

**SOFC-Brennstoffzellen-Kraftwerke
für die dezentrale elektrische
Energieversorgung**

Der technischen Fakultät der
Universität Erlangen-Nürnberg

zur Erlangung des Grades

DOKTOR-INGENIEUR

vorgelegt von

Dipl.-Ing. Etienne Fogang Tchoula
aus Kamerun

Erlangen - 2012

Als Dissertation genehmigt von
der Technischen Fakultät der
Universität Erlangen-Nürnberg

Tag der Einreichung: 20.09.2011

Tag der Prüfung: 19.12.2011

Dekan: Prof. Dr. -Ing. habil. Marion Merklein

Berichterstatter: Prof. Dr. -Ing. habil. Gehard Herold
Prof. Dr. -Ing. Bernhard Piepenbreier

Je dédie cette thèse

A Maman Alice

à qui je dois ceci.....

Vorwort

Die vorliegende Dissertation entstand während meiner Tätigkeit als Doktorand am Lehrstuhl für Elektrische Energieversorgung der Friedrich-Alexander-Universität Erlangen-Nürnberg.

Meinem Doktorvater Herrn Prof. Dr.-Ing. habil. G. Herold bin ich zur Ermöglichung dieser Arbeit, seine nette Unterstützung, für sein in mich gesetztes Vertrauen und die ausgezeichneten Arbeitsbedingungen besonders zu Dank verpflichtet.

Herrn Prof. Dr.-Ing. B. Piepenbreier möchte ich für die Übernahme des Korreferates danken.

Allen meinen Kolleginnen und Kollegen am Institut, besonders Prof. Dr.-Ing. Jäger, Dr.-Ing. Meier, Dr.-Ing. Weindl, Dr.-Ing. Rasic, Fr. Biegel, Fr. Gambel, Dipl.-Ing. Weiland, Dipl.-Ing. Mladenovic, Dipl.-Ing. Mehmman, Dipl.-Ing. Freitag, Dipl.-Ing. Lubiowski, Dipl.-Ing. König, sowie Herrn Ruschig, Herrn Leuchner und Herrn Oschmann sei für ihren Hilfestellung, die sehr gute Zusammenarbeit und das angenehme Arbeitsklima besonders gedankt.

Mein besonderer Dank geht an meine Vorgesetzten bei der SIEMENS AG, Herrn Groth, Herrn Weissenberger und Herrn Tiegelkamp, die durch ihre Verständigkeit und meine zeitliche Freistellung die Anfertigung diese Arbeit ermöglicht haben.

Für die Korrektur des Manuskripts sowie für die zahlreichen Diskussionen danke ich meinem Arbeitskollegen Dr.-Ing. Hentschel sowie meinen Diplomanden Herrn Dipl.-Ing. Stanka und Herrn Dipl.-Ing. Schmidt.

Schließlich geht mein lieber Dank an meiner liebe Frau Anne und meinen Kinder Alain, Priscilla, Oliver-Kevin und Alicia für ihre fortwährende Ermutigung sowie für ihr Vertrauen. Ohne das hätte ich die Arbeit nicht durchführen können.

Die Familie Waegner in Paderborn und besondere Babsi möge ich hier herzlich für ihre Unterstützung danke.

Meinen Eltern und Geschwistern danke ich für alles.

Summary – Englische Zusammenfassung

The fuel cell technology in general and in particular the cell type SOFC shows the future key role of the decentralized energy supply. Although during the investigation only the electric power production was considered, the use of produced heat will also help to promote this technology. After the market liberalization of the electric energy supply the decentralized grid connection of fuel cell power plants is a challenge for the network operators. They must provide new network models with consideration to the always increasing number of feeding decentralized electrical energy producers.

The starting point of this thesis has been the current global climate situation and its effects on humanity. A possible solution for reducing the greenhouse gas emissions, which is the primary cause of climate change, was introduced. The hydrogen shows a sensible alternative to fossil energy sources (oil, natural gas, coal ...), provided that its production is not caused by the application of primary energy sources. The possible hydrogen production by means of solar energy or wind energy has already been introduced. Also, the intermediate storage as well as the transport of the produced hydrogen have been tested and pose no problem today.

The hydrogen alone cannot contribute to the electric energy supply. It must still be converted into electric energy. From that, the fuel cell technology is used. This technology was tested a long time ago. However, with the invention of the internal combustion engine as well as the electric generator, it lost its importance. Only after the knowledge of the shortage of the fossil energy sources as well as on account of the climate problems the fuel cell technology was revived. Nowadays, after further developments, the fuel cell technology is economically applicable. It is a part of the decentralized energy supply chain.

To use the fuel cell economically, the efficiency of the system must still be raised so that it can be set up in the market. Within the scope of analysis on this topic, a 120-kW-SOFC-demonstration power plant was to be considered. Since not enough information about the demonstration power plant from the operator was available for the investigation, we had to

calculate with the help of the known technical data of similar power plants. After that a model was build and simulated by means of MATLAB/Simulink.

Before that the single power plant components were being described. Two of them (the boost converter as well as the inverter) were looked at more thoroughly. As a result of the analysis, it was found that a standard inverter which had been conceived for other applications, for example, Photovoltaic or Wind Power can also be used for fuel cells. Unfortunately, this was not the case for the added boost converter. It had to be precisely conceived for the used fuel cell type. After this discovery information was won for the realization of a 1-MW-Fuel Cell Power Plant.

The topology of the 1-MW-power plant was fixed on the basis of the 120-kW-system. A parallel connection of eight 120-kW SOFC-fuel cell aggregates is intended, as well as a connection at the outlet side 120-kW boost converters. A standard inverter with 1 MW electrical power as well as a 1-MVA-transformer could be used for the realization of the 1-MW-power plant.

The binding of the power plant in the three-phase current network was examined in view of the norms, laws and connection conditions. Beside the distinction of the operating forms of the power plant (parallel or isolated operation) the security of the plant was emphasized with regard to quick fault recognition, safe supply line isolation in the fault case as well as a compliance of the prescribed regulations.

To verify the calculated results as well as the provided models, a 10-kW-labor sample was built and examined in the lab. This experimental investigation was focused on the boost converter because it is the main component of the considered power plant. The measured results agreed well with the previously calculated and simulated values.

The experiments demonstrated that it is possible to use a fuel cell SOFC-power plant with high output power (1 MW electrical), with hydrogen as a primary energy source, as a contribution to the fight against the global climate warming. Also, the integration of the fuel cell power plant in the electric energy supply network is feasible.

The recent nuclear disaster in Japan (nuclear power plant Fukushima) has shown us that we must rethink not only the reasons for the falling fossil energy source stocks, but also the basis of the security of the used nuclear power plants. The project DESERTEC could be an opportunity for the final setting up of the fuel cell technology.

The introduced investigation results are applicable not only for the fuel cell type SOFC but also for all other fuel cell types which are suitable for the electric energy production.

Résumé – Französische Zusammenfassung

La technologie de cellules à combustible en général et en particulier le type de cellules SOFC représente un futur rôle clé pour l'alimentation en énergie électrique décentralisée. Bien que dans ce travail de recherches seulement la production d'énergie électrique soit traitée, l'utilisation de la chaleur produite contribuera aussi à faire avancer cette technologie. Après la libéralisation du marché de l'alimentation en énergie électrique, la liaison décentralisée des cellules à combustible au réseau électrique met en défi les opérateurs de réseau. Ils doivent produire des nouveaux modèles de réseau sous la considération du nombre toujours grandissant de producteurs d'énergie décentralisés reliés au réseau.

L'idée de départ de ce travail était la situation climatique globale actuelle et ses effets sur l'humanité. Une solution possible de la réduction des gaz de serre causant principalement les changements climatiques, était présentée. Il en ressort que l'hydrogène représente une alternative raisonnable aux matières énergétiques fossiles (pétrole, gaz naturel, charbon, ...) mais à condition que sa production ne soit pas réalisée à l'aide des matières énergétiques primaires. La production possible de l'hydrogène au moyen de l'énergie solaire ou éolienne était déjà présentée. Aussi l'inter stockage ainsi que le transport de l'hydrogène produit sont à ce jour expérimentés et ne représentent plus aucun problème.

L'hydrogène seul ne peut pas contribuer à l'alimentation en énergie électrique. Il doit encore être transformé en énergie électrique. Dès lors entre en action, la technique de cellules à combustible. Cette technique était disponible et expérimentée longtemps auparavant, mais avec l'invention du moteur à explosion ainsi que du générateur électrique, elle fut mise en second plan. Seulement après la reconnaissance d'une pénurie probable des matières énergétiques fossiles ainsi qu'en raison du caractère problématique du climat actuel, elle fut de nouveau prise en considération. Aujourd'hui et après de nouveaux développements, la technologie de cellules à combustible est à l'ordre du jour et peut être considérée comme futur acteur sur le plan économique. Elle fait partie de la chaîne d'alimentation en énergie décentralisée.

Pour une utilisation économique de la cellule à combustible, l'efficacité des systèmes doit encore être augmentée afin qu'elle puisse s'établir sur le marché de l'énergie. Dans le cadre des

recherches à ce sujet, un SOFC-démonstrateur d'une puissance électrique de 120 kW fut considéré. Puisque seulement quelques informations sur ce démonstrateur nous étant disponibles, nous avons du recourir aux données connues des installations similaires. Par la suite, des modèles ont été réalisés et simulés à l'aide du logiciel MATLAB/Simulink.

Dans un premier temps les composants du système ont été décrits séparément. Deux parmi eux (le hacheur survolteur ainsi que l'onduleur) ont été traités plus en détail. Après le résultat de cet analyse, l'on constate qu'un onduleur standard, conçu pour d'autres applications comme par exemple le photovoltaïque ou l'éolienne, peut aussi être utilisé pour la cellule à combustible. Ce n'était malheureusement pas le cas pour le hacheur survolteur raccordé à la cellule à combustible. Ce dernier devrait être conçu pour le type exact de cellules à combustible utilisé. Après cette reconnaissance de faits, assez d'informations étaient rassemblées pour la réalisation d'une centrale de cellules à combustible d'une puissance électrique de 1 MW.

La topologie de cette centrale était fixée à base du système de 120 kW réalisé auparavant. Elle prévoit un montage en parallèle de huit cellules à combustible d'une puissance de 120 kW chacune ainsi que de huit hacheurs survolteurs de puissance de 120 kW chacun montés en série avec les cellules. Un onduleur d'une puissance de 1 MW ainsi qu'un transformateur d'une puissance de 1 MVA pourraient alors être utilisés pour la réalisation de la centrale de 1 MW.

La liaison de la centrale au réseau électrique de courant triphasé fut examinée relativement aux normes, lois et conditions de liaison au réseau en vigueur. Suivant la distinction des formes d'utilisation des centrales (liaison parallèle au réseau ou utilisation isolée), la sécurité des installations était soulignée. La détection rapide des défauts de fonctionnement, la séparation sûre du réseau en cas de défaillance du système ainsi que le respect des dispositions prescrites sont importants pour le bon fonctionnement de la centrale de cellules à combustible.

Pour la vérification des données calculées ainsi que la validation des modèles construits, un système expérimental d'une puissance de 10 kW a été monté et examiné au laboratoire. Cette analyse expérimentale était concentrée sur hacheur survolteur puisqu'il est le composant

principal du système. Les résultats des tests faits sur le système expérimental correspondaient bien aux valeurs calculées et simulées au départ.

Cette étude montre que c'est possible à l'aide des cellules à combustible SOFC de grande puissance (1 MW de puissance électrique) avec l'hydrogène comme matière énergétique de lutter contre le réchauffement climatique global. Aussi l'intégration de cette nouvelle technologie dans le réseau d'énergie électrique est réalisable.

La catastrophe atomique récente au Japon (centrale nucléaire de Fukushima) montre que nous devons modifier notre façon de penser non seulement à cause de la diminution des réserves de matière énergétique fossiles, mais encore à cause de l'insécurité des centrales nucléaires utilisées. Le projet DESERTEC pourrait être une porte de salut pour l'établissement définitif de la technologie de cellules à combustible.

Les résultats des recherches présentés sont applicables non seulement pour le type de cellules à combustible SOFC mais encore pour tous les autres types de cellules qui conviennent à la production de l'énergie électrique.

Inhaltsverzeichnis

| | | |
|------|--|---------|
| 1 | Einleitung | - 3 - |
| 1.1 | Stand der Technik..... | - 5 - |
| 1.2 | Ziel der Arbeit..... | - 6 - |
| 2 | Entwicklung des globalen Klimawandels..... | - 7 - |
| 2.1 | Klimaentwicklung..... | - 7 - |
| 2.2 | Klimasysteme..... | - 8 - |
| 2.3 | Klimavorhersage..... | - 12 - |
| 2.4 | Klimaforschungen..... | - 12 - |
| 2.5 | Ursachen des Klimawandels..... | - 13 - |
| 2.6 | Vermeidung des Klimawandels..... | - 14 - |
| 2.7 | Klimaschutzpolitik..... | - 15 - |
| 3 | Wasserstoffenergetik..... | - 16 - |
| 3.1 | Historie..... | - 16 - |
| 3.2 | Eigenschaften..... | - 16 - |
| 3.3 | Herstellung..... | - 17 - |
| 3.4 | Speicherung..... | - 23 - |
| 3.5 | Transport..... | - 27 - |
| 3.6 | Sicherheit..... | - 28 - |
| 3.7 | Verwendung..... | - 29 - |
| 3.8 | Wirkungsgrad der Energiekette..... | - 29 - |
| 4 | Brennstoffzellentechnik..... | - 31 - |
| 4.1 | Geschichte der Brennstoffzelle..... | - 31 - |
| 4.2 | Grundprinzip der Brennstoffzelle..... | - 32 - |
| 4.3 | Thermodynamische Theorie der Brennstoffzelle..... | - 33 - |
| 4.4 | Klassifizierung der Zelltypen..... | - 36 - |
| 4.5 | Bauformen..... | - 37 - |
| 4.6 | Brennstoffe..... | - 43 - |
| 4.7 | Vor- und Nachteile der Brennstoffzelle..... | - 44 - |
| 4.8 | Anwendungen der Brennstoffzelle..... | - 45 - |
| 4.9 | Wirkungsgrad der Brennstoffzelle..... | - 46 - |
| 4.10 | Weiterentwicklungen..... | - 46 - |
| 4.11 | Klimatische Auswirkungen..... | - 46 - |
| 4.12 | BHKW mit der Brennstoffzelle..... | - 47 - |
| 5 | Netzanbindung der Brennstoffzelle an das Drehstromnetz..... | - 50 - |
| 5.1 | Definition..... | - 50 - |
| 5.2 | Anforderungen..... | - 52 - |
| 5.3 | Virtuelles Kraftwerk..... | - 55 - |
| 5.4 | Brennstoffzellenerzeugungsanlage am Drehstromnetz..... | - 57 - |
| 5.5 | Rückwirkungen des Brennstoffzellenkraftwerkes auf das Drehstromnetz..... | - 61 - |
| 6 | SOFC-Brennstoffzellenanlage..... | - 63 - |
| 6.1 | SOFC-Aggregat..... | - 64 - |
| 6.2 | Pufferkondensator..... | - 74 - |
| 6.3 | Hochsetzsteller..... | - 77 - |
| 6.4 | Spannungszwischenkreis..... | - 87 - |
| 6.5 | Wechselrichter..... | - 89 - |
| 6.6 | Netztransformator..... | - 100 - |

| | |
|---|---------|
| 6.7 Netzfilter..... | - 101 - |
| 6.8 DC- und AC-Leistungsschalter | - 101 - |
| 6.9 Steuerung und Überwachung der Anlage..... | - 103 - |
| 6.10 Auslegung des 1-MW-SOFC-Brennstoffzellenkraftwerks | - 106 - |
| 7 MATLAB Modellbildung und Simulation des SOFC-Brennstoffzellenkraftwerks | - 112 - |
| 7.1 Modellbildung und Simulation des 120-kW-SOFC-Hochsetzstellers | - 112 - |
| 7.2 Modellbildung und Simulation des 120-kW-Wechselrichters | - 128 - |
| 7.3 Modellbildung und Simulation der 120-kW-SOFC-Brennstoffzellenanlage..... | - 134 - |
| 7.4 Modellbildung und Simulation des 1-MW-SOFC-Brennstoffzellenkraftwerks | - 139 - |
| 8 Experimentelle Untersuchung | - 144 - |
| 8.1 Laboraufbau zur experimentellen Untersuchung | - 144 - |
| 8.2 Messungen am experimentellen Aufbau | - 151 - |
| 8.3 Verifikation der Messergebnisse | - 161 - |
| 9 Zusammenfassung und Ausblick..... | - 162 - |

1 Einleitung

Das Thema **Klimawandel** ist heutzutage in aller Munde und nicht mehr wegzudenken. Seit Experten von diversen Klimaforschungsanstalten Alarm geschlagen haben, ist sich jeder bewusst, welche Auswirkungen der Klimawandel auf die Erde hat und haben wird. Der UNO-Klimaweltreport ist alarmierend. Die Ursachen für diese Klimasituation sind u. a. die wachsende Weltbevölkerung, die zu einer Erhöhung der globalen Energienachfrage führt, besonders in Asien und Südamerika. Dazu kommt das beschränkte und stark schwindende Vorkommen an fossilen Energieträgern, das für eine Versorgungsunsicherheit sorgt. Laut IPCC¹ erwarten wir einen Temperaturanstieg der Erdoberfläche bis 2100 um 1,4 bis 5,8 Grad Celsius. Um dem entgegenzuwirken, wird jetzt auf breiter Front nach alternativen Energiequellen geforscht.

