumwärme ist zulässig, sofern die öffentliche Fernwärmeversorgung oder Erzeugung von Prozesswärme überwiegt. Eine Erneuerung ist vom Errichter durch ein Gutachten eines Wirtschaftsprüfers zu belegen.“ [78]

In der zweiten und dritten Novelle des KWK-Gesetzes, welche am 4. April 2020 bzw. 7. Januar 2021 kundgemacht wurden, werden Verlängerungen von abgelaufenen Fristen bekannt gegeben [79,80]. Auszüge daraus lauten:

„Sonderregelung im Zusammenhang mit COVID-19

§12a. (1) Eine am 16. März 2020 laufende Frist nach §7 Abs.6, die in weniger als einem Jahr endet, wird um 6 Monate verlängert.“ [79]

„2. §12a wird folgender Abs.2 angefügt: „(2) Eine am 3.November 2020 laufende Frist nach §7 Abs.6, die in weniger als einem Jahr endet, wird um 6 Monate verlängert.“ [80]

Aus der Rechtsvorschrift für Elektrizitätswirtschafts- und -organisationsgesetz 2010 ist dem § 7 zu entnehmen, dass KWK-Anlagen mit einer maximalen Leistung von 50 kW als KWK-Kleinanlagen definiert werden, für welche die Berechnung von Primärenergieeinsparungen

auf zertifizierten Daten beruhen kann. Des Weiteren werden eine oder mehrere Erzeugungsanlagen, deren Engpassleistung in Summe weniger als 0,8 kW pro Anlage eines Netzbenutzers beträgt, als Kleinsterzeugungsanlagen definiert. Diese Anlagen sind von den Verpflichtungen gemäß § 66 Abs. 1 (Erzeugerverpflichtungen) und § 85 (Zusammenfassung der Netzbenutzer in Bilanzgruppen) ausgenommen.

Die angegebenen Gesetzestext-Auszüge geben einen Überblick über Rechte und Pflichten des Betreibers einer KWK-Anlage. Jedoch muss festgehalten werden, dass mit Hilfe dieser Daten kein eindeutiges Bild über die Zukunft von erdgasbetriebenen Brennstoffzellen- μ KWKs abgeleitet werden kann.

Die Frage steht im Raum inwieweit erdgasbetriebene Brennstoffzellen- μ KWK-Anlagen vom Dekarbonisierungsvorhaben betroffen sein werden oder ob dieser Technologie im Rahmen der Energiewende eine wichtige Rolle zugeschrieben werden wird.

Hinsichtlich dieser Fragestellung wird die Endfassung des Erneuerbaren-Ausbau-Gesetzespaket von großem Interesse sein. Ursprünglich war dessen in Kraft treten für den 1. Januar 2021 geplant. Wie einem Artikel der österreichischen Tageszeitung „Die Presse“ zu entnehmen war, könnte der Verzögerungsgrund die Forderung des gleichzeitigen Beschlusses des Gaswirtschaftsgesetzes sein. [81]

In einem Bericht des österreichischen Rundfunks wird angegeben, dass das EAG-Paket am 17.03.2021 im Ministerrat beschlossen werden soll, der Beschluss im Nationalrat soll vor dem Sommer erfolgen. [82]

Update nach Abschluss dieser Studie: Das EAG-Paket wurde vom Nationalrat beschlossen und das entsprechende Bundesgesetzblatt am 27. Juli 2021 ausgegeben. [83]

7 Zusammenfassung und Schlussfolgerung

Die klassische und am weitesten verbreitete Methode zur Umwandlung der in primären Energieträgern wie Erdgas, Erdöl und Kohle gespeicherte chemische Energie in andere Energieformen stellt im ersten Schritt die Verbrennung dar. Die freiwerdende Energie in Form von Wärme kann direkt genutzt oder mit Hilfe entsprechender technischer Anlagen zu einem gewissen Teil in mechanische und weiter in elektrische Energie umgewandelt werden. Eine vielversprechende Variante der direkten Umsetzung von chemischer Energie in elektrische Energie stellen die oft als „kalte Verbrennung“ bezeichneten Reaktionsprozesse in Brennstoffzellen dar. Im Gegensatz zum mit einem Verbrennungsmotor gekoppelten Generator können mit einem Brennstoffzellensystem höhere elektrische Wirkungsgrade erreicht und so die in Primärenergieträgern gespeicherte Energie mit hoher Effizienz umgewandelt werden.

Im Zuge der Marktrecherche konnte festgestellt werden, dass Japan international der klare Vorreiter im Bereich der stationären BZ- μ KWK-Anlagen ist. Dies ist vor allem dem staatlichen ENE-FARM-Programm zugute zu schreiben. In diesem Programm wurden Subventionen gewährt, die anfangs die halben Produktionskosten deckten. Die konsequente Weiterentwicklung dieser Systeme sowie die daraus resultierende Reduktion der Produktionskosten ermöglichen es heute die Anlagen bei gleichen Kosten ohne Subventionen seitens des Staates zu vertreiben. In Japan wurden seit Beginn des ENE-FARM-Programmes in Summe mehrere 100.000 solcher Anlagen installiert, wobei die Anschaffungskosten aktuell unter 10.000 € pro kW liegen. Im Vergleich dazu ist der europäische Markt erst dabei sich zu entwickeln. Dazu gibt es

einige EU-Projekte, die in Anlehnung an das erfolgreiche japanische Programm auch den aktuell hohen Kosten (kW-Preise über 20.000 €) und den niedrigen Stückzahlen in Europa (einige 1.000 installierte Anlagen) entgegenwirken sollen.

Im Zuge der Marktrecherche konnten mehrere Produkte identifiziert werden, die aktuell am europäischen Markt verfügbar sind. Bei der Bewertung des Potentials der Brennstoffzellen-Technologie ist jedoch zu berücksichtigen, dass sich diese im Vergleich zu den auf Verbrennungsmotoren basierenden herkömmlichen KWK-Konzepten mitten in einem schnell voranschreitenden Entwicklungsprozess befindet. Dadurch kann sich das Marktangebot zukünftig noch stark ändern.

Um beurteilen zu können, wie ein BZ- μ KWK-System am effizientesten in ein Wohngebäude integriert werden kann, wurden die Lastprofile von fünf Einfamilienhäusern, fünf Mehrfamilienhäusern mit je 40 Wohneinheiten und fünf Mehrfamilienhäusern mit je 80 Wohneinheiten analysiert. Dabei wurden vor allem der elektrische Energiebedarf und der Warmwasserbedarf betrachtet, da sich der Heizenergiebedarf aufgrund der jahreszeitabhängigen Schwankung als Richtgröße für ein KWK-System kaum eignet. Die Analyse der Lastprofile zeigte einerseits, dass sich speziell im Mehrfamilienhaus-Bereich ein optimales Strom-Wärme-Verhältnis von 60 zu 40 zur Abdeckung der Tageslasten ableiten lässt (Tagesenergiebedarf elektrisch zu Tagesenergiebedarf Warmwasserbereitung). Des Weiteren konnte festgestellt werden, dass der Anteil an jährlich vorhandenen Grundlasten mit zunehmender Personenbelegung größer wird und auch gleichzeitig eine „natürliche Glättung“ der Spitzenlasten durch die Überlagerung einer großen Anzahl von Lastprofilen stattfindet. Außerdem erhöht der Einsatz eines Lastausgleichsspeichers die Grundlasten signifikant bzw. glättet die Spitzenlasten noch weiter. Wenn nur eine Grundlastabdeckung angestrebt wird, so genügt ein Strom-Wärme-Verhältnis von ca. 40 zu 60 bei Mehrfamilienhäusern mit einem Tageswarmwasserspeicher. Aus diesen Erkenntnissen ließ sich ein mögliches Integrationsszenario für eine KWK-Anlage ableiten. Der Einsatz im Mehrfamilienhaus mit einer großen Anzahl an Wohneinheiten bietet optimale Rahmenbedingungen für den Einsatz eines BZ- μ KWKs. Generell sollten mit der μ KWK-Anlage die Grundlasten abgedeckt werden. Bei größeren Wohnbauten lässt sich die elektrische Last sehr genau vorhersagen, daher ist hier eine nahezu komplette Lastabdeckung anzustreben. Aktuelle BZ- μ KWKs bieten große Modulationsbereiche hinsichtlich ihrer Leistungsabgabe. Während die μ KWK-Anlage die elektrische Last abdeckt, wird die gleichzeitig bereitgestellte Wärme zur Beladung eines Warmwasser-Tagesspeichers verwendet. Hier lässt sich mit einer μ KWK-Anlage mit einem Strom-Wärme-Verhältnis von ca. 60 zu 40 eine nahezu vollständige Abdeckung des täglichen Strom- und Warmwasserbedarfes realisieren.