Die Politik in Deutschland hat seit Jahren das Problem erkannt und im Februar 2004, eine Arbeitsgruppe AGEE-Stat² (Erneuerbare Energien – Statistik) gegründet. Ziel dieser Arbeitsgruppe ist, den Klimaschutz und die Versorgungssicherheit in Deutschland sicherzustellen.

In Europa und weltweit spielt das Thema Klimawandel auf allen Gipfeln eine Schlüsselrolle. Beispielsweise sieht das Kyoto-Protokoll vor, die Summe der Emissionen von sechs Treibhausgasen³ bis 2012 um durchschnittlich 5,2 % gegenüber dem Basisjahr 1990, zu reduzieren. Um diese Ziele zu erreichen, werden die erneuerbaren Energien⁴ mit vielen Förderprogrammen⁵ gefördert.

Bis heute deckt die Energieversorgung mit erneuerbaren Energien nur 4,7 % des gesamten weltweiten Energiebedarfs. Die Kernenergie, die in einigen Ländern wie Deutschland stark kritisiert wird, deckt mehr als 12,5 % des gesamten Energiebedarfs. Die Hauptenergiequelle stellt

¹ Intergovernmental Panel on Climate Change: Zwischenstaatliche Sachverständigenkommission vom UNEP (Umweltprogramm der Vereinten Nationen) und der WMO (Weltorganisation für Meteorologie) als Weltklimarat.

² Die AGEE-Stat ist ein unabhängiges Fachgremium des Bundesumweltministeriums, Bundeswirtschaftsministeriums und Bundeslandwirtschaftsministeriums (Lit. [1]).

³ Die 6 Treibhausgase nach dem Kyoto-Protokoll sind: CO₂, CH₄, N₂O, SF₆, FKW, H-FKW.

⁴ Die bekanntesten erneuerbaren Energien sind: Wasserkraft, Windkraft, Biomasse, Fotovoltaik und Geothermie.

⁵ Erneuerbare-Energien-Gesetz, Marktanzreizprogramm, Energieforschungsprogramm

das Mineralöl mit mehr als 35,9 % dar, gefolgt vom Erdgas mit 22,8 %⁶. Diese Vorräte werden in ca. 42, bzw. in ca. 63 Jahre erschöpft sein [52]. Gerade deshalb wird nach alternativen Energien weiter geforscht. Die Ansichten, in absehbarer Zeit eine nachhaltige Energieversorgung mit erneuerbaren Energien zu erreichen, sind viel versprechend. Jedoch zeigen diverse Forschungsergebnisse auf dem Gebiet der erneuerbaren Energien, dass trotz der zu verzeichnenden Fortschritte noch einiges an Forschungsarbeit notwendig ist, um eine wirtschaftliche Nutzung der erneuerbaren Energien zu ermöglichen.

Ohne die staatlichen Subventionen hätten die erneuerbaren Energien, im hart umkämpften Weltenergiemarkt, gegenüber der Kernkraft und dem Mineralöl wenig Chancen. Es geht nicht nur darum, die primären fossilen Energieträger in absehbarer Zeit zu ersetzen, sondern vorrangig die Wirtschaftlichkeit der erneuerbaren Energien ohne Subventionen zu gewährleisten. Es ist weiterhin klar, dass es keinen Sinn hat, erneuerbare Energie als Alternative bereit zu stellen, wenn diese mit Hilfe von primären fossilen Energieträgern gewonnen werden (Beispiel: Elektrolyse-Wasserstoffgewinnung mittels Kernenergie). Es muss ein Weg gefunden werden, auf dem die erneuerbare Energien, möglichst ohne jeden primären fossilen Energieträger-Beitrag, wirtschaftlich bereitgestellt werden können.

Viele positive Aspekte sprechen hier für die Brennstoffzelle mit Wasserstoff als Energieträger, die als Grundlage dieser Arbeit behandelt wird. Die wichtige Betrachtung darin ist die Bereitstellung einer Menge an elektrischer Energie aus einem sogenannten Brennstoffzellenkraftwerk. Dafür spielen die leistungselektronischen Stromrichter-Komponenten wie der Hochsetzsteller und der Wechselrichter eine wichtige Rolle. Sie ermöglichen der elektrischen BZ-Energie, in einer für die Verbraucher nutzbare Form, bereitzustellen.

Die Arbeit ist wie folgt gegliedert:

In diesem ersten Kapitel werden die Ziele der Arbeit sowie die Einschränkung des Untersuchungsfeldes definiert. Notwendig ist es, vorher den Stand der Technik zu bewerten, um den Handlungsbedarf bei der Arbeit aufzuzeigen. Zum Schluss wird die Vorgehensweise festgelegt.

⁶ Stand September 2006 Quelle ZSW (Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg)

Das Kapitel 2 ist den Fakten der aktuellen globalen Klimasituation gewidmet. Die Wasserstoffenergetik wird im Kapitel 3 behandelt sowie die Brennstoffzellentechnologie im Kapitel 4. Im Kapitel 5 wird die Netzanbindung der Brennstoffzelle als dezentrale Energieversorgung behandelt. Die Komponenten der SOFC-Brennstoffzellenanlage werden im Kapitel 6 analysiert. Im Kapitel 7 werden zuerst – Anhand von Daten einer 120-kW-Demonstrationsanlage - die 120-kW-SOFC-Brennstoffzellenanlage modelliert und simuliert. Mittels der erstellten 120-kW-Modelle, wird dann ein Modell eines 1-MW-SOFC-Brennstoffzellenkraftwerks gebildet. Im Kapitel 8 wird ein Laboraufbau zur experimentellen Untersuchung aufgebaut und untersucht. Die Zusammenfassung sowie der Ausblick werden anschließend im Kapitel 9 präsentiert.

1.1 Stand der Technik

Die Hauptkomponenten des Brennstoffzellenkraftwerks sind der Hochsetzsteller und der Wechselrichter. Der Wechselrichter sorgt für die Spannungsumwandlung (DC-to-AC)⁷. Er gilt, nach der Erfindung des Halbleiterbauelementes (MOSFET, IGBT, Thyristor, etc) und dem Fortschritt in der Leistungselektronik, als Standardgerät für die Spannungsumwandlung von der Gleichspannung in die Wechselspannung. Er wird hauptsächlich in der Antriebstechnik für den Betrieb von Asynchronmotoren eingesetzt.

Für die bereits existierenden, regenerativen, dezentralen Energieerzeugungsanlagen (Windkraft, Photovoltaik, etc) sind verschiedene Wechselrichter zur Netzanbindung oder Inselbetrieb⁸ auf dem Markt. Hingegen sind speziell für die Brennstoffzelle konzipierte Wechselrichter kleiner Leistung auf dem Markt, jedoch für große Leistungen sind die Geräte noch in der Entwicklungsphase.

Bei der Photovoltaik und Windkraftanlage werden die Wechselrichter in der Nähe des MPP (Maximum Power Point) betrieben, um die maximale abführbare Leistung zu erreichen. Bei der Brennstoffzelle wird hingegen der Betriebspunkt dem Leistungsbedarf angepasst.

Die Anforderung an den Wechselrichter, für die Netzanbindung, liegt in der sicheren Netzausfallerkennung. Fehlabschaltungen der Anlage können damit vermieden werden.

⁷ DC to AC: Umwandlung von Gleich- in Wechselspannung

⁸ Inselbetrieb: Betrieb der dezentralen Energieanlage ohne Netzkopplung

Der Hochsetzsteller hingegen ist die Schnittstelle zwischen der Brennstoffzelle und dem Wechselrichter. Er setzt das niedrige Spannungsniveau der Brennstoffzelle auf ein höheres, das für den Wechselrichter geeignet ist hoch.

Um eine hohe Lebensdauer der Zellen gewährleisten zu können, lassen Brennstoffzellen nur kleine Schwankungen des Betriebspunktes und eine niedrige Stromwelligkeit des entnommenen Stromes zu. Diese Anforderung muss von dem Hochsetzsteller gehalten werden. Aus diesem Grund wird er im Rahmen dieser Arbeit eingehender untersucht.

1.2 Ziel der Arbeit

Diese Arbeit hat als Ziel die Untersuchung zur Realisierung eines Stromrichterkonzepts großer Leistung für den Einsatz in dezentralen Brennstoffzellenkraftwerken.

Aus dem erklärten Ziel werden folgende notwendige Untersuchungen vorgenommen:

1. Auswahl des geeigneten Brennstoffzellentyps
2. Auswahl der Schaltungstopologien für den Hochsetzsteller und den Wechselrichter.
3. Definition und Beschreibung eines geeigneten Regelverfahrens.
4. Modellierung und Simulation der Brennstoffzellenanlage.
5. Realisierung eines Laboraufbaus zur Verifikation der Berechnungen und Simulationsergebnisse.

Das erarbeitete Stromrichterkonzept sollte auch für alle andere dezentralen Gleichstromerzeugungsanlagen (Photovoltaik, Batteriespeichern, Windkraftanlagen, etc) angewendet werden.

2 Entwicklung des globalen Klimawandels

Seitdem der Mensch mit dem Beginn der Industrialisierung vor 150 Jahren und durch die demografische Entwicklung in das Klima - über die Emission von Treibhausgasen - eingegriffen hat, zeigt sich die globale Erderwärmung immer deutlicher. Klimawandel ist keine Hypothese mehr, sondern Realität geworden, nicht nur in Deutschland oder in Europa, sondern weltweit. Die letzten Beobachtungen von extremen Wetterereignissen zeigen, wie ernst die Lage ist [41]. Führende internationale Wissenschaftler und Forschungseinrichtungen versuchen seit Jahren, das Phänomen zu analysieren und die Risiken zu erkennen, damit die Folgen im Grenzen gehalten werden können.

2.1 Klimaentwicklung

Das Klima steht im Mittelpunkt unseres Ökosystems und verändert sich ständig, wie die systematischen meteorologischen Aufzeichnungen seit 1861 zeigen (Abbildung 2-1). Es wird definiert als die „Gesamtheit der meteorologischen Erscheinungen, die den mittleren Zustand der Atmosphäre an irgendeiner Stelle der Erdoberfläche kennzeichnen“ und das Wetter wiederum als der „momentane Zustand der Atmosphäre an einem Ort“ [42].

Um einen globalen Einfluss des Klimas darzustellen, werden die Messungen über Säkularstationen⁹ (z. B. Säkularstation Potsdam) für längere Zeit (30 Jahre nach der Festlegung der WMO¹⁰: 1931-1960 bzw. 1961-1990) aufgezeichnet und der Mittelwert gebildet. Die Ergebnisse solcher Aufzeichnungen werden von der IPCC (Intergovernmental Panel of Climate Change), im Bezug auf die globale Klimaforschung, zusammengefasst und als Bericht vorgestellt [1].

Auch historische Bilder und kirchliche Unterlagen geben direkte Informationen über die klimatischen Bedingungen in den früheren Zeiten [63] [86] [96].

⁹ Säkularstationen: Meteorologische Messstationen an denen seit mehr als hundert Jahren meteorologische und klimatologische Aufzeichnungen durchgeführt werden.

¹⁰WMO: World Meteorological Organization

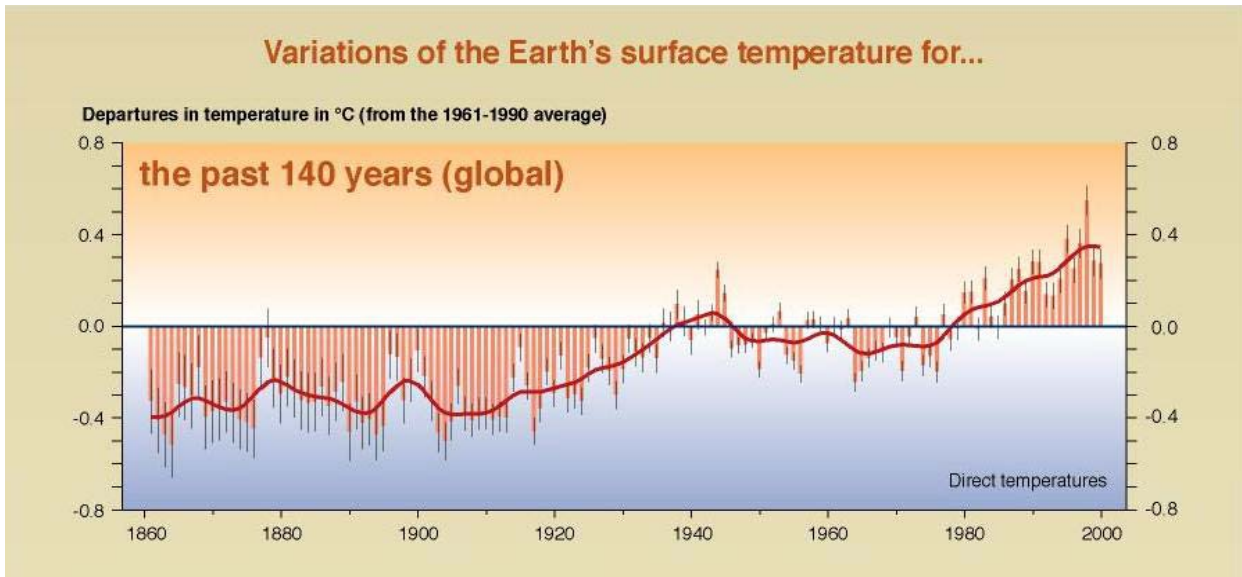


Abbildung 2-1: Globale bodennahe Lufttemperatur von 1861 bis 2000 [57]

2.2 Klimasysteme

Das Klimasystem wird beschrieben als „eine pragmatische Eingrenzung des zu untersuchenden Gegenstandes durch Unterteilung in System und dessen Umgebung“ (Abbildung 2-2) [14].

Physikalisch betrachtet ist das Klima eine Funktion von Raum und Zeit $z(x, t)$ [16].

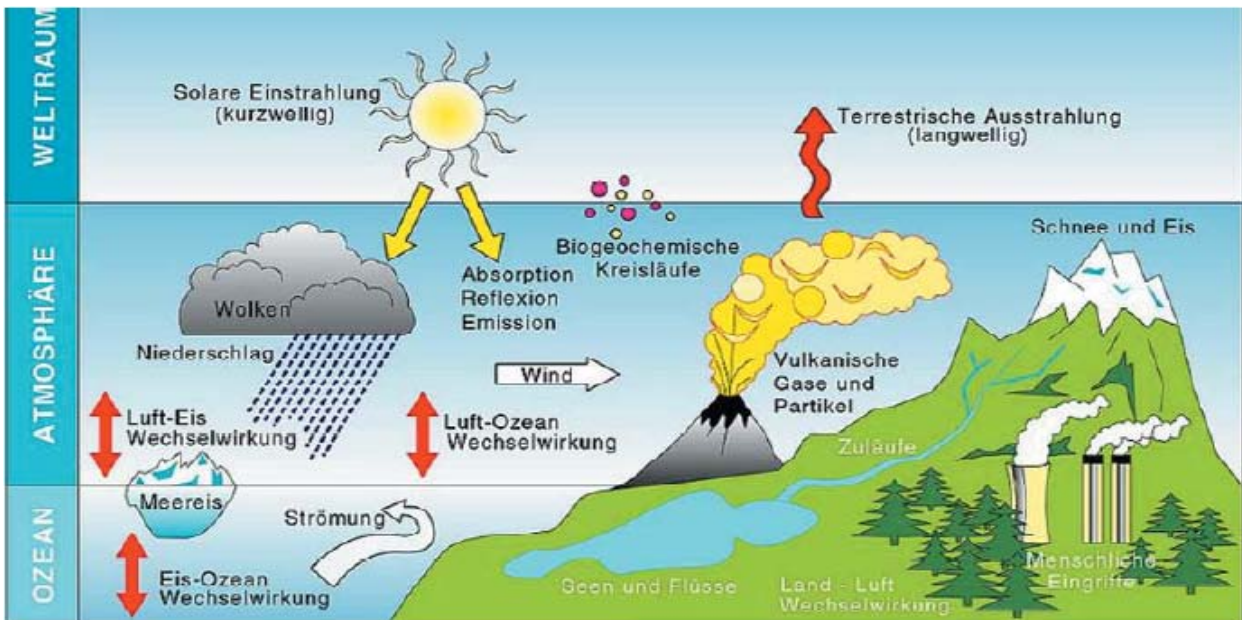


Abbildung 2-2: Darstellung des Klimasystems mit seinen Subsysteme und Antriebe [16]

Wie bereits erwähnt, kann der Systemzustand des Klimas – bei räumlicher und zeitlicher Betrachtung – durch Vektoren der extensiven¹¹ oder intensiven¹² Zustandsvariable $z(x,t)$, auch Klimaelemente genannt, beschrieben werden. Wobei x als Ortsvektor und t als Mittelungszeitraum definiert sind [15].

Bei der Bestimmung eines Klimazustandes wird das System durch eine Menge von N Zuständen und eine Wahrscheinlichkeitsdichtefunktion $f(z, x, t)$ dargestellt. Die Abschätzung des Zustandes wird durch den Ensemblemittelwert $\langle z \rangle$ gebildet.

$$\langle z(x,t) \rangle = \frac{1}{N} \sum_k z_k(x,t) \quad (2-1)$$

Da in der Natur kein Klimaensemble vorkommt, sondern nur Zeitreihen, wird der Zeitreihenmittelwert anstatt des Ensemblemittelwerts eingesetzt.

$$\overline{z(x)} = \frac{1}{2\tau} \int_{-\tau}^{\tau} z(x, t + t') dt \quad (2-2)$$

Bei einer ergodischen Betrachtung ist es möglich, dass ein Ensemblemittelwert und ein Zeitreihenmittelwert gleich sind. Nach der Ergodenhypothese, kann dieser Fall eintreten, wenn die Zeitreihe stationär ist. Die Klimazustandsvariable $z(x, t)$ kann dann nach vielen Jahren alle Zustände des Ensembles durchlaufen. Da aber die Klimazeitreihen nicht stationär sind, ist eine Gleichwertigkeit des Ensemblemittelwerts und des Zeitreihenmittelwerts unwahrscheinlich. Daher ist die Bestimmung eines Klimazustandes auf Basis der Mittelwertberechnung wenig realistisch [43].