Speziell für die Endkunden bzw. den Endkundennutzen lässt sich festhalten, dass eine brennstoffzellenbasierte μ KWK-Anlage die Möglichkeit der Produktion von Strom und Wärme mit hoher Effizienz direkt vor Ort beim Verbraucher ermöglicht. Im Gegensatz zu konventionellen KWK-Anlagen, die zumeist von einem Verbrennungsmotor angetrieben werden, weisen BZ- μ KWK-Anlagen abgesehen von Lüftern für den Medientransport keine bewegten Teile auf, welches zu einem wartungsarmen Betrieb führt. Ein weiterer sich daraus ableitbarer Vorteil liegt im ruhigen Betrieb mit geringer Schallemission. Bei der Verbrennung von Brenngasen mit Luft, wie es beispielsweise im Verbrennungsmotor der Fall ist, können bei den vorherrschenden hohen Temperaturen Schadstoffe wie NO_x entstehen. In der BZ- μ KWK-Anlage erfolgt die Brennstoffumsetzung in Form einer elektrochemischen Reaktion, welche bei zum Teil wesentlich niedrigerer Temperatur abläuft und somit der Schadstoffausstoß vermieden werden kann. Während der Einsatz von BZ- μ KWK-Anlagen im Einfamilienhaus aufgrund der starken

Schwankungen des Strom- und Wärmebedarfs als wenig geeignet erachtet werden muss, bieten sich im städtischen Bereich bei großen Mehrfamilienhäusern ideale Voraussetzungen für den effizienten Betrieb. Durch die Überlagerung der Lastprofile der einzelnen Wohneinheiten ergibt sich ein in Summe geglättetes Gesamtprofil und ermöglicht so eine hohe und konstante Auslastung der Anlage. Voraussetzung für solch einen gemeinschaftlichen Betrieb ist die Möglichkeit, elektrische Energie je nach Bedarf zwischen den Wohneinheiten ohne Mehrkosten zu transferieren. In diesem Zusammenhang scheint die Bildung einer BürgerInnen-Energiegemeinschaft als geeignetes Instrument. Ungewissheit herrscht jedoch hinsichtlich des zukünftigen Einsatzes von Erdgas. Seitens der Bundesregierung wird eine Dekarbonisierung des Wärmemarktes angestrebt. Inwieweit auch erdgasbetriebene BZ- μ KWK-Anlagen von den Dekarbonisierungsmaßnahmen betroffen sein werden, ist angesichts der aktuellen Regularien nicht ableitbar. Aufschluss könnte das Erneuerbaren-Ausbau-Gesetzespaket geben, welches sich zum Zeitpunkt des Abschlusses dieser Studie noch in der Entwurfsphase befand.

Danksagung

Wir möchten uns bei der Österreichischen Vereinigung für das Gas- und Wasserfach für die Finanzierung dieser Studie bedanken.

Literatur

[1] Primärenergieverbrauch weltweit, Available online: <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Infografiken/Energie/Energiedaten/Internationaler-Energiemarkt/energiedaten-int-energiemarkt-46.html> (accessed on Nov 10, 2020).

[2] P. Kurzweil, Brennstoffzellentechnik : Grundlagen, Komponenten, Systeme, Anwendungen, Springer Fachmedien Wiesbaden GmbH, Wiesbaden, 2012.

[3] M. Weider, A. Metzner, S. Rammler, Das Brennstoffzellen-Rennen: Aktivitäten und Strategien bezüglich Wasserstoff und Brennstoffzelle in der Automobilindustrie, WZB Discussion Paper. SP III 2004-101 (2004).

[4] Netzwerk Brennstoffzelle und Wasserstoff, Elektromobilität, Available online: <https://www.energieagentur.nrw/netzwerk/brennstoffzelle-wasserstoff-elektromobilitaet>.

[5] Pathway to a Competitive European Fuel Cell micro-Cogeneration Market, Available online: <http://www.pace-energy.eu/> (accessed on Dec 23, 2020).

[6] F. Joos, Technische Verbrennung, Springer, Berlin [u.a.], 2006.