2.2.1 Klimaantriebe

Aus den obigen Abschnitten stellen wir fest, dass das Klima kein statisches System ist. Das Klima ändert sich sowohl räumlich als auch zeitlich. Diese Zustandsänderung - auch Klimavariabilität genannt - wird durch die Klimaantriebe initiiert.

¹¹ Physikalische Variablen, die von der Größe des Systems abhängen (Volumen, innere Energie, Entropie)

¹² Spezifische extensive Variable, die lokal, unabhängig von der Größe des Systems sind (Temperatur, Druck, Geschwindigkeit)

Bisher werden die bekannten Antriebsformen in drei Gruppen unterteilt:

- Astronomische Antriebe
- Tektonische Antriebe
- Anthropogene Antriebe

Als astronomischer Antrieb zählt die solare Energie der Sonne. Sie beeinflusst in großem Maße unser Klimasystem und ändert sich auf nahezu allen Zeitskalen mit zunehmender Intensität [6][67]. Neben der solaren Strahlung der Sonne trägt auch deren Magnetfeld zusammen mit dem Magnetfeld der Erde dazu bei, dass die Atmosphäre vor kosmischer Partikelstrahlung abgeschirmt wird. Wenn die kosmische Partikelstrahlung, nach Betrachtungen der letzten Jahrhunderte, konstant ist und sich die Magnetfelder ändern, ändert sich auch der Fluss kosmischer Partikel in der Erdatmosphäre. Diese kosmischen Partikel führen zur Bildung der Kondensationskeime (auch Aerosol genannt), die wiederum zur Bildung der Wolken beitragen[40].

Als weiterer natürlicher Einfluss auf das Klimasystem gilt die Änderung der Erdrotation und damit der Tageslänge, die vor 1 Milliarde Jahren nur 21 Stunden betrug [14]. Dennoch spielt dieser Faktor, bei sehr kurzfristiger Betrachtung der Klimaentwicklung, keine große Rolle.

Tektonische Prozesse, die von langsamen Konvektionsbewegungen im Erdmantel hervorgerufen werden, spielen für die Klimadynamik eine Schlüsselrolle. Diese Prozesse verursachen Kontinentaldrift, Auffaltung von Gebirgen, Änderung des Ausgasens von CO₂, Wasser und anderer Stoffe aus dem Erdinneren.

Zu den tektonischen Prozessen zählen auch die Vulkanaktivitäten. Bei Ausbrüchen werden gasförmige und partikelförmige Spurenstoffe in der Atmosphäre verteilt. Die verursachen eine Strahlungshaushalt-Änderung, die allerdings nur kurzfristig das Klimasystem beeinflusst.

Der Treibhauseffekt ist als anthropogener Klimaantrieb, der bekannteste Begriff im Bezug auf dem Klimawandels und zweifellos das bedeutendste Umweltproblem unserer Zeit. Er ist ein rein atmosphärisches, natürliches Phänomen, dass schon seit vor mindestens 420.000 Jahren existiert, wie die Klimaarchive nachweisen. Damals jedoch nicht in der heutigen Ausprägung.

Der Treibhauseffekt wird hervorgerufen durch die Emission von Treibhausgasen¹³, Rußpartikel und Aerosol bildende Substanzen in die Atmosphäre. Sie behindern die Abstrahlung langwelliger Strahlung ins Weltall und reflektieren einen Teil der von der Erdoberfläche ausgehender Wärmestrahlung und sorgt somit für eine Erwärmung der Atmosphäre (Abbildung 2-3) [64].

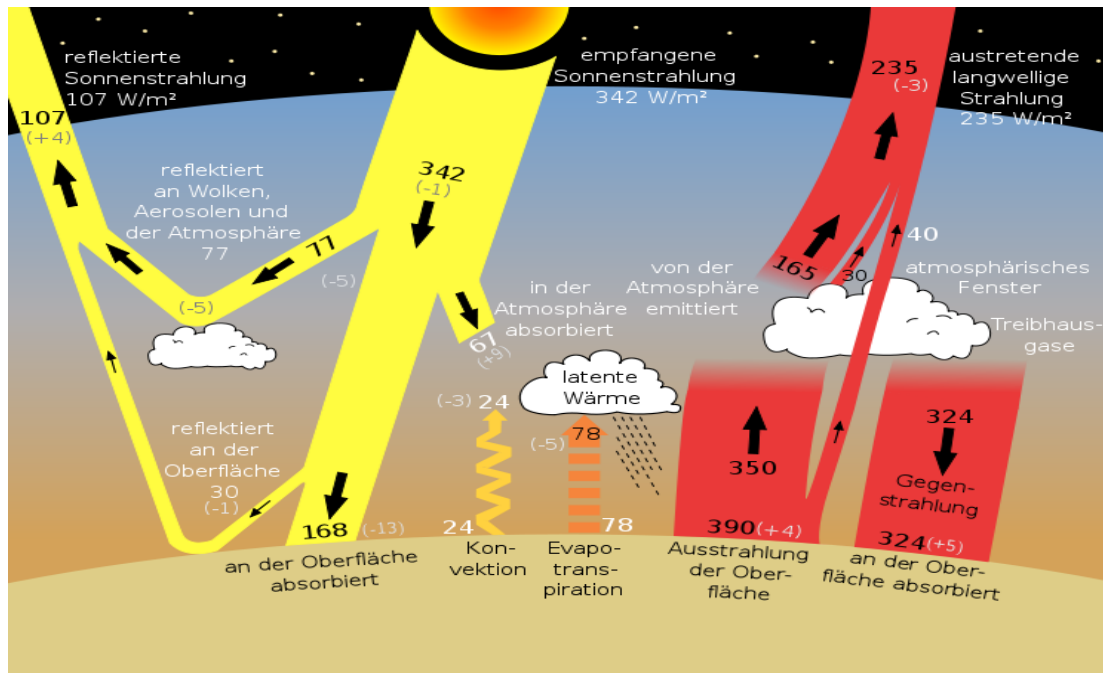


Abbildung 2-3: Mechanismus des Treibhauseffekts [57]

Es gibt zwei Formen des Treibhauseffekts, einen primären, auch natürlicher Treibhauseffekt genannt, und einen sekundären, den sogenannten anthropogenen Treibhauseffekt [70].

Ohne den natürlichen Treibhauseffekt wäre kein menschliches Leben - global betrachtet - auf der Erde möglich. Er bewirkt, dass die durchschnittliche Temperatur der Erdoberfläche bei +15 °C liegt. Ohne die Wirkung der Atmosphäre würde die globale Temperatur auf -18 °C absinken.

Bei der Sonneneinstrahlung wirkt die Atmosphäre - mit den Spurengasen - wie eine Schutzhülle gegen die kurzwellige Solarstrahlung, die auf der Erdoberfläche eintreffen. Dies bewirkt, dass die einfallende Sonnenenergie wieder in Form von Wärmestrahlung abgestrahlt wird. Es entsteht damit ein Ausgleich der Energiebilanz der Erde über einen kurzen Zeitraum [65].

¹³ Wasserdampf (H₂O), Kohlendioxid (CO₂), Methan (CH₄), Stickoxide (NO_x), Distickstoffmonoxid (N₂O), Ozon (O₃), Fluorchlorkohlenwasserstoffe (FCKW).

Beim anthropogen verursachten Treibhauseffekt ist ein natürlicher Energieausgleich der Erde nicht mehr möglich, da der Mensch durch verschiedene Aktivitäten in den natürlichen Energiehaushalt der Erde eingreift. Das Klimasystem wird damit nachhaltig verändert. Diese zusätzliche Belastung der Atmosphäre bewirkt, dass die Erde stärker gedämmt wird. Die Temperatur nimmt folglich, nach dem Stefan-Boltzmann-Gesetz, zu. Es besagt, dass „die ausgestrahlte Energie eines Körpers proportional zur vierten Potenz seiner Temperatur ist“. Als Konsequenz, damit die Energiebilanz der Erde wieder ausgeglichen wird, muss die globale Temperatur an der Erdoberfläche ansteigen und liegt heute bei 15,5 °C [44].

2.3 Klimavorhersage

Infolge der aktuellen Klimakatastrophen stellt man die Frage, ob die nächsten Klimaereignisse vorhergesagt werden können. In der theoretischen Klimaphysik kommen zwei Typen von Klimavorhersage vor, und zwar eine Klimavorhersage erster Art und eine zweiter Art. Bei der Klimavorhersage erster Art werden, ausgehend von einem bestimmten Zeitpunkt in der Zukunft, die statistischen Parameter des Klimasystems - vorausgesetzt, dass die Randbedingungen bekannt sind - dargestellt [68]. Bei der zweiten Art der Klimavorhersage spielt nicht mehr das Wissen über einen zukünftigen Zustand des Klimas eine Rolle, sondern seine Reaktion auf die Änderung von einem oder mehreren Parametern.

Bei der heutigen Betrachtung wird wenig über die Klimavorhersage zweiter Art geforscht, da die Entwicklung der Klimaantriebe (z. B. Vulkanausbrüche, Hurrikan, Überschwemmungen) nur schwer prognostiziert werden können. Vielmehr erfreut sich die Wettervorhersage (Vorhersagbarkeit erster Art) größerer Beliebtheit, da der momentane Zustand der Atmosphäre zu einem bestimmten Zeitpunkt in den nächsten paar Tagen relativ zuverlässig berechnet werden kann und damit sehr nützlich ist.

2.4 Klimaforschungen

Die klassische Klimaforschung wurde bislang von Meteorologen und Geografen im Rahmen der Klimatologie (wissenschaftliche Erforschung des Klimas) betrieben. Die Hauptaufgabe bestand darin, die Mittelwerte eines Klimaelements durch Beobachtungen (z.B. Sonnenstrahlung, Windstärke) und Auswertung klimatologischer Daten zu ermitteln. Die Forschungsdaten waren

z.B. Satellitenaufnahmen, Wanderverhalten von Tierarten, Niederschlagsdaten, Temperaturdaten usw. [2].

Mit der heutigen Zunahme des öffentlichen Interesses am Klimawandel (globale Erderwärmung) ist die moderne Klimaforschung ein interdisziplinärer Zusammenschluss von Forschern, Politik und Allgemeinheit geworden. Sie versucht - anhand des Zusammenwirkens der Klimatelemente und Faktoren (z. B. Meeresströmungen und Wirbelstürme) - das Klimaproblem zu erklären. Klimaforschung ist nicht mehr nur eine naturwissenschaftliche Domäne sondern mit der Einbindung der wirtschaftlichen, sozialen und kulturellen Aspekte, eine gesellschaftspolitische Herausforderung für die Menschheit [60].

Die Klimatologie - als Oberbegriff der Klimaforschung - ist nach verschiedenen Forschungsrichtungen (Agrar-, Bio-, Mikro-, und die Paläoklimatologie) unterteilt.

2.5 Ursachen des Klimawandels

In den öffentlichen Debatten kommt immer die Frage auf, ob der Mensch überhaupt einen Einfluss auf den Klimawandel hat. Wie im Abschnitt 2.2.1 bereits erklärt, spielt der anthropogene Treibhauseffekt mit dem seit 1960 beobachteten stetigen Anstieg der CO₂-Konzentration in der Atmosphäre eine wichtige Rolle im heutigen Klimageschehen. Damit ist der Mensch vorwiegend verantwortlich für die heutige globale Erderwärmung [80]. Auch nach den Berichten der IPCC gibt es keinen Zweifel, dass die Klimaänderung auf die Verstärkung des Treibhauseffektes durch menschliche Aktivitäten zurückzuführen ist [1].

Ein Hauptverursacher der Luftverschmutzung ist die Nutzung der fossilen Energieträger durch den Verkehr (Straßen-, Luft- und Schiffverkehr) [88] und die Energieindustrie mit 50 % Beteiligung an den gesamten Schadstoffemissionen. Die CO₂-Emission ist daran mit 80 % beteiligt. Jedes Jahr werden 22 Milliarden Tonnen Kohlendioxid in die Atmosphäre freigesetzt [14]. An zweiter Stelle folgt die Chemieindustrie (FCKW) mit 20 % und weiter die Land- und Forstwirtschaft (CH₄, N₂O) sowie die Wäldervernichtung durch Brände (CO₂) mit jeweils 15% an den gesamten Emissionen.

Neben den Strahlungseigenschaften dieser Spurengase spielt auch deren Verweildauer in der Atmosphäre eine wichtige Rolle. Sie werden durch die Bildung von Biomasse und die Lösung von CO₂ im Ozean wieder aus der Atmosphäre entfernt und gebunden. Nach

Schätzungen liegt die Verweilzeit dieser Spurengase im Bereich von 50 bis 200 Jahren. Beispielsweise beträgt die atmosphärische Lebensdauer von Methan (CH_4) 12 Jahre und wird ausschließlich durch die Oxidation mit Hydroxyl (OH) in der Atmosphäre geregelt. Das Distickstoffmonoxid (N_2O) dagegen verweilt 114 Jahre in der Atmosphäre und wird überwiegend durch Fotolyse in der Stratosphäre abgebaut [13]. Die Verweildauer der Fluorchlorkohlenwasserstoffe (FCKW) in der Atmosphäre beträgt 70 bis 100 Jahre. Ihre Konzentration in der Atmosphäre ist seit 1999 konstant geblieben.

All das führt zu der globalen Erwärmung der Erdoberfläche, die im Laufe der 1980er und 1990er Jahre mit der Erkennung des Klimawandels beachtet wurde [73][89].

Das IPCC schätzt - nach Berechnungen und Simulationen an Klimamodellen – die Zunahme der globalen Durchschnittstemperatur der Atmosphäre, an der erdnahen Oberfläche, auf 1,4 °C bis 5,8 °C bis 2100 [1]. Es geht davon aus, dass die Emissionen der Treibhausgase kontrolliert zunehmen werden und die Weltwirtschaft wächst. Jedoch sind die Prognosen mit Unsicherheiten behaftet, da einige Parameter in Form von Rückkopplungen (z. B. die Abschmelzung der Arktis und deren Wirkung auf das Meerwasser), die globale Erwärmung verstärken oder abschwächen könnten [72].

2.6 Vermeidung des Klimawandels

Es wird weiter mit einem Anstieg der Treibhausgase in den nächsten Jahrzehnten gerechnet. Die bisher angestoßenen Maßnahmen können nur geringfügig den Treibhauseffekt beeinflussen. Das Niveau von 1990 wird dadurch wahrscheinlich nicht erreicht. Um den Weiteranstieg der anthropogenen Treibhausgase zu reduzieren, muss kurzfristig der Ausstoß von Treibhausgasen drastisch reduziert werden.

Die Entwicklung von neuen Technologien und emissionsvermindernden Maßnahmen ist ein grundlegender Schwerpunkt im Kampf gegen den Klimawandel. Auch die effiziente Nutzung der heute zur Verfügung stehenden Energien trägt zur Vermeidung von Schadstoffemissionen bei. Der Einsatz von regenerativen Energien spielt eine große Rolle für die zukünftige Energieversorgung, da sie im Idealfall ganz ohne Emission von Treibhausgasen auskommen [92].

Mit dem heutigen Stand der Industrialisierung, die stark von der Nutzung der primären fossilen Energieträger geprägt ist, ist ein radikaler Ausstieg aus diesen fossilen Brennstoffen nicht

möglich. Deshalb wird versucht, die produzierten Treibstoffgase zu isolieren. Die technische Abscheidung und Speicherung von CO₂ - oft als „Sequestrierung“ von CO₂ bezeichnet - wäre zu mindestens für die großen CO₂-Verursacher, wie die fossil befeuerten Kraftwerke, eine Übergangslösung. Diese Technik besteht darin, das Entweichen des entstehenden Treibhausgases in die Atmosphäre zu verhindern und damit ihre Klimawirkung für längere Zeit zu unterbinden. Es gibt jedoch noch Unsicherheiten, da dies erst großtechnisch getestet werden muss. Die CO₂-Sequestrierung wird voraussichtlich erst ab 2020 für den kommerziellen Einsatz in Deutschland zur Verfügung stehen. Für die Speicherung könnten z. B. die ausgedienten Öl- und Gasfelder sowie saline Aquifere (Gesteinsschichten im tiefen Wasser) dienen [95].

2.7 Klimaschutzpolitik

Mit dem Klimawandel hat der Klimaschutz auf politische Ebenen mehr Bedeutung gewonnen. Die Erderwärmung hat neben den regionalen Aspekten, vielmehr eine globale Auswirkung. Deswegen ist der Klimaschutz eine internationale Aufgabe geworden und Klimaschutzziele und Gesetze können in besondere Maße helfen, die Probleme der Klimaänderungen in Griff zu bekommen [94][102].

Mit dem Kyoto-Protokoll (16 Februar 2005 in Kraft getreten) hat sich ein Großteil der Industriestaaten zu einer effektiven Minderung der Treibhausgasemissionen verpflichtet. Die im Protokoll vereinbarten Ziele zur Reduzierung der Treibhausgasemissionen (15 bis 30 % bis 2020) reichen aber nicht aus, das Klima zu stabilisieren [79]. Die Wirkung ist mehr politischer Natur. Um die Ziele annähernd zu erreichen, müssen sich alle Länder langfristig daran beteiligen. Die ablehnende Haltung der USA - als größter Treibhausgas-Verursacher - und der Schwellenländer (China, Indien und Brasilien) zu den Klimaschutzzielen lassen Zweifel an der Wirksamkeit aufkommen. Auch die Entwicklungsländer müssen in die Verpflichtungen einbezogen werden [1][82][83].

3 Wasserstoffenergetik

„ Das Wasser ist die Kohle der Zukunft. Die Energie von morgen ist Wasser, das durch elektrischen Strom zerlegt worden ist. Die so zerlegten Elemente des Wassers, Wasserstoff und Sauerstoff, werden auf unabsehbare Zeit hinaus die Energieversorgung der Erde sichern “ Zitat von Jules Verne, 1874.

3.1 Historie

Die Bildung von Wasserstoff wurde bereit im Jahr 1766 von Lord Henry Cavendish (1731-1810) in London vorgestellt. Im Jahr 1787 auf Vorschlag von dem Franzosen Antoine Lavoisier (1743-1794) bekam der Wasserstoff den Namen „Hydrogène“ (aus griechisch „Wassermacher“) und wurde bald wegen seiner geringeren Dichte (0,0899 g/l) als Luft (1,3 g/l) als Auftriebsmittel für Gasballons und Luftschiffen verwendet. Er hat den internationalen gebräuchlichen Namen „Hydrogenium = Wasserbildner“ und bildet das erste Element unseres Periodensystems bestehend aus nur einem Elektron und einem Proton. Sein Anteil an der Gesamtmasse des Weltalls beträgt heute etwa 92,71 % [81].

3.2 Eigenschaften

Wasserstoff ist wie Strom ein Sekundärenergieträger und kann praktisch aus allen fossilen und regenerativen Primärenergiequellen gewonnen werden. Wegen seiner Flexibilitätsvielfalt in der Gewinnung sowie seiner effizienten und umweltfreundlichen Verwendung wird er als Energieträger der Zukunft beitragen [100].

Er ist ungiftig, geruchlos, umweltneutral und unter Umgebungsbedingungen gasförmig (GH₂: Gaseous Hydrogen). Erst bei sehr niedrigen Temperaturen (-253 °C)¹⁴ und unter Umgebungsdruck wird er flüssig (LH₂: Liquid Hydrogen). Wird Wasserstoff mit Sauerstoff, Luft oder Chlorgas gemischt, reagiert er explosionsartig. Diese Reaktion wird als Knallgasprobe zum Nachweis von Wasserstoff in Laboratorien verwendet.

Die für die Entzündung benötigte Energiemenge liegt bei 0,017 mJ und kann nur stattfinden, wenn drei Bedingungen erfüllt sind:

¹⁴ Nur Helium weist einen noch tieferen Siedepunkt von 4,22 K (-268,93 °C) auf.

1. Ausreichende Zündenergie ist vorhanden.
2. Mischungsverhältnis liegt innerhalb der Zündgrenzen¹⁵.
3. Sauerstoff ist vorhanden.

Wird Wasserstoff in der Luft verbrannt, entsteht ausschließlich Wasser in Form von Wasserdampf sowie Stickstoff-Oxid.

Tab. 3-1: Eigenschaften von Wasserstoff

| | |
|--|---|
| Schmelzpunkt, T_{SCH} | -259,15 °C = 13,9 K |
| Siedepunkt, T_S | -252,76 °C = 20,39 K |
| Dichte ρ_{LH_2} bei 20,3 K und 1.013 mbar | 70,79 g/l |
| Dichte ρ_{GH_2} bei 20,3 K und 1.013 mbar | 1,34 g/l |
| Verdampfungswärme bei T_S | 445,4 J/g = 31,5 kJ/l |
| Heizwert, H_{u,LH_2} , 119,9 MJ/kg | 33,33 kWh/kg = 8,495 MJ/l = 2,359 kWh/l |
| Dichte bei T_N | 0,090 g/l |
| Dichte ρ_{GH_2} bei 293 K und 1.013 mbar | 0,084 g/l |
| Dichteverhältnis Gas zu Luft (= 1) | 0,0695 |
| Heizwert H_{U, LH_2} , bei T_N | 10,8 MJ/m ³ = 3,0 kWh/m ³ |
| Zündbereich in Luft | 4,0 bis 79,0 Vol.-% |
| Verbrennungstemperatur in Luft, T_V | 2.045 °C |

3.3 Herstellung

Im Gegensatz zu fossilen Energieträger (z. B. Erdöl und Erdgas), die in Lagerstätten vorhanden sind und ausgebeutet werden können, wird der Wasserstoff aus seiner vorhandenen gebundenen Form (z. B. Wasser) gewonnen. Die somit weltweite hergestellte Menge an Wasserstoff liegt bei etwa 500 Mrd. m³ i.N.¹⁶ [39] und wird hauptsächlich in der Chemie-Industrie verwendet.

Es gibt eine Vielzahl von Verfahren für die Wasserstoffherstellung zum Teil unter Einsatz von fossilen Energieträgern. Die derzeit gängigsten großtechnischen Verfahren der

¹⁵ 4,0 bis 79,0 Vol.-%

¹⁶ Normkubikmeter: Menge, die bei einem Druck von 1,01325 bar, eine Luftfeuchtigkeit von 0% und einer Temperatur von 273,15 K bzw. bei 15 °C ein Volumen von einem Kubikmeter hätte.

Wasserstoffgewinnung sind die Wasserelektrolyse, die Erdgasreformierung und die Biomassevergasung.

3.3.1 Elektrolyse

Die Wasser-Elektrolyse ist die elektrolytische Spaltung von Wasser in seine zwei gasförmigen Bestandteile (Wasserstoff und Sauerstoff) mit Hilfe von elektrischem Strom. Zwei unterschiedliche Verfahren werden bei der Wasser-Elektrolyse eingesetzt: Zum einen die alkalische Elektrolyse (Wasserelektrolyse) in flüssiger Phase und zum anderen die Dampfelektrolyse (Wasserdampfelektrolyse) in dampfförmiger Phase. Die alkalische Methode ist die konventionelle und wird seit Jahrzehnten zur Wasserstoffgewinnung verwendet.

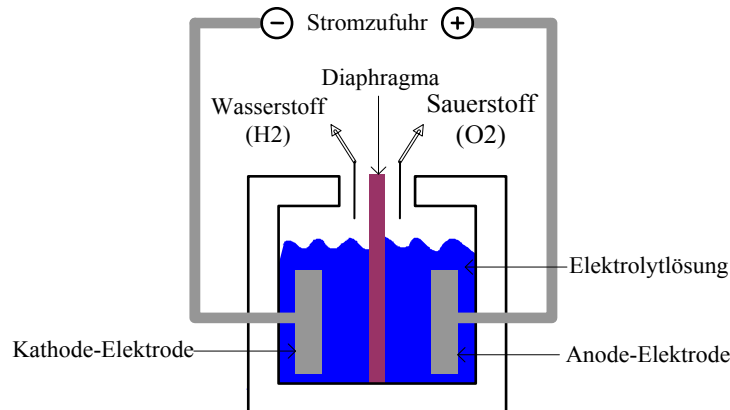
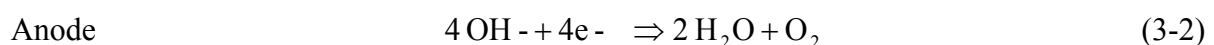
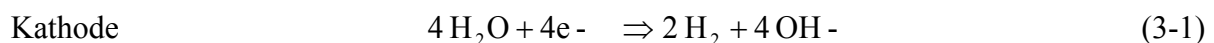
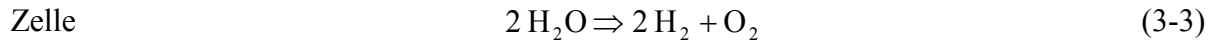


Abbildung 3-1: Funktionsprinzip einer alkalischen Elektrolyse

Die theoretische Grundlage der Wasserelektrolyseverfahren wurde schon 1834 von Michael Faraday (1791 - 1867) als elektrischer Zusammenhang zwischen der transportierten Menge des Stoffs und den Ladungen formuliert.

In einem Behälter (auch Elektrolytzelle genannt), befüllt mit einem Elektrolyten (z. B. Kalilauge), werden zwei Elektroden (Anode und Kathode) und ein Diaphragma (poröse stromdurchlässige Zwischenwand) eingebracht. Mit der Anlegung einer Gleichspannung an den Elektroden laufen folgende Reaktionen ab:





Als Reaktionsergebnis fallen an der Kathode Wasserstoff und an der Anode Sauerstoff an. Der Wirkungsgrad dieses Verfahren liegt bei ca. 70 bis 80 % und macht nur 4 % des gesamten produzierten Wasserstoffs aus (Abbildung 3-1).

Die Weiterentwicklung der Elektrolyse mit dem sogenannten „HOT-ELLY-Verfahren“ wurde vorangetrieben, wobei Hochdruck-Elektrolyseure verwendet werden. Bei diesem Verfahren werden Drücke von 30 bis 100 bar mit einer Temperatur von rund 1000°C angewandt. Die Hochtemperatur-Elektrolyse eignete sich für den Einsatz in solarthermischen Kraftwerken oder bei Kraftwerkabwärme hoher Temperatur von z. B. Gasturbinen.

Die klassische alkalische Elektrolyse bleibt zwar die älteste Form der Wasserspaltung, aber ihr entscheidender Nachteil liegt in dem hohen Elektroenergiekosten von ca. 12 US\$ / GJ¹⁷ H₂ (aus Grosswasserkraftwerke). Deswegen wird sie heute hauptsächlich dann eingesetzt wenn ausreichende Menge an Elektroenergie aus nichtfossilen Quellen kostengünstig vorhanden ist. Zum Beispiel beim EURO-QUEBEC-Projekt (Euro-Quebec-Hydro-Hydrogen-Pilot-Project), in dem Wasserstoff in großen Massen mithilfe der überflüssigen Elektroenergie von kanadischen Wasserkraftwerken produziert wird. Sowie beim HYSOLAR-Programm, wonach Wasserelektrolyse mithilfe der solaren Energie (Solarthermik, Solarzelle und Sonnenofen) aus riesigen Solarkraftwerken in Gebieten mit ausreichender Sonnenstrahlung (Südeuropa und Nordafrika) betrieben wird [56].

3.3.2 Dampfreformierung

Von den 500 Mrd. m³ i.N. [39] Wasserstoff, die jährlich weltweit erzeugt werden, sind ca. 190 Mrd. Nm³ mittels katalytischer Dampfreformierung von Erdgas sehr kostengünstig hergestellt (ca. 5 US\$/GJ H₂).

Dieses Herstellungsverfahren beruht auf dem Prinzip der Zerlegung des Wassermoleküls in Wasserstoff und Sauerstoff, wobei der Kohlenstoff den Sauerstoff zu Kohlenstoff-Dioxid bindet, sodass Wasserstoff freigesetzt wird.

¹⁷ Gigajoule

In einer ersten Stufe wird ein wasserstoffreiches Gasgemisch (z.B. Methan) - unter Wärmezufuhr (mehrere hundert °C) und Drücke (um etwa 25 bar) - durch Reaktion des eingesetzten Energieträgers mit Wasserdampf erzeugt. Dieses Gasgemisch enthält noch einen hohen Anteil an Kohlen-Monoxid. Durch Reaktion mit Wasserdampf wird das Kohlen-Monoxid zum Kohlen-Dioxid konvertiert (Abbildung 3-2).

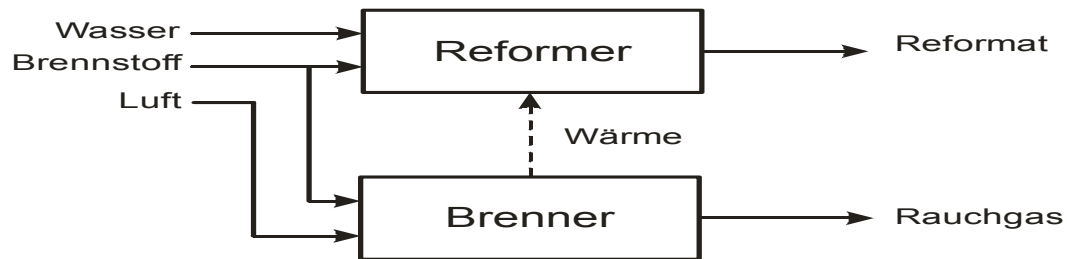
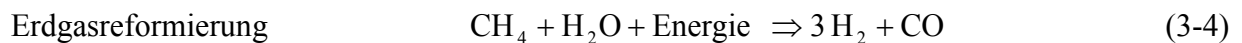


Abbildung 3-2: Prinzip der Dampfreformierung

In einer zweiten Stufe wird der hohe Anteil an CO von etwa 10 bis 15 Vol.-% auf 0,3 bis 0,6 Vol.-% reduziert. Letztlich wird der restlichen CO bis auf einen geringen Restanteil von 10 bis 20 ppm¹⁸ in eine Gasreinigungsstufe entfernt. Der erzeugte Wasserstoff kann danach in einer nachgeschalteten Prozessstufe (z. B. nach PSA-Verfahren¹⁹) auf eine Qualität von 99,999 %²⁰ (Bezeichnung Wasserstoff 5.0) zu Reinst-Wasserstoff gereinigt werden.

Diese Methode der Wasserstoffgewinnung wird in Zukunft wenig zur Wasserstoffenergetik beitragen, da für die Erzeugung von einem m³.i.N Wasserstoff immerhin etwa 0,45 m³.i.N Erdgas - das nicht langfristig zur Verfügung stehen wird - notwendig sind.

Reaktionen der Erdgas-Dampfreformierung:



¹⁸ ppm: Parts per million

¹⁹ PSA(Pressure Swing Adsorption)-Verfahren: Druckwechsel-Adsorption

²⁰ Der Standardreinheitsgrad liegt bei 9,9 %

3.3.3 POX-Verfahren

Beim Partiellen Oxidations-Verfahren²¹ handelt es sich um ein ähnliches Verfahren wie bei der Dampfreformierung, wobei kein Wasserdampf zu Erdgas (oder andere fossile Kraftstoffe) zugeführt wird, sondern lediglich Sauerstoff (Abbildung 3-3). Bei der Reaktion des Erdgases mit Sauerstoff zum Wasserstoff wird Wärmeenergie mit Temperaturen von etwa 1300 °C freigesetzt. Diese Methode wird in Raffinerien eingesetzt, da Partitionen der Mineralölaufbereitung als Ausgangsmaterial verwendet werden können.

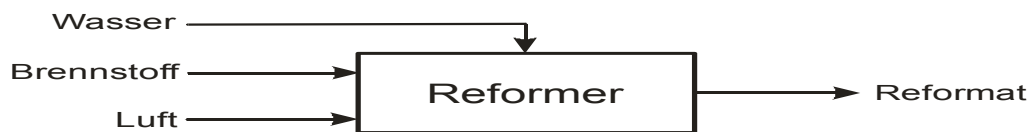


Abbildung 3-3: Prinzip der Partiellen Oxidation

Reaktion der partiellen Erdgas-Oxidation



3.3.4 Autothermes Verfahren

Wird die freigesetzte Wärmeenergie beim POX-Verfahren für die Energiezufuhr der Dampfreformierung genutzt, entsteht ein autothermer Reformer, weil die benötigte Wärme vom System selbst erzeugt wird (Abbildung 3-4).



Abbildung 3-4: Prinzip der Autothermen Reformierung

Nachteile dieses Verfahren sind die aufwendige und notwendige Nachreinigung. Deswegen wird es nicht häufig eingesetzt.

3.3.5 Kvaerner-Verfahren

Das von der norwegische Firma Kvaerner Engineering S.A. seit Anfang der achtziger Jahre entwickelte Verfahren ermöglicht die Herstellung von Wasserstoff und Aktivkohle - im

²¹ POX-Verfahren: Partielle Oxidation

sogenannten Plasmabogen-Prozess - aus Erdgas oder Schweröl, ohne Freisetzung von CO₂ unter Zufuhr von elektrischer Energie. Bei hohen Temperaturen - von etwa 1600 °C - werden Kohlenstoffverbindungen in Reinstkohle und Wasserstoff zerlegt. Die dadurch freigesetzte Wärmeenergie, in Form von heißem Dampf kann weiter verwendet werden.

Reaktion des Kvaerner-Verfahrens:



3.3.6 Vergasung von Biomasse

Neben Biomasse können auch feste Steinkohle, Kohlestaub oder Braunkohle bei Temperaturen von 800 bis 2000 °C und Drücke bis 40 bar vergast werden (Abbildung 3-5). Die Herstellungskosten liegen bei ca. 13 US\$/GJ²² H₂.