[7] P.W. Atkins, J.A. Beran, Chemie - Einfach Alles, 2., korrigierte Aufl. ed., VCH, Weinheim [u.a.], 1996.

[8] W. Winkler, Brennstoffzellenanlagen, Springer Berlin Heidelberg, Berlin, Heidelberg, 2002.

[9] S. Schoofs, J. Lang, PEM-Brennstoffzelle, Fachinformationszentrum Karlsruhe, Gesellschaft für wissenschaftliche Information mbH. (1998).

- [10] M.A. Abdelkareem, K. Elsaid, T. Wilberforce, M. Kamil, E.T. Sayed, A. Olabi, Environmental aspects of fuel cells: A review, *The Science of the total environment*. 752 (2021) 141803.
- [11] Brennstoffzellentypen und ihr Entwicklungsstand, Available online: <https://www.energie-agentur.nrw/brennstoffzelle/brennstoffzelle-wasserstoff-elektromobilitaet/brennstoffzellentypen> (accessed on Dec 14, 2020).
- [12] W. Lerch, Betriebsverhalten einer SOFC mit teerbeladenen Brenngasen, Technische Universität Graz, 2009.
- [13] M. Fischer, Modellierung Der Multikomponenten-Verdampfung Im Homogenisierten Dieselmotorischen Brennverfahren, Cuvillier Verlag, Göttingen, 2006.
- [14] Sunghwan Kim, Jie Chen, Tiejun Cheng, Asta Gindulyte, Jia He, Siqian He, Qingliang Li, Benjamin A Shoemaker, Paul A Thiessen, Bo Yu, Jian Zhang, Evan E Bolton, PubChem in 2021: new data content and improved web interfaces, *Nucleic Acids Research*. 49 (2020) D1388-D1395.
- [15] J. Töpler, J. Lehmann, Wasserstoff und Brennstoffzelle: Technologien und Marktperspektiven, Springer Berlin / Heidelberg, Berlin, Heidelberg, 2017.
- [16] W. Weißbach, V. Biese, U. Bleyer, M. Bosse, P. Scheipers, Chemie: Grundlagen und Anwendungen, Vieweg+Teubner Verlag, 2013.
- [17] M.P. Heddrich, Thermodynamische Analyse von SOFC-Systemkonzepten und experimentelle Validierung, Fraunhofer Verlag Available online: <http://deposit.d-nb.de/cgi-bin/dokserv?id=4210501&prov=M&dok%5Fvar=1&dok%5Fext=htm>, 2012.
- [18] C.H. Jungbluth, Kraft-Wärme-Kopplung mit Brennstoffzellen in Wohngebäuden im zukünftigen Energiesystem, Available online: <http://d-nb.info/987852973/34>.
- [19] Green Deal: Kommission legt Strategien für das Energiesystem der Zukunft und sauberen Wasserstoff vor, Available online: https://ec.europa.eu/germany/news/20200708-wasserstoffstrategie_de (accessed on Jan 22, 2021).
- [20] Eine kleine Wasserstoff-Farbenlehre, Available online: <https://www.bmbf.de/de/eine-kleine-wasserstoff-farbenlehre-10879.html> (accessed on Feb 16, 2021).
- [21] V. Quaschnig, C. Quaschnig, Wasserstoff: Lösung oder Irrweg für die Klimakrise? Available online: <https://dasisteinegutefrage.de/Wasserstoff> (accessed on Feb 9, 2021).
- [22] A. Pustišek, M. Karasz, Natural Gas: A Commercial Perspective, Springer International Publishing, 2017.
- [23] Cummins Westport Fuel Quality Calculator, Available online: <https://www.cumminswestport.com/fuel-quality-calculator> (accessed on Jan 25, 2021).
- [24] H. de Vries, A.V. Mokhov, H.B. Levinsky, The impact of natural gas/hydrogen mixtures on the performance of end-use equipment: Interchangeability analysis for domestic appliances, *Applied energy*. 208 (2017) 1007-1019.