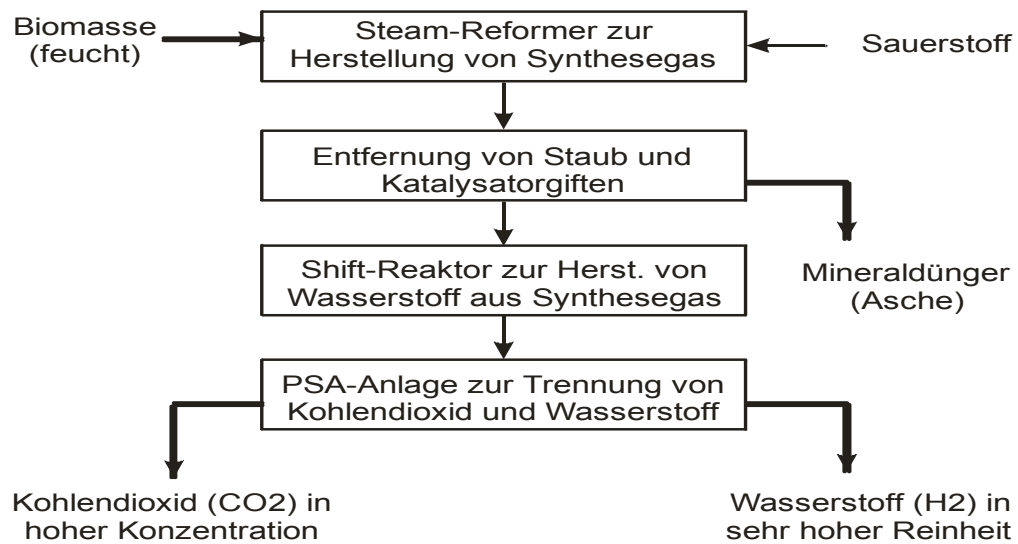
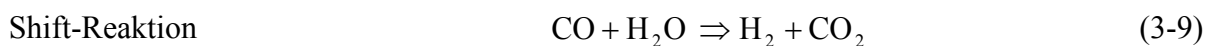
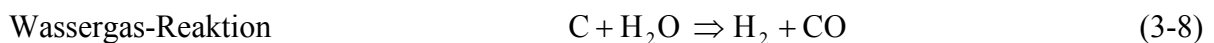


Abbildung 3-5: Prinzip der Biomassevergasung

Reaktionen der Kohle-Vergasung:



²² Gigajoule

3.3.7 Weitere Methoden

Neben den oben genannten Methoden gibt es mehrere weitere Herstellungsverfahren zur Wasserstofferzeugung, die aber im Rahmen dieser Arbeit nicht behandelt werden, z. B. die Biochemische Herstellung (Einsatz der Mikroalgen), die thermochemische Kreisprozesse (direkte Wasserspaltung bei hohen Temperaturen von ca. 1200 °C mit Einsatz von z. B. Metallen oder Metalloxiden und deren Verbindungen), die photochemische und photoelektrochemische Herstellung (direkte Wasserspaltung durch Einwirkung von Licht), die Biophotolyse (direkte Umwandlung von Photonen in die chemische Energie des Wasserstoffes mittels pflanzlicher Systeme) und die Thermische Dissoziation oder Thermolyse (direkte Wasserspaltung bei hoher Temperatur von mehr als 4.000 °C).

3.4 Speicherung

Die Speicherung der Energie ist immer mit hohem Aufwand verbunden. Wenn prognostiziert wird, dass Wasserstoff in absehbare Zeit das Erdöl als Brenn- und Treibstoff ersetzen soll, muss es sicher und kostengünstig gespeichert werden können.

Nach der Erfahrung mit Erdgas und den bereits erprobten Speichertechnologien im Bereich der chemischen Industrie lässt sich Wasserstoff ähnlich speichern. Der Unterschied besteht darin, dass Wasserstoff beim gleichen Energieinhalt und Druck mehr Volumen als Erdgas einnimmt. Dadurch sind die Wasserstoff-Tanks größer als Erdgas-Tanks.

Im Bereich der Wasserstoffspeicherung haben sich seit einigen Jahren verschiedene Speichermethoden durchgesetzt. Unter anderen die Druck- und Kryogen-Behälter [99], die Metallhydriden, die Nano-Röhrchen, die Mikrogaskugel. Auch die Methylzyklohexan (MTH) und die Untergrundspeicher (UGS) sind zu nennen [39] [56] [99].

3.4.1 Speicherung in Druckbehältern und Gasflaschen

Für die Speicherung von Wasserstoff kommen hauptsächlich zylindrische oder kugelförmige Stahlbehälter - wegen der günstigen Kraftverteilung - zum Einsatz. Die Tankinhalte reichen heute von 50 l bis einige 100.000 m³. Um eine sinnvolle Energiedichte zu erreichen, wird der Wasserstoff mit Drücken bis 600 bar komprimiert. Wegen der beachtlichen Wandstärke sind die Tanks entsprechend schwer.

Weiter wird unterschieden zwischen Nieder- und Hochdruckbehältern. Bei den Niederdruckbehältern mit Betriebsdruck von 10 bis 15 bar werden meistens Kraftstoffe in

Flüssigform gespeichert. Hingegen sind die Hochdruckbehälter mit Druck zwischen 200 und 350 bar für den gasförmigen Wasserstoff geeignet.

Nachteile der Stahlbehälter sind allerdings deren eigene hohen Leergewichte (z. B. Stahlflaschen) und die schärferen Sicherheitsvorkehrungen, da sie vorwiegend für Mobilanwendungen eingesetzt werden (Verkehr) [39]. Weitere Entwicklungen zeigen die Verwendung von Verbundwerkstoffen (z. B. aus Kohlenstofffasern), die leichter als Stahl sind und hohen Belastungen standhalten können [99].

3.4.2 Speicherung in Kryogen-Behältern

Kryogen-Behälter, auch Kryotanks (griech. kryogen = tiefkalt) genannt, sind eine Art überdimensionierter Thermosflaschen, die z. B. in der Raumfahrt für die Speicherung von Flüssigwasserstoff bei einer Temperatur von -253 °C verwendet werden. Sie bestehen meistens aus einem Innen- und einem Außentank. Zwischen den Tanks ist ein luftleerer Hohlraum gefüllt mit feinen hohlen Glaskügelchen oder mehreren Schichten reflektierender Kunststoff- oder Aluminium-Folien.

Trotz dieser aufwendigen Wärmeisolierung entstehen bei den Kryotanks Verdampfungen, die dazu führen, dass der Druck im Inneren des Behälters allmählich zunimmt. Um den maximalen Betriebsdruck (ca. 4,5 bar) nicht zu überschreiten, werden die Tanks mit Sicherheitsventilen versehen, die im Falle von Überdruck Gas abgeführt wird (Blow-Off).

Einige Probleme bereitet auch die Umfüllung, da Pumpen und Verbindungssysteme für extreme Kälte ausgelegt sein müssen.

3.4.3 Einlagerung in Metallhydriden

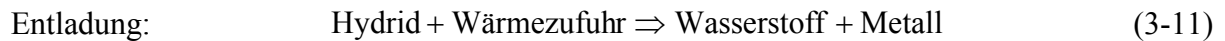
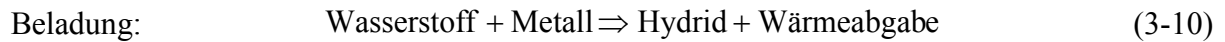
Wasserstoff kann auch in massiven Festkörpern gespeichert werden. Dazu zählen verschiedene Metalle (z. B. Palladium, Magnesium und Lanthan) und Metallgemische (z. B. ZrMn_2 ²³, LaNi_5 ²⁴ und Mg_2Ni ²⁵) - meist pulverförmig - die in der Lage sind, Wasserstoff wie ein Schwamm „aufzusaugen“. Metallatome binden Wasserstoffatome chemisch. Beim Verlauf dieser chemischen Reaktion (Absorption) wird Wärmeenergie freigesetzt. Hingegen wird bei der Freisetzung des Wasserstoffes aus dem Hydrid (Desorption) Wärme zugeführt [39].

²³ ZrMn_2 : Metalllegierung aus Zirkonium und Mangan

²⁴ LaNi_5 : Metalllegierung aus Lanthan und Nickel

²⁵ Mg_2Ni : Metalllegierung aus Magnesium und Nickel

Exothermer Wasserstoff-Speicherung-Prozeß:



Abhängig von dem erforderlichen Temperaturniveau bei der Beladung bzw. Entladung unterscheidet man drei Hydrid-Arten: die Tieftemperaturhydride (TTH) – z. B. TiFeH_2 ²⁶ und CaNi_5H_6 ²⁷ - mit Temperaturen von 40 bis 80 °C, die Mitteltemperaturhydride (MTH) – z. B. TiZrCrMnH_x ²⁸ - mit Temperaturen von ≥ 100 °C und die Hochtemperaturhydride (HTH) – z. B. MgH_2 ²⁹ und MgNiH_4 ³⁰ - mit Temperaturen von ≥ 300 °C.

Vorteile der Metallhydride gegenüber den herkömmlichen Druckspeichern sind u. a. die höhere volumenbezogene Speicherkapazität, die niedrige spezifische Speicherkosten, keine Abdampfverluste, die niedrige Drücke und die kompakte Bauweise.

Zu den Nachteilen zählen das hohe Gesamtgewicht, die lange Absorptionsdauer und die niedrige gewichtsbezogene Speicherdichte.

Die Schwerpunkte der Forschungs- und Entwicklung des Metallhydrid-Speichers liegen in der Erhöhung der masse- und volumenbezogenen Energiedichte und die Verbesserung der Anzahl der Be- und Entladenzyklen.

3.4.4 Nano-Röhrchen

Diese Speichertechnik steckt in der Laborphase, hat aber schon einige Aufmerksamkeit erregt. Das Prinzip basiert auf der Speicherung mithilfe des chemischen Elements Kohlenstoff, welcher

²⁶ TiFeH_2 : Hydrid aus Titan und Eisen

²⁷ CaNi_5H_6 : Hydrid aus Calcium und Nickel

²⁸ TiZrCrMnH_x : Hydrid aus Titan, Zirkonium, Chrom und Mangan

²⁹ MgH_2 : Hydrid aus Magnesium

³⁰ MgNiH_4 : Hydrid aus Magnesium und Nickel

verschiedene Gitterstrukturen mit unterschiedlichen Eigenschaften annehmen kann. Die Speicherkapazität liegt bei 2 bis 6 Gew.-%³¹ [39].

3.4.5 Mikrogaskugel

Das Mikrogaskugel-Verfahren zur Speicherung des gasförmigen Wasserstoffs basiert auf der Temperaturabhängigkeit der Wasserstoffdiffusion durch einen Glaskörper. Winzige hohle Glaskügelchen werden bei Temperaturen um 400 °C und Druck von 40 bis 50 MPa dem Wasserstoff ausgesetzt. Dadurch diffundiert der Wasserstoff durch die Kugelwand und wird im Inneren der Mikrogaskugel unter Druck gespeichert. Nach dem Abkühlen auf Umgebungstemperatur herrscht in den Kugeln ein Gasdruck von ca. 20 MPa.

Dieser Verfahren wurde vom Brookhaven National Laboratory (USA) entwickelt und ist noch nicht technisch realisiert [56].

3.4.6 MTH (Methylzyklohexan) –Verfahren

Das MTH-Verfahren ist eine Speicherungsvariante, basierend auf einer chemischen Bindung von Wasserstoff mit Toluol. Die entstehende Substanz ist das Methylzyklohexan und wird als Wasserstoff-Träger genutzt.

Bei der Dehydrierung (Wasserstoffgewinnung) wird das Methylzyklohexan mittels eines Katalysators und unter Wärmezufuhr wieder in Toluol und Wasserstoff zerlegt. Das entstehende Toluol kann wieder mit Wasserstoff vermischt werden.

Diese Verfahren löst die bekannte Ammoniaksynthese ab, bei der sich Wasserstoff und Stickstoff in einer exothermen Reaktion zu Ammoniak verbinden. Ammoniak wird wegen seines hohen Bedarfs an Wärmeenergie und seiner toxischen Eigenschaften nicht mehr als Speichermedium eingesetzt.

Bei dem Euro-Quebec-Projekt wird der Einsatz des MTH-Verfahrens für die Speicherung und den Transport des Wasserstoffs von der kanadischen Küste nach Hamburg erwogen.

3.4.7 Unterirdische Speicherung

Diese Technik wird bereits von der Erdgasindustrie genutzt und ist eine wesentliche günstigere Lösung für die Speicherung des Erdgases gegenüber oberirdischen Druckspeichern. Um das

³¹ Gewichtsprozent

Erdgas in großer Menge zu speichern, werden unterirdische Höhlen (natürliche Hohlräume), ausgesolte Salzkavernen und Aquiferen benutzt. Da das Stadtgas einen hohen Wasserstoffanteil aufweist, eignet sich diese Technik auch für die Speicherung reinen Wasserstoff.

Als Beispiel sind die Stadtgas-Einlagerungen von Gaz de France³² in den UGS³³ von Beynes und der Stadtwerke Kiel in einer Salzkaverne (Volumen von ca. 32000 m³, Druck von 80 bis 160 bar und Tiefe von 1330 m) [56] [99]. Das eingelagerte Gas dient zur Sicherung einer kontinuierlichen Versorgung des öffentlichen Netzes und kann jederzeit aus dem Speicher entnommen werden.

Für die Speicherung von Wasserstoff müssen jedoch solche Kavernen umfunktioniert werden. Das Problem wird die Dichtigkeit der Höhle, da Wasserstoff bereits durch kleinste Risse entweichen kann.

3.5 Transport

Um eine effiziente Wasserstoffenergetik zu gewährleisten, muss sichergestellt werden, dass Wasserstoff überall dort zur Verfügung gestellt werden kann, wo Bedarf vorhanden ist. Dazu gehört eine effektive Transporttechnologie.

Prinzipiell kommen für den Transport von gasförmigem Wasserstoff Rohrleitungen und Druckbehälter in Betracht. Für den flüssigen Wasserstoff neben Rohrleitungen werden auch Tankschiffe und Tankwagen eingesetzt.

3.5.1 Gastransport

Für kurze Entfernungen vom Hersteller zum Verbraucher werden vorwiegend Druckflaschen für kleine Mengen per LKW oder Bahn für den Transport verwendet. Um große Entfernungen zu überbrücken, kommen Rohrleitungen zum Einsatz. Der französische Gaslieferant Air Liquide betreibt z. B. ein Rohrsystem in Großraum Köln, Leverkusen, Düsseldorf und den Ruhrgebiet mit einer Länge von 240 km und versorgt damit vornehmlich die Chemieindustrie. Auch die deutsche Linde AG verfügt über eine 100 km Wasserstoff-Pipeline im Industriegebiet Leuna bei Halle.

³² Gaz de France: Staatliche französische Gasversorgungsunternehmen

³³ UGS: Untergrundspeicher

3.5.2 Flüssigtransport

Wegen der tiefen Temperatur des flüssigen Wasserstoffs werden hohe Anforderungen an die thermische Isolation beim Transport gestellt. Für die Beförderung eignen sich Tanklastwagen, Tankschiffe und Tankwaggons, die - im Rahmen des NASA Programms (USA) für die Versorgung der Raketenantriebe mit Treibstoff - seit Jahren erprobt sind. Auch Rohrleitungen für LH₂ werden z. B. im Kennedy-Raumfahrt-Zentrum in den USA für die Entfernung von einigen 100 m erprobt. Wegen der aufwendigen Wärmeisolierung wären die Kosten für lange Rohrleitungen zu hoch.

Methylzyklohexan³⁴ kann, wie andere chemische Speicherstoffe, in konventionelle Tankwagen und -schiffe bei normalen Temperaturen transportiert werden.

3.6 Sicherheit

Nach der Erfahrung im Umgang mit herkömmlichen Energieträgern wie Benzin, Erdgas und Propan, können nicht alle Sicherheitsmaßnahmen auf den Wasserstoff übertragen werden. Grundsätzlich werden zwei vorbeugenden Maßnahmen für den Umgang mit Wasserstoff erwähnt:

1. Verhinderung der Bildung eines zündfähigen Gemisches in der Luft. Es muss eine rasche Verdünnung des Gemisches mit Luft erfolgen, damit die untere Zündgrenze nicht überschritten wird.
2. Verhinderung des Eindringens von Sauerstoff in ein Wasserstoff-System. Dafür muss sichergestellt werden, dass kein Sauerstoff im System vorhanden ist, damit die obere Zündgrenze nicht unterschritten wird.

Kommt es doch zu einem Gemisch, folgt entweder eine sofortige oder eine verzögerte Entzündung mit einer Deflagration (mehr thermische Energie und relativ schwache Druckwelle) oder einer Detonation (mehr Druckwelle und wenig thermische Energie). Eine Detonation dürfte größere Schäden zur Folge haben als eine Deflagration. Die meisten Unfälle sind auf Fahrlässigkeit der Anwender zurückzuführen, die Sicherheitsvorkehrungen nicht eingehalten haben [39].

³⁴ Flüssigkeit die als Reaktionsprodukt von Wasserstoff mit Toluol entsteht.

3.7 Verwendung

Die Verwendung und der Umgang mit Wasserstoff wurden von der chemischen Industrie, Raffinerien, Metallherstellung, Halbleiter- und Nahrungsmittelindustrie seit Jahren erprobt, das Know-how ist verfügbar.

Die Einsatzgebiete sind u. a. die portable Elektrogeräte, die Hausenergieversorgung, die Stationäre Kraftwerke, die Kraftfahrzeuge, die Chemie-Industrie und die Raumfahrttechnik.

Neben der Hauptnutzung des Wasserstoffs in der chemischen Industrie wird er in den meisten Fällen als Energieträger für die Anwendungen in einer Brennstoffzelle oder einem Verbrennungsmotor als Energiewandler genutzt.

3.8 Wirkungsgrad der Energiekette

Die Verwendung des Wasserstoffs wird Anhand der Energiekette nach Abbildung 3-6 untersucht. Dabei wird der resultierende Gesamtwirkungsgrad der Kette ermittelt.