- [25] G. Reed, Ceres Power progresses toward mass production of SOFC systems, Available online: <https://www.imperial.ac.uk/news/210353/ceres-power-progresses-toward-mass-production/> (accessed on Feb 5, 2021).
- [26] G. Cinti, G. Bidini, K. Hemmes, Comparison of the solid oxide fuel cell system for micro CHP using natural gas with a system using a mixture of natural gas and hydrogen, Applied energy. 238 (2019) 69-77.
- [27] Fuel Cell micro-Cogeneration reaches another milestone in Japan, Available online: <https://www.pace-energy.eu/fuel-cell-micro-cogeneration-reaches-another-milestone-in-japan/> (accessed on Dec 23, 2020).
- [28] Brennstoffzelle BlueGEN BG-15 | Buderus, Available online: https://www.buderus.de/de/produkte/catalogue/alle-produkte/153116_brennstoffzelle-blue-gen-bg-15 (accessed on Dec 22, 2020).
- [29] D1.7 - Summary report on specifications for newest model deployment in PACE, (accessed on Dec 22, 2020).
- [30] HZwei - Magazin für Wasserstoff und Brennstoffzellen, Available online: <https://www.hzwei.info/hefte/april-2020> (accessed on Dec 22, 2020).
- [31] Brennstoffzelle: Strom und Wärme maximal effizient, Available online: <https://www.erd-gas.info/fileadmin/Public/PDF/Heizung/Heizungstechnik/brennstoffzellen-broschuere.pdf> (accessed on Dec 23, 2020).
- [32] Brennstoffzellensystem eLecta 300, Available online: <https://www.remeha.de/fachpartner/produkte/neubau-modernisierung/hybridssystem-waerme-strom/electa-300> (accessed on Dec 22, 2020).
- [33] KWK-Lösung für energieeffiziente Eigenheime, Available online: <https://www.sener-tec.de/brennstoffzellendachs/> (accessed on Dec 22, 2020).
- [34] Sunfire, Available online: <https://home.sunfire.de/de/> (accessed on Des 22, 2020).
- [35] Viessmann Vitovalor PT2 - Strom und Wärme in einem, Available online: <https://www.viessmann.at/de/wohngebaeude/kraft-waerme-kopplung/mikro-kwk-brennstoffzelle/vitovalor-pt2.html> (accessed on Dec 22, 2020).
- [36] DIE NÄCHSTE GENERATION DER EIGENEN STROMERZEUGUNG, Available online: <https://www.solidpower.com/bluegen-bg-15/> (accessed on Feb 16, 2021).
- [37] D. Hautmann, Brennstoffzellen: Die Steckdose für jenseits von Afrika, Available online: <https://www.faz.net/1.211687> (accessed on Dec 22, 2020).
- [38] Brennstoffzellen BHKW inhouse5000+, Available online: <https://www.inhouse-engineering.de/wp-content/uploads/inhouse-5000-1.pdf> (accessed on Dec 22, 2020).
- [39] L. Blum, M. Müller, Elektrolyseure und Brennstoffzellen zur Bereitstellung und Nutzung von Wasserstoff in der Energiewirtschaft -Stand und Perspektiven, Available online: http://www.fze.uni-saarland.de/AKE_Archiv/AKE2019H/Vortraege/AKE2019H_2Blum_Elektrolyse_Blum_Mueller.pdf (accessed on Dec 22, 2020).