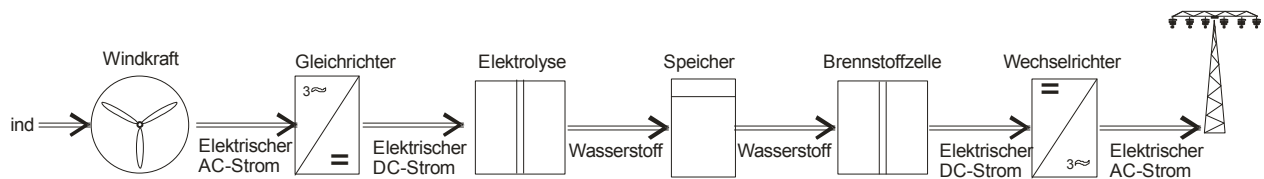


Abbildung 3-6: Elektrische Energiekette

$$\eta_{ges} = \eta_{WK} \cdot \eta_{GR} \cdot \eta_{EL} \cdot \eta_{SP} \cdot \eta_{BZ} \cdot \eta_{WR} \quad (3-12)$$

η_{ges} : Gesamtwirkungsgrad

η_{WK} : Windkraftwirkungsgrad

η_{GR} : Gleichrichterwirkungsgrad

η_{EL} : Elektrolysewirkungsgrad

η_{SP} : Speicherwirkungsgrad

η_{BZ} : Brennstoffzellenwirkungsgrad

η_{WR} : Wechselrichterwirkungsgrad

Der Gesamtwirkungsgrad η_{ges} wird als Produkt der einzelnen Kettenstufen nach Gleichung (3-12) definiert.

Mit der Annahme, dass der Wasserstoff in gut isoliertem Tank für kurze Zeit zwischengespeichert wird, kann der Speicherwirkungsgrad vernachlässigt werden (3-11)).

Damit wird der gesamte Wirkungsgrad aus folgenden theoretischen Werten berechnet (Gleichung (3-14)):

$$\eta_{ges} = \eta_{WK} \cdot \eta_{GR} \cdot \eta_{EL} \cdot \eta_{BZ} \cdot \eta_{WR} \quad (3-13)$$

$$\eta_{ges} = 0,50 \cdot 0,95 \cdot 0,70 \cdot 0,48 \cdot 0,96 = 0,153 \quad (3-14)$$

4 Brennstoffzellentechnik

Im vorigen Abschnitt wurde der Wasserstoff als Sekundär-Energieträger des 21. Jahrhunderts etabliert. Für die Umwandlung, der im Wasserstoff gespeicherten chemischen Energie in elektrische und thermische Energie kommt die Brennstoffzelle als effizienter, kostengünstiger und schadstoffarmer Energiewandler in Betracht. Im Gegensatz zu der Erzeugung der elektrischen Energie mittels der Wärmekraftmaschine entfallen bei der Brennstoffzelle die Zwischenschritte der Umwandlung in thermische und kinetische Energie. Damit werden höhere Wirkungsgrade erzielt [74].



Abbildung 4-1: Aufbau eines Brennstoffzellenstacks [FZ Jülich]

4.1 Geschichte der Brennstoffzelle

Die ersten Versuche mit der Brennstoffzelle liegen mehr als 200 Jahre zurück, obwohl erst seit wenigen Jahren Forschungen in diese Richtung wieder aufgenommen wurden. 1802 beim Versuch mit galvanischen Elementen spürte Sir Humphry Davy (1778 - 1829) einen elektrischen Schlag. Damit war ihm zufällig die Erzeugung der Elektrizität - nach einer noch unbekanntem chemischen Reaktion - gelungen. Im Jahr 1838 stellte Professor Christian Friedrich Schönbein (1799 - 1868) von der Universität Basel die Versuche nach. Er fand heraus, dass Elektrizität erzeugt werden kann, wenn Wasserstoff und Sauerstoff (oder Chlor) zu einer chemischen

Reaktion führen. Gleichzeitig entdeckt der walisische Richter Sir William Robert Grove (1811 - 1896) bei einem Experiment diesen Effekt und deutet ihn als Umkehrung der Elektrolyse [66]. Mit der Serienschaltung mehrere einzelne Brennstoffzellenelemente erzeugt er die sogenannte „Gasbatterie“ (1839) und gilt heute als Erfinder der Brennstoffzelle [39].

Mit folgenden Erfindungen, die schon erfolgreich am Markt waren, wurde die Entwicklung der Brennstoffzelle leider in den Hintergrund gestellt:

- 1861 Verbrennungsmotor von Nikolaus August Otto
- 1866 Dynamomaschine von Werner von Siemens
- 1892 Diesel-Motor von Rudolf Diesel
- 1900 Gasturbine von Frank Stolze

Trotz eines Wiederbelebungsversuches im Jahr 1887 durch den Professor Wilhelm Ostwald (1853 - 1932), Direktor des ersten Lehrstuhls für physikalische Chemie in Leipzig, blieben die Arbeiten ohne Erfolg. Seine Idee war die Erzeugung der Elektrizität durch direkten elektrochemischen Umsatz von Kohle mit Luftsauerstoff durch Verbrennen und anschließender Dampferzeugung und Umwandlung in mechanische Energie in Dampfturbinen.

Um 1945 betrieb der amerikanische Physiker Francis Bacon weitere Forschungsarbeiten mit dem Modell der alkalischen Brennstoffzelle.

Erst Anfang der sechziger Jahre mit dem Apollo-Programm der NASA wurden ernsthafte Projekte und Entwicklungen an der Brennstoffzelle-Technologie vorangetrieben. Allerdings angesichts der extremen Anforderung an der Reinheit der eingesetzten Brennstoffe (Wasserstoff und Sauerstoffe) und die hohen Produktionskosten, konnte die Weiterentwicklung der Brennstoffzelle nur in diesem Gebiet weiterverfolgt werden. Mit der Kernenergie in die siebziger Jahre ging das Interesse wieder verloren. Nach der Ölkrise um 1973 und der Suche nach alternativen Energiequellen gegen Ende der Achtziger Jahre - mit Betrachtung des Klimawandels - wurde wieder das Interesse an der Brennstoffzellen-Technologie geweckt.

4.2 Grundprinzip der Brennstoffzelle

Die Brennstoffzelle ist die Umkehr der Elektrolyse. Bei der Letzteren wird das Wasser mit Hilfe von elektrischem Strom in Wasserstoff und Sauerstoff aufgetrennt. Bei der Brennstoffzelle

hingegen entstehen nach der Vereinigung von Wasserstoff und Sauerstoff elektrischer Strom, Wärme und Wasser (Abbildung 4-2). Dabei reagieren die beiden Gase indirekt miteinander ohne Oxidation, weswegen dieser Effekt „kalte oder stille Verbrennung“ genannt wird [66].

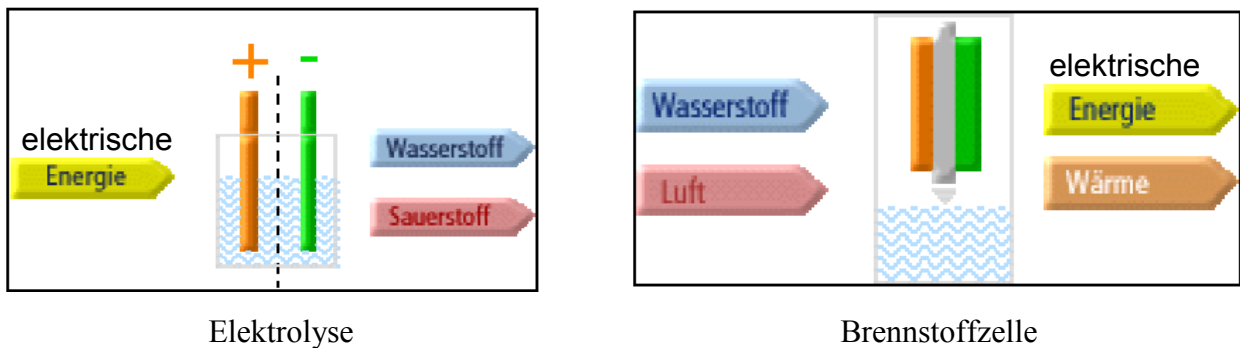


Abbildung 4-2: Grundprinzip der Elektrolyse und der Brennstoffzelle

4.3 Thermodynamische Theorie der Brennstoffzelle

Die Theorie der Brennstoffzelle basiert - als geschlossenes System - auf den Energieerhaltungssatz, wie alle anderen Energiewandlungssysteme, und kann nach entsprechender Erweiterung auch aus dem Ersten Hauptsatz der Thermodynamik abgeleitet werden.

Für geschlossene Systeme ist die Änderung der inneren Energie abhängig von den ausgetauschten Wärme- und Arbeits-Energien [5]. In anderen Worten, die Zunahme der inneren Energie ist bei einem geschlossenen System die Summe der von außen zugeführten Wärme und Arbeit.

1. Hauptsatz der Thermodynamik

$$\Delta U = \Delta Q + \Delta W \quad (4-1)$$

U : Innere Energie

Q : Wärmeenergie

W : Arbeitsenergie

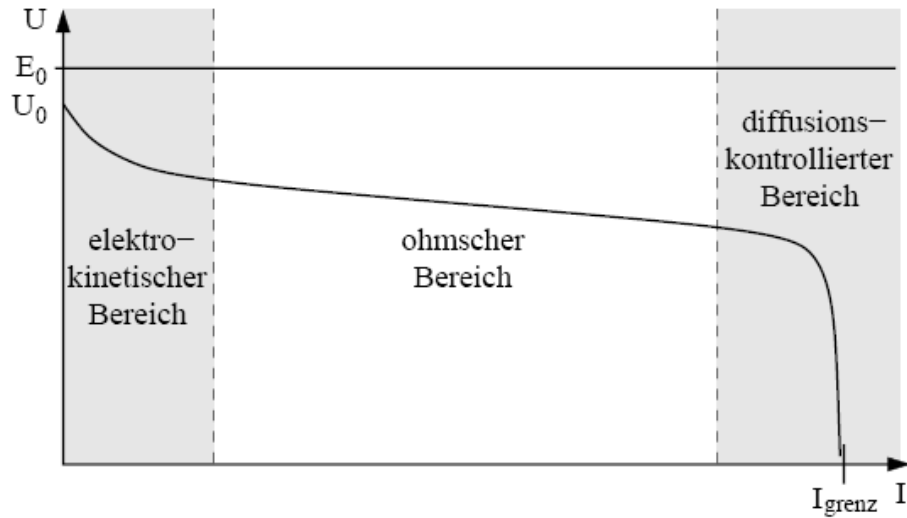


Abbildung 4-3: Kennlinie einer Brennstoffzelle

Wird die elektrochemische Reaktion in der Brennstoffzelle als Arbeit betrachtet, dann wird neben der Volumenänderungsarbeit auch die elektrische Arbeit in Betrag genommen, wobei die kinetischen und potenziellen Energien vernachlässigt werden können.

Volumenänderungsarbeit:

$$W_V = p \cdot dV \quad (4-2)$$

P : Druck

V : Volumen

W : Arbeitsenergie

Elektrische Arbeit:

$$W_{el} = E \cdot I \cdot \Delta t \quad (4-3)$$

E : Zellspannung³⁵

I : Zellstromfluss

³⁵ Gleichspannung bei der Brennstoffzelle.

Die Spannung einer Zelle ändert sich mit der Stromdichte nach Abbildung 4-4.

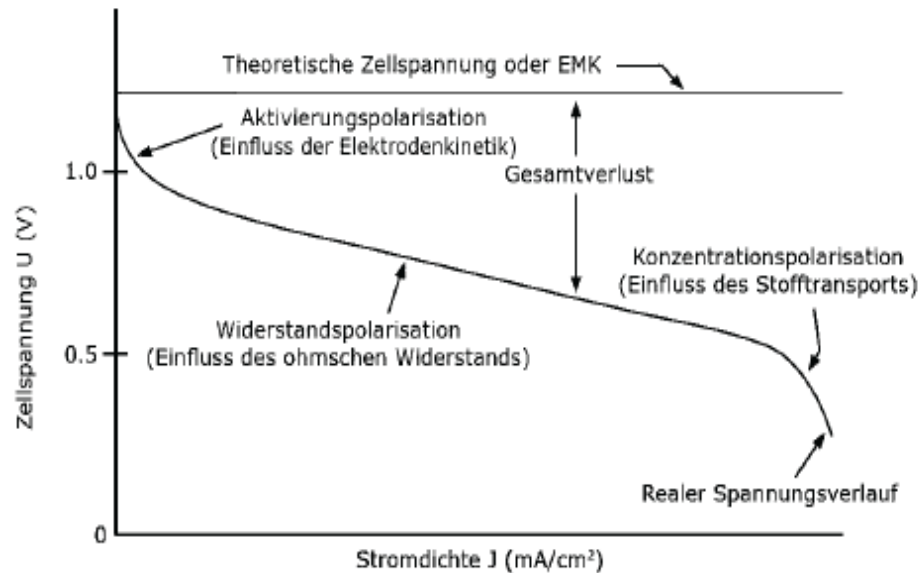


Abbildung 4-4: Realer Spannungsverlauf einer Brennstoffzelle

Nach dem Faraday-Gesetz für den elektrochemischen Prozess werden der Zellstromfluss und die Zellspannung folgendermaßen beschrieben:

$$E = \frac{-\Delta H}{n_e \cdot F} \quad (4-4)$$

I : Zellstromfluss nach Faraday-Gesetz

E : Zellspannung nach Faraday-Gesetz

n_e : Zahl der bei der Reaktion freigesetzten Elektronen

F : Faraday-Konstante³⁶

ΔH : Reaktionsenthalpie bei einem gegebenen Zustand

Die theoretische maximale erreichbare Zellspannung, im Standardzustand³⁷, bei fester Reaktionsenthalpie liegt bei:

³⁶ $F = 96486 \text{ As/mol}$

³⁷ $E = 1,482 \text{ V}$ bei H^2 / O^2 -Reaktion

$$E = \frac{-\Delta H^0}{n_e \cdot F} \quad (4-5)$$

E : Theoretische max. Zellspannung im Standardzustand

ΔH^0 : Reaktionsenthalpie im Standardzustand

n_e : Zahl der bei der Reaktion freigesetzten Elektronen

Da nicht die gesamte Reaktionsenthalpie ΔH , sondern nur die freie Enthalpie ΔG in elektrische Arbeit umgesetzt werden kann,

$$\Delta H = \frac{\Delta G}{T \cdot \Delta S} \quad (4-6)$$

H : Wärmegehalt

ΔG : Freie Enthalpie (Gibbs-Funktion)

$T \cdot \Delta S$: Reaktionswärme

ergibt sich eine thermodynamisch reversibel maximale erreichbare Zellspannung E^0 , die nicht überschritten werden kann.

$$E^0 = \frac{-\Delta G^0}{n_e \cdot F} \quad (4-7)$$

E^0 : theoretische reversibel max. Zellspannung im Standardzustand

ΔG^0 : Freie Enthalpie im Standardzustand

4.4 Klassifizierung der Zelltypen

In der Tab. 4-1 sind die Unterschiede für die gängigen Brennstoffzellen dargestellt. Es wird hinsichtlich der verwendeten Materialien, Betriebstemperaturen, Wirkungsgrade, Brennstoffe und Verwendungen unterschieden. Sowie die Vor- und Nachteile sind vorgestellt.

Tab. 4-1: Brennstoffzellentypen

| | Niedertemperatur | | | Hochtemperatur | | |
|---------------------------------|---|--|---|----------------------------|---|--|
| | AFC | DMFC | PEMFC | PAFC | MCFC | SOFC |
| | Alkaline Fuel Cell | Direct Methanol Fuel Cell | Proton Exchange Membran Fuel cell | Phosphoric Acid Fuel Cell | Molten Carbonate Fuel Cell | Solid Oxide Fuel Cell |
| Brennstoff | H ₂ | CH ₃ OH ³⁸ | H ₂ | H ₂ | H ₂ (CH ₄ , Biogas) | H ₂ (CH ₄) |
| Elektrolyt | Kalilauge | Polymer | Polymer | Phosphorsäure | Karbon-Schmelze | Keramik |
| Aggregatzustand | flüssig | fest | fest | flüssig | flüssig | fest |
| Btr. Temperatur | 60 - 80 °C | 60 - 100 °C | 60 - 80 °C | 180 - 220 °C | 650 °C | 850 -1000 °C |
| Wirkungsgrad¹ | 50 - 55 % | 20 - 30 % | 40 - 50 % | 40 - 45 % | 50 - 60 % | 50 - 60 % |
| Wirkungsgrad² | 60 - 70 % | 40 - 50 % | 50 - 70 % | 50 - 55 % | 60- 70 % | 70 - 80 % |
| Vorteile | Niedrige Kosten Niedrige Temperatur Einfache Regelung | Einfacher Systemaufbau Gute Dynamik | Hohe Leistungsdichte Kompakte Bauweise | Nutzwärme Hohe Leistung | Nutzwärme | Nutzwärme Hohe Lebensdauer Hohe Leistung Hoher Wirkungsgrad Interner Reformierer |
| Nachteile | Geringe Lebensdauer Notwendige reine Kraftstoffe | Hohe Kosten | Hohe Kosten Hohes Gewicht Hohe Größe Lange Stardauer | | Lange Aufheizzeit Geringe Lebensdauer | Lange Aufheizzeit Komplizierter Herstellungsprozess |
| Verwendung | Mobile Anwendungen | Akkumulator-Ersatz Stromaggregat | Energie-Versorgung | Stationäre Anwendungen | Energie-Versorgung | Energie-Versorgung |
| | | | | | | |

¹ Elektrischer Wirkungsgrad ohne Wärmekopplung

² Systemwirkungsgrad mit Wärmekopplung

4.5 Bauformen

SOFC-Brennstoffzellen werden zurzeit in zwei wesentlichen Zellvariation hergestellt: röhrenförmig und planar. Allerdings gibt es zahlreiche Abwandlungen dieser Grundbauformen wie z.B. die abgeflachte Röhrenform und die monolithische Bauform.