- [40] A. Mai, J.G. Grolig, V. Sarda, M. Dold, A. Schuler, Status of HEXIS' SOFC Module Development, (Oct 21, 2020).
- [41] A. Tomasi, M. Concina, M. Grossoni, P. Caracino, J. Blanchard, Field Applications: Fuel Cells as Backup Power for Italian Telecommunication Sites, INTLEC. (Sep 2006) 1-8.
- [42] Vitovalor PA2 von Viessmann. Der eigene Stromerzeuger und die ideale Ergänzung zur Heizung, Available online: <https://www.viessmann.at/de/wohngebaeude/kraft-waerme-kopplung/mikro-kwk-brennstoffzelle/vitovalor-pa2.html> (accessed on Dec 22, 2020).
- [43] Panasonic Launches New "ENE-FARM" Product, a Fuel Cell for Condominiums, Available online: <https://fuelcellsworks.com/news/panasonic-launches-new-ene-farm-product-a-fuel-cell-for-condominiums/> (accessed on Dec 22, 2020).
- [44] Fuji Electric Global, Available online: <https://www.fujielectric.com/products/fuel-cell/spec.html> (accessed on Dec 22, 2020).
- [45] KYOCERA entwickelt erste 3-Kilowatt-Festoxidbrennstoffzelle mit innovativer Keramiktechnologie | Presse | KYOCERA Deutschland, Available online: https://germany.kyocera.com/poolcontent/de/de/corporate/news/2017/KYOCERA_entwickelt_erste_3-Kilowatt-Festoxidbrennstoffzelle_mit_innovativer_Keramiktechnologie.-cps-67080-files-97366-File.cpsdownload.tmp/170727_Kyocera_3-Kilowatt-Festoxidbrennstoffzelle.pdf (accessed on Dec 22, 2020).
- [46] PureCell Model 400 NG, Available online: <https://www.doosanfuelcell.com/en/prod/prod-0101> (accessed on Dec 22, 2020).
- [47] V. Badescu, G.C. Lazaroiu, L. Barelli, Power Engineering: Advances and Challenges, Part A: Thermal, Hydro and Nuclear Power, CRC Press, 2018.
- [48] SureSource - Model 1500 - 1.4 Megawatts Power Plants Brochure, Available online: <https://www.energy-xprt.com/downloads/suresource-model-1500-1-4-megawatts-power-plants-brochure-457994> (accessed on Dec 23, 2020).
- [49] E. Weidner, R. Ortiz Cebolla, J. Davies, Global deployment of large capacity stationary fuel cells, (2019).
- [50] Kooperation mit Panasonic für die Vitovalor, Available online: <https://www.viessmann.at/de/wohngebaeude/kraft-waerme-kopplung/mikro-kwk-brennstoffzelle/vitovalor/panasonic.html> (accessed on Feb 16, 2021).
- [51] Bosch Thermotechnik kooperiert mit SOLIDpower, Available online: <https://www.solidpower.com/de/news-aktuelles-aus-der-solidpower-welt/pressemitteilungen-aus-der-solidpower-welt/details/news/bosch-thermotechnik-kooperiert-mit-solidpower/> (accessed on Feb 16, 2021).
- [52] ene.field, Available online: <http://enefield.eu/category/about/> (accessed on Feb 16, 2021).
- [53] PACE, Available online: <https://pace-energy.eu/about-pace/> (accessed on Feb 16, 2021).

- [54] Stationäre Brennstoffzelle: Bosch will 2024 mit Serienfertigung starten, Available online: <https://www.bosch-presse.de/pressportal/de/de/stationaere-brennstoffzelle-bosch-will-2024-mit-serienfertigung-starten-221952.html> (accessed on Feb 16, 2021).
- [55] Hochtemperatur-Brennstoffzellensysteme, Available online: <https://www.bosch.com/de/forschung/know-how/erfolgsgeschichten/hochtemperatur-brennstoffzellensysteme/> (accessed on Feb 16, 2021).
- [56] R.T. Leah, M. Lankin, A. Bone, S. Mukerjee, M. Selby, Kinetics of Internal Methane Reforming on the Anodes of Low Temperature Ceres Power Steel Cell SOFCs, ECS Transactions. 68 (2015) 1137-1149.
- [57] R.T. Leah, A. Bone, A. Selcuk, M. Rahman, A. Clare, M. Lankin, F. Felix, S. Mukerjee, M. Selby, Latest Results and Commercialization of the Ceres Power SteelCell® Technology Platform, ECS transactions. 91 (2019) 51-61.
- [58] Solid Oxide Cell technology, Available online: <https://elcogen.com/fuel-cell-technology/> (accessed on Feb 16, 2021).
- [59] Langfristige Planung 2020 für die Gas Verteilernetzinfrastruktur in Österreich für den Zeitraum 2021– 2030, AGGM Austrian Gas Grid Management AG. (2020).
- [60] K. Stratmann, Bundesregierung ebnet Weg für Wasserstoffnetze, Available online: https://app.handelsblatt.com/politik/deutschland/energiewende-bundesregierung-ebnet-weg-fuer-wasserstoffnetze/26899482.html?utm_source=pocket-newtab-global-de-DE&ticket=ST-6958605-dZp2bgvJDcivwEBedUec-ap6 (accessed on Feb 15, 2021).
- [61] M. Ortner, Energiewende - Österreichische Wasserstoff-Strategie kommt erst 2021, Available online: <https://www.wienerzeitung.at/nachrichten/wirtschaft/oesterreich/2085730-Wasserstoff-Strategie-erst-2021.html> (accessed on Feb 16, 2021).
- [62] VERBUND erwirbt den 51 % Anteil der OMV an Gas Connect Austria, Available online: <https://www.verbund.com/de-de/ueber-verbund/news-presse/presse/2020/09/23/verbund-erwirbt-anteil-omv-gas-connect-austria> (accessed on Feb 23, 2021).
- [63] Verbund-Chef Strugl: Lange Genehmigungsverfahren könnten Energiewende zum Scheitern bringen, Available online: https://www.meinbezirk.at/c-wirtschaft/lange-genehmigungsverfahren-koennten-energiewende-zum-scheitern-bringen_a4463532 (accessed on Feb 23, 2021).
- [64] Koordinierter Netzentwicklungsplan 2020 für die Gas-Fernleitungsinfrastruktur in Österreich für den Zeitraum 2021 – 2030, Austrian Gas Grid Management AG. (2020).
- [65] D. Fischer, T. Wolf, J. Scherer, B. Wille-Hausmann, A stochastic bottom-up model for space heating and domestic hot water load profiles for German households, Energy and buildings. 124 (2016) 120-128.
- [66] D. Fischer, A. Härtl, B. Wille-Hausmann, Model for electric load profiles with high time resolution for German households, Energy and buildings. 92 (2015) 170-179.
- [67] Daten und Fakten zur Stromerzeugung, Available online: <https://oesterreichsenergie.at/daten-fakten-zur-stromerzeugung.html> (accessed on Mar 9, 2021).

- [68] Was kostet eine kWh Gas? Available online: <https://www.e-control.at/konsumenten/strom/strompreis/was-kostet-eine-kwh-gas> (accessed on Mar 10, 2021).
- [69] Was kostet eine kWh Strom? Available online: <https://www.e-control.at/konsumenten/strom/strompreis/was-kostet-eine-kwh> (accessed on Mar 10, 2021).
- [70] Zweitwärmster Sommer der Messgeschichte Available online: <https://www.zamg.ac.at/cms/de/klima/news/zweitwaermster-sommer-der-messgeschichte> (accessed on Mar 10, 2021).
- [71] Energieeinsatz der Haushalte, Available online: http://www.statistik.at/web_de/statistiken/energie_umwelt_innovation_mobilitaet/energie_und_umwelt/energie/energieeinsatz_der_haushalte/index.html (accessed on Mar 2, 2021).
- [72] Energiegemeinschaften, Available online: <https://www.e-control.at/energiegemeinschaften> (accessed on Mar 4, 2021).
- [73] EAG-Paket: Entwurf 2020-09-16
- [74] Elektrizitätswirtschafts- und -organisationsgesetz 2010 (2010): BGBl. I Nr. 110/2010 zuletzt geändert durch BGBl. I Nr. 17/2021
- [75] Aus Verantwortung für Österreich. Regierungsprogramm 2020 – 2024, Available online: <https://www.bmkoes.gv.at/Ministerium/Regierungsprogramm.html> (accessed on Mar 3, 2021).
- [76] »Raus aus Öl und Gas« – Klimafreundlicher Heizkesseltausch & Sanierungsoffensive des BMK geht in neue Runde, Available online: <https://infothek.bmk.gv.at/raus-aus-oel-und-gas-2021/> (accessed on Mar 10, 2021).
- [77] Erlassung von Bestimmungen auf dem Gebiet der Kraft-Wärme-Kopplung (KWKG-Gesetz) (2008): BGBl. I Nr. 111/2008
- [78] Energieeffizienzpaket des Bundes (2014): BGBl. I Nr. 72/2014
- [79] 4. COVID-19-Gesetz (2020): BGBl. I Nr. 24/2020
- [80] Änderung des Ökostromgesetzes 2012 und des KWKG-Gesetzes (2021): BGBl. I Nr. 12/2021
- [81] "Erneuerbaren Ausbau Gesetz" verzögert sich, Available online: <https://www.die-presse.com/5942763/erneuerbaren-ausbau-gesetz-verzoegert-sich> (accessed on Mar 10, 2021).
- [82] Erneuerbaren-Gesetz: Nächster Anlauf für heimische Klimawende, Available online: <https://orf.at/stories/3204877/> (accessed on Mar 12, 2021).
- [83] Erneuerbaren-Ausbau-Gesetzpaket – EAG-Paket (2021): BGBl. I Nr. 150/2021