Abgesehen von der SOFC-BZ, die die tubulare Bauweise ermöglicht, kommt bei anderen Brennstoffzellentypen das planare Konzept mehr zum Einsatz. Die tubulare Bauform (Abbildung

³⁸ CH₃OH: Methanol

4-6) besitzt einige Nachteile gegenüber dem planaren Konzept angesichts der längeren Stromwege und der relativ geringen volumenbezogenen Leistungsdichte. Hingegen weisen die nicht-planaren Bauweisen einfachere Dichtungstechniken und ein besseres Wärmeaustausch-Konzept vor. Jedoch bereitet die Kombination von festen Materialien mit unterschiedlichen thermischen Ausdehnungskoeffizienten in Bezug auf der Dichtungsfähigkeit der Röhren durch entstehende mechanische Spannungen ein Problem. Im Zusammenhang mit den sehr hohen Temperaturen ist die Materialalterung in beiden Fällen eine Herausforderung für die planare Entwicklung [85].

4.5.1.1 Tubulare Bauform

Durch Extrusion der Trägerrohre (Abbildung 4-5) wird die tubulare Bauform einer SOFC-Brennstoffzelle hergestellt. Das Trägermaterial aus keramischer Basis bildet die Kathodenröhre und wird einseitig geschlossen. Per Plasmaspritztechnik wird zuerst der Elektrolyt und anschließend das Anodenmaterial in einer dünnen Schicht aufgetragen. Die beiden Schichten (Elektrolyt und Anode) sind auf der Länge der Kathode unterbrochen und erreichen mit Interkonnektoren eine direkte Verbindung zur Kathode. Diese Interkonnektoren helfen bei der Zusammenführung mehrere Röhre in einem Stack zur Reihen- und Parallelschaltung der einzelnen Zellen.

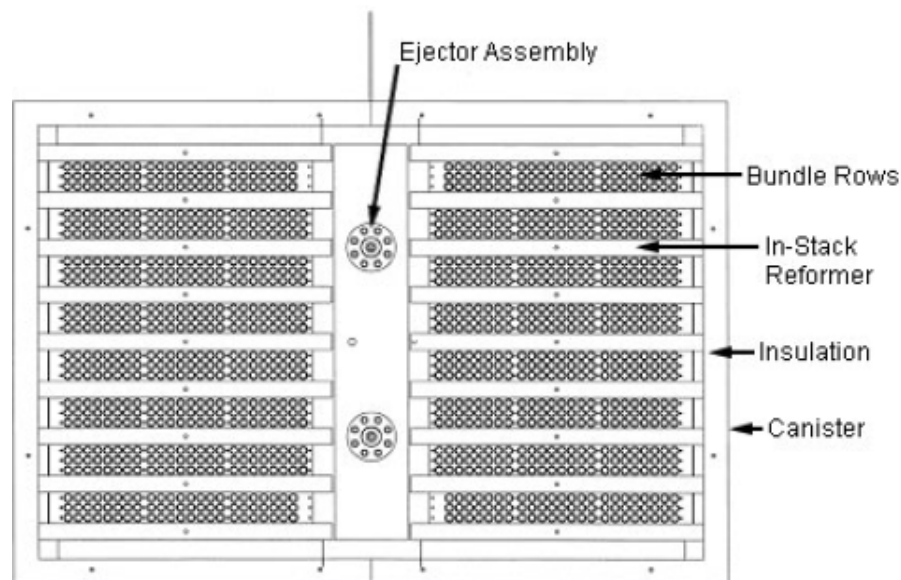


Abbildung 4-5: Tubulare Bauform eines Brennstoffzellenstacks [Siemens Westinghouse]

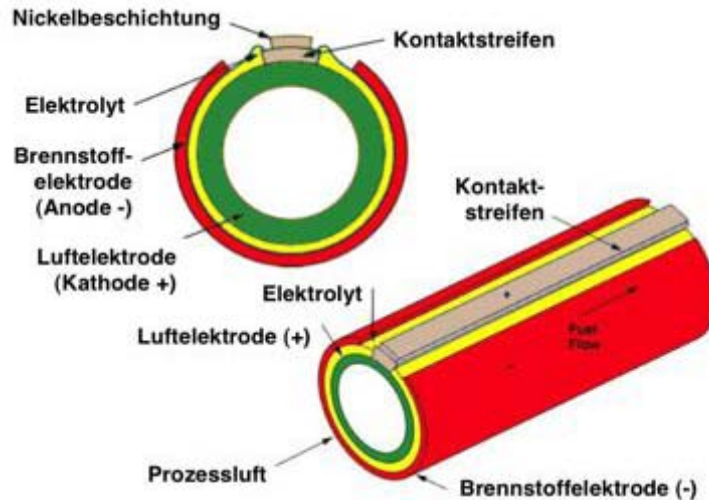


Abbildung 4-6: Tubularer Bauform einer SOFC-Zelle [Siemens Westinghouse]

Um Luft bzw. Sauerstoff im Betrieb zum geschlossenen Ende der Kathodenröhre zu zuführen, werden weitere kleinere konzentrisch angeordnete Röhren in die Kathodenröhren eingeführt. Dadurch strömt die Luft bzw. der Sauerstoff vom geschlossenen Ende beginnend zum offenen Ende hin entlang der Kathodenröhre. Gleichzeitig wird an der Anodenschicht von außen der Brennstoff zugeführt.

Vorteile der tubularen Zellenform (Abbildung 4-6) sind unter anderem die geringe thermische Spannungen und der niedrige Dichtungsanforderungen.

Nachteile hingegen sind die langen Ladungsträgerwege, die geringe Leistungsdichte und die hohe Materialaufwand und die damit entstehende Kosten.

4.5.1.2 Planare Bauform

In der planaren Bauform liegen die Schichten von Kathode, Elektrolyt und Anode übereinander. Diese Anordnung wird auch als Flachzellenkonzept genannt. Die Schichten werden untereinander durch bipolare Platten (Interkonnektoren) getrennt. Sie bilden die elektrische Verbindung zwischen Anode und Kathode sowie die Aufgabe der Zufuhr - durch eingelassene Kanäle - des gasförmigen Brennstoffes (Abbildung 4-7).

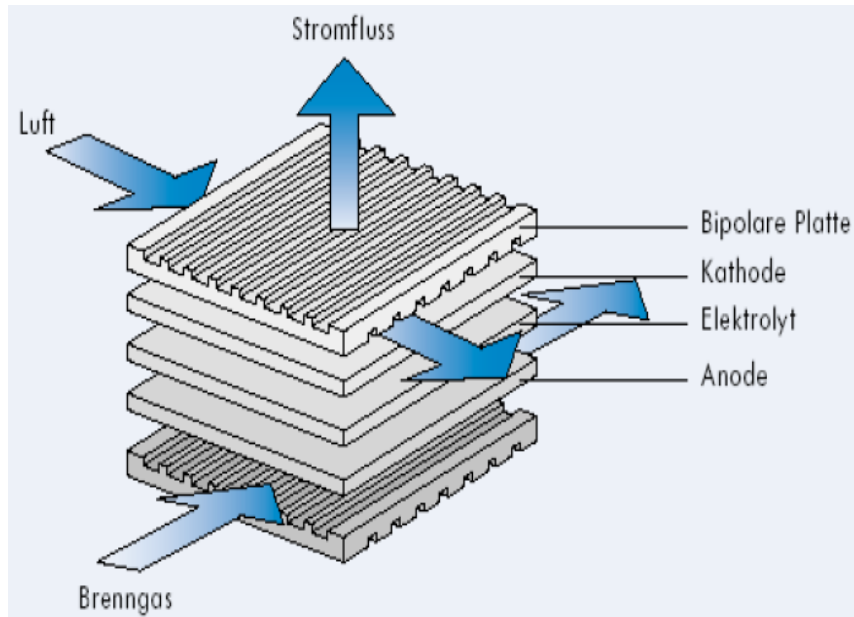


Abbildung 4-7: Planarer Aufbau einer SOFC-Zelle [Siemens Westinghouse]



Abbildung 4-8: SOFC-Stack in planarem Aufbau [FZ Jülich]

Anders als bei der tubularen Bauform, wo der Brennstoff nur in einer Richtung läuft (von innen nach außen entlang der Röhren), werden bei dem planaren Aufbau drei verschiedenen Brennstoffflussrichtungen unterschieden.

Bei dem „Co flow“-Konzept fließen das Brenngas und die Luft bzw. der Sauerstoff gemeinsam in die gleiche Richtung. Den Begriff „Cross flow“ verwendet man hingegen, wenn die Gase senkrecht zueinander fließen. Bei „Counter-flow“ haben die Gase entgegengesetzte Flussrichtungen.

Auch die mechanische Konstruktion der Zellenstruktur wird bei der planare Bauform unterschieden. Die SSE (Self Supported Electrolyte) auch als elektrolytgestützte Brennstoffzelle besitzt eine dünnere Anoden- und eine dickere Elektrolytschicht. Die ASE (Anode Supported Electrolyte) auch anodengestützten Brennstoffzelle besitzt im Vergleich zum SSE eine dickere Elektrolyt- und eine dünnere Anodenschicht.

Die Arbeitstemperatur liegt bei der SSE bei etwa 800 bis 1000 °C mit einer Leistungsdichte von etwa 150 bis 200 mW/cm². Diese hohe Temperatur ist notwendig für eine höhere Leistungsdichte und einen niedrigeren Innenwiderstand des Elektrolyten.

Die Betriebstemperatur bei der ASE liegt bei etwa 750 bis 800 °C und die erreichte Leistungsdichte bei 600 bis 800 mW/cm². Diese niedrige Arbeitstemperatur wird von der strukturelle Veränderung der Plattenanordnung, die eine dünnere Elektrolytschicht und damit wenige Verluste hervorgerufen [85].

Vorteile der planaren Zellenform sind die hohe flächenbezogene Leistungsdichte und die vergleichsweise einfache Fertigung.

Nachteile sind hingegen die aufwändige Dichtungsmaßnahmen und die Anfälligkeit an thermische Spannungen.

4.5.1.3 Monolithische Bauform

Die monolithische Bauform entspricht prinzipiell der planaren Bauart mit dem Unterschied, dass die Anordnung der drei Schichten (Kathode, Elektrolyt und Anode) eine wellenförmige Struktur ergibt (Abbildung 4-9).

Im Gegensatz zu der planaren Struktur, fließt die Luft- bzw. Sauerstoff in die von der Kathodenschicht umschlossenen Kanäle, während der Brennstoff in die von der Anodenschicht umschlossenen Kanäle zugeführt wird.

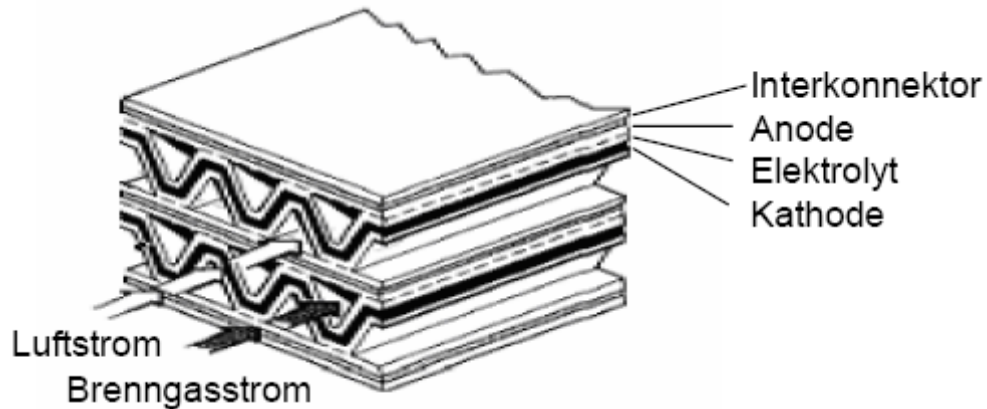


Abbildung 4-9: Monolithischer Aufbau einer SOFC-Brennstoffzelle [Siemens Westinghouse]

Der Vorteil der monolithischen Zellenform ist die hohe volumenbezogene Leistungsdichte und der Nachteil ist hingegen die aufwändige Fertigung.

4.5.1.4 Abgeflachte Röhrenform

Basis dieser Flachröhrenform ist das auf die Kathodenröhre gestützte Konzept in, dem der Elektrolyt und das Anodenmaterial analog zur ursprünglichen Röhre in dünnen Schichten aufgebracht werden (Abbildung 4-10).

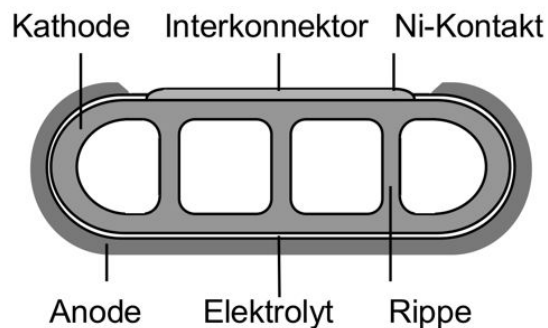


Abbildung 4-10: SOFC-Zelle in abgeflachte Röhrenform [Siemens Westinghouse]

Vorteile der abgeflachten Röhrenform sind die hohe volumenbezogene Leistungsdichte, die geringen thermische Spannungen, der geringe Dichtungsaufwand und die niedrige ohmsche Verluste hervorgerufen durch die innere Einteilung in mehrere Röhren.

Nachteil hingegen ist vor allem die aufwändige Fertigung.

4.6 Brennstoffe

Neben dem Wasserstoff, sind auch verschiedene andere Brennstoffe für den Betrieb von Brennstoffzellen geeignet [39].

4.6.1 Erdgas

Das Erdgas (CH_4) ist eine geeignete Übergangslösung für die Ablösung des Erdöls dank vorhandener flächendeckender Infrastruktur des Gasleitungsnetzes. Ein direkter Einsatz des Erdgases ist zwar möglich, jedoch nur bei Hochtemperatur-Brennstoffzellen, in denen interne Reformer vorhanden sind und das entstehende CO_2 teilweise verbrannt wird.

Die Aufbereitung von Erdgas nach Abbildung 4.11 ist notwendig, um den Brennstoff den unterschiedlichen Zellentypen zuführen zu können.

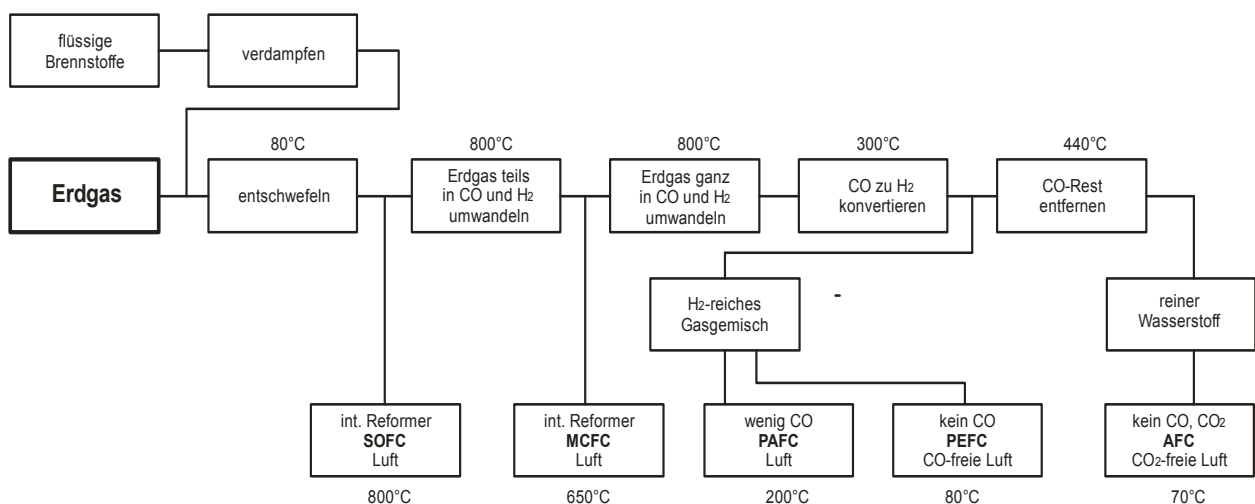


Abbildung 4-11: Brennstoffaufbereitung von Erdgas

Der Einsatz in Niedertemperatur-Brennstoffzellen ist nur möglich, wenn zuvor das Methan im Reformer in Wasserstoff und Kohlendioxid getrennt wurde.

Erdgas gilt als primär fossiler Energieträger und ist international bezeichnet mit CNG³⁹ in Gasform und LNG⁴⁰ in Flüssigform. Die Vorräte sind begrenzt und die Nutzung belastet die Umwelt ebenso wie Erdöl. Aber die gesammelten Erfahrungen mit Erdgas liefern einen Beitrag zur späteren Nutzung des Wasserstoffes.

³⁹ CNG: Compressed natural gas

⁴⁰ LNG: Liquefied natural gas

4.6.2 Flüssiggas

Flüssiggas, auch „Autogas“ genannt, wird international als LPG⁴¹ bezeichnet. Um in Brennstoffzellen eingesetzt werden zu können, muss es wie Erdgas zuerst reformiert werden. Hauptbestandteile sind zum einen Propan und Butan, die Kohlenwasserstoff-Verbindungen aufweisen, und zum anderen Propen und Buten, die begrenzt im Gemisch vorkommen. LPG ist schwerer als Luft, weswegen es im Fall einer Freisetzung nach unten sinkt im Gegensatz zu Wasserstoff oder Erdgas.

4.6.3 Methanol

Früher als Methylalkohol bezeichnet, ist Methanol (CH_3OH) bei Zimmertemperatur flüssig und wird hauptsächlich bei Direktmethanol-Brennstoffzellen eingesetzt. Er kann aus jeder Kohlenstoff-Quelle gewonnen werden und wird heute vorwiegend aus Erdgas erzeugt. Methanol wäre eine ernsthafte Alternative zum Wasserstoff, wenn es seine schlechte Abbaubarkeit im Grundwasser nicht gäbe. Solange dieses Problem nicht gelöst ist, wird ein großflächiger Einsatz als zukünftiger Brennstoff nicht möglich.

4.6.4 Biogas

Biogas ist ein Gemisch, bestehend hauptsächlich aus Methan und Kohlenstoff-Dioxid sowie Wasserdampf, Ammoniak, Sauerstoff und Schwefelwasserstoff. Es entsteht beim Abbau von organischen Substanzen in einem Vergärungsprozess. Da die Technologie der Biogas-Brennstoffzellen noch in der Erprobung steckt, kommen bisher nur Hochtemperatur-Brennstoffzellen mit vorgeschalteten Reformern zum Einsatz.

4.7 Vor- und Nachteile der Brennstoffzelle

Die Brennstoffzelle wird Anhang der betrachtete SOFC-Technologie mit anderen Energieumwandlersystemen verglichen. Jedoch werden die allgemeine Vor und Nachteile der Brennstoffzelle gegenüber den bereits etablierten Systemen aufgelistet.

⁴¹ LPG: Liquefied petroleum gas

4.7.1 Vorteile der Brennstoffzelle

Zusätzlich zu Vorteile die in Tab. 4-1 dargestellt wurden, sind Brennstoffzellen geräusch-, wartungs-, und schadstoffarm. Sie sind umweltschonend und liefert hohe Wirkungsgrade. Viele Entwicklungspotentiale sind in diesem Gebiet noch vorhanden.

4.7.2 Nachteile der Brennstoffzelle

Nachteile sind hingegen die notwendige Weiterentwicklungen, die hohe Kosten und Regelungsaufwände. Auch der langsame Kaltstart und die fehlende Infrastruktur der Brennstoffzellen sind als Nachteile zu erwähnen.

4.8 Anwendungen der Brennstoffzelle

Im Gegensatz zu konventionellen Systemen deckt die Brennstoffzelle viele Einsatzgebiete ab, die im Rahmen dieser Arbeit nicht behandelt werden. Es sind die Mini-Brennstoffzelle für kleine Geräte wie Kamera, mobile Telefone, Notebook usw. Neben den kleinen Anwendungen sind stationäre Einsätze von Brennstoffzellen von großer Bedeutung, wie Kraftwerke und dezentrale Hausenergieversorgungen. Auch mobile Anwendungen, die heute weit verbreitet sind, tragen dazu bei, die Weiterentwicklung der Brennstoffzelle voran zu treiben (Abbildung 4-12).

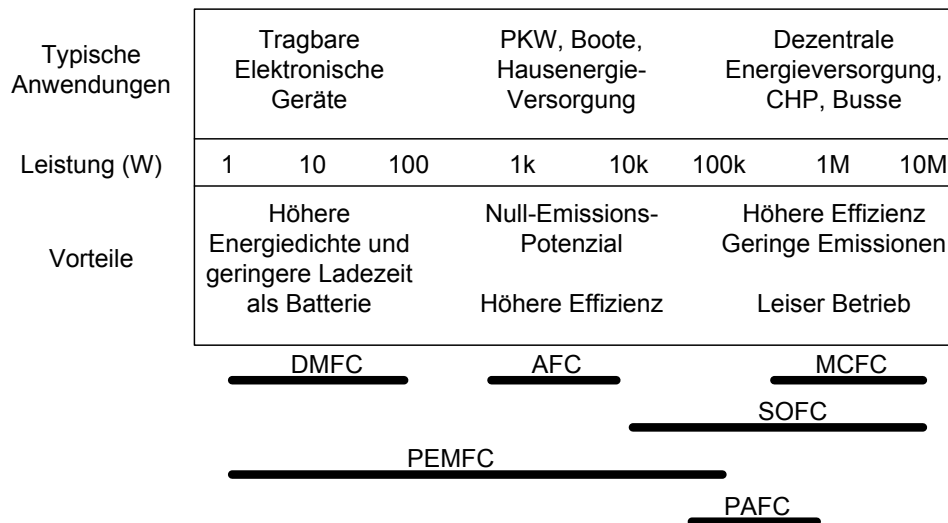


Abbildung 4-12: Leistungsklassen und Anwendungsgebiete verschiedene BZ-Typen

4.9 Wirkungsgrad der Brennstoffzelle

Beim direkten Vergleich der Brennstoffzelle mit der Verbrennungsmaschine wird nach Abbildung 4-13 festgestellt, dass die Brennstoffzelle einen höheren Wirkungsgrad bei Teillast erreicht als die Verbrennungsmaschine.

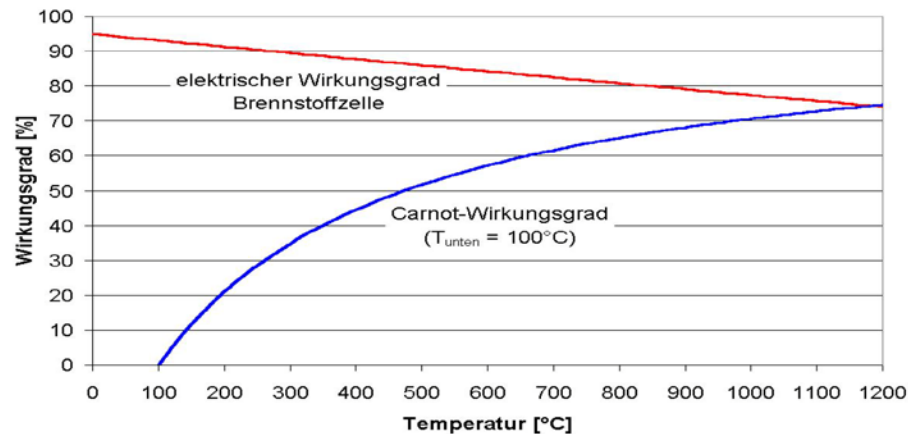


Abbildung 4-13: Wirkungsgradvergleich zwischen Carnot-Prozess und Brennstoffzelle

4.10 Weiterentwicklungen

Die Weiterentwicklung der Brennstoffzelle liegt im Zusammenspiel aller Komponenten der Energiekette (von der Quelle bis zum Verbraucher). Neben den technischen Anforderungen an der Systemhardware (Verkleinerung der Komponenten bei gleichzeitiger Erhöhung der Leistungsdichte) werden u. a. die Anhebung der Lebensdauer und des Wirkungsgrades vorangetrieben [46]. Generell müssen die Kosten noch weiter reduziert werden.

Um eine zukünftige Wasserstoff-Wirtschaft zu gewährleisten, muss noch die notwendige Infrastruktur (Erzeugung, Transport und Speicherung des Brennstoffs) aufgebaut werden.

4.11 Klimatische Auswirkungen

Das Thema „Wasserdampf-Bildung“ wurde bis jetzt bei der Betrachtung des Klimawandels nicht berücksichtigt (Kap. 2). Wasserdampf ist häufig in der Atmosphäre als klimarelevantes Gas vorhanden, aber ist klimainaktiv gegenüber dem Kohlen-Dioxid (CO₂).

Bei einer zukünftigen Wasserstoff-Wirtschaft würde ein gesteigerter Wasserdampf-Ausstoß in die Umwelt nur im Promillebereich der natürlichen Emissionen liegen.

Nach heutigen Abschätzungen eines gesteigerten Wasserstoff-Ausstoßes in die Umwelt würde keine relevante Veränderungen in der Wasserstoff-Bilanz der Atmosphäre verursachen. Jedoch

wird, wegen unzureichender Kenntnisse der chemischen Reaktionen in der Atmosphäre, weiter geforscht.

4.12 BHKW mit der Brennstoffzelle

Die Nachteile der BHKW mit Otto- und Dieselmotoren werden mit dem Einsatz der Brennstoffzelle anstatt des Motors maßgeblich reduziert. Brennstoffzellen-BHKW sind umweltfreundlich und verhältnismäßig leise.

Abhängig vom Brennstoff (Erdgas, Wasserstoff, etc.) und Brennstoffzellenart (Niedrigtemperatur oder Hochtemperatur) wird der Brennstoff vor dem Zufuhr im Brennstoffzellen-Stack vorbereitet. Wenn kein reiner Wasserstoff notwendig ist (z.B. AFC), entfällt der Einsatz des Reformers nach Abbildung 4-14. Bei Einsatz von Hochtemperatur-Brennstoffzellen (z.B. SOFC und MCFC) kann das Erdgas beispielsweise direkt ohne Reformier verbraucht werden.

Nach Brennstoffzellentyp wird mehr oder wenig thermische Energie erzeugt. Sie entsteht zum einen durch Wärmeabgabe als Ausgleich der Entropieänderung im theoretisch reversiblen Brennstoffzellen-Prozess und zum anderen durch ohmsche Verluste und katalytische Oxidation nicht umgesetzte Brennstoffe.

Die elektrische Energie wird mittels des Wechselrichters für die Netzeinspeisung umgewandelt. Der erzeugte Strom wird zuerst für den eigenen Verbrauch des Brennstoffzellensystems und danach für die Deckung des Hausverbrauchs gebraucht. Die restliche Energie wird danach ins Netz gegen Vergütung eingespeist.

Falls der maximale Wärmebedarf mit der Brennstoffzelle nicht produziert werden kann, kann ein zusätzlicher Brenner zugeschaltet werden. Die überflüssige Wärme wird dann in Wärmespeichern gespeichert.

SOFC-Brennstoffzellen-Kraftwerke

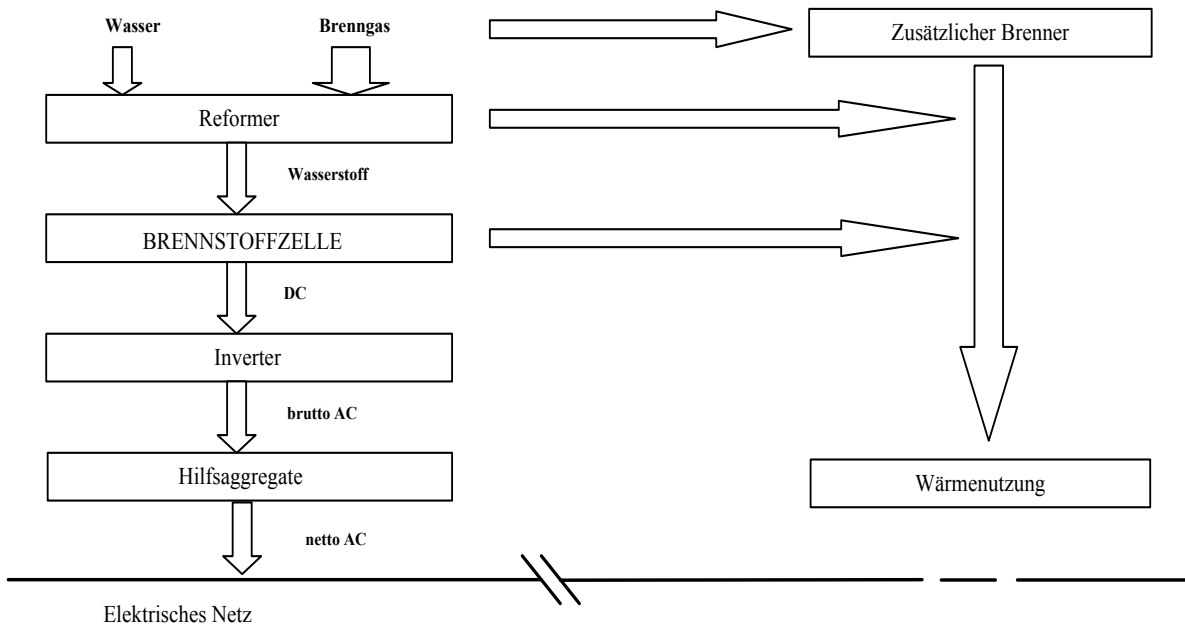


Abbildung 4-14: Blockschaltbild eines Brennstoffzellen-BHKW

Bei hohen Leistungen (Megawatt-Bereich) kann die Abwärme der Hochtemperatur-Brennstoffzellen (Abbildung 4-15) Dampfturbinen (Dampf-Turbinenantrieb) antreiben, die an Generatoren gekoppelt sind. Somit wird der elektrische Wirkungsgrad verbessert. Auch die Kopplung mit Gasturbinen (Gas-Turbinenantrieb) oder Dampf- und Gasturbinen (GuD-Turbinenantrieb) ist möglich, wird aber im Rahmen dieser Arbeit nicht behandelt.

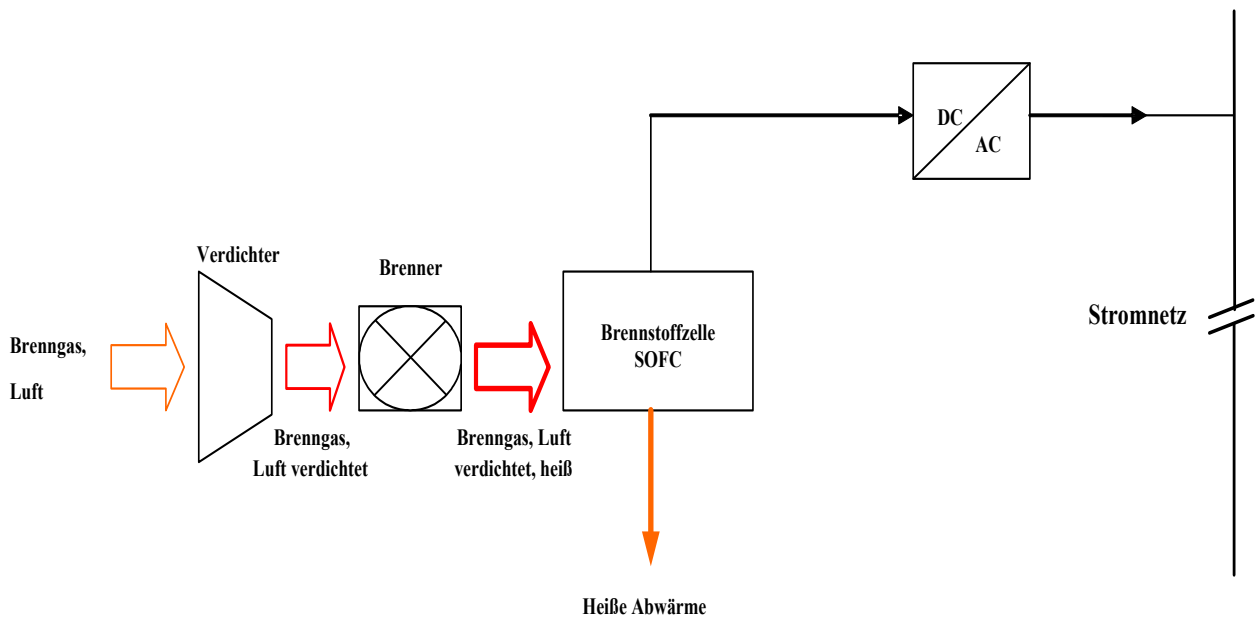


Abbildung 4-15: Blockschaltbild eines Hochtemperatur-Brennstoffzellen-BHKW

4.12.1 BHKW-Wärmespeicher

Die Produktion der elektrischen Energie setzt deren unmittelbare Nutzung voraus. Die thermische Energie (Wärme) lässt sich dagegen mit einem temperatur-absorbierenden Massenelement speichern. Die einfache Form der Speicherung ist ein thermisch isolierter Wassertank.

Bei großen Mengen werden hingegen saisonale Wärmespeicher, die mehrere tausend Kubikmeter Wasser speichern können, verwendet.

Eine andere Form der Speicherung ist die Verwendung von ausgedienten Schachtanlagen von Bergwerken, die allerdings nachteilig sind, da bedingt die durchnässten Isolierschichten Verluste verursachen.

Im Haushaltbereich werden Heißwasserwärmespeicher, die sowohl für die Bevorratung als auch für die Pufferung des Heißkreises eingesetzt werden benutzt. Diese Speicher sind neuartige Druckbehälter aus glasfaserverstärkte Kunststoff (GFK), die die Wärmeverluste reduzieren. Der Aufbau weist einem zwei tragenden GFK-Schalen und dazwischen einem Dämmschichtkonzept aus PUR⁴²-Hartschaum aus.

⁴² PUR: Polyurethan

5 Netzanbindung der Brennstoffzelle an das Drehstromnetz

Bisher hatten regionale Stromnetze die Aufgabe, die in zentralen Großkraftwerken erzeugte Energie zu den Verbrauchern in Wohn- und Industriegebiete zu transportieren. Mit der Entwicklung der dezentralen Energieerzeugung wird mehr und mehr Energie vor Ort erzeugt und gebraucht. Das führt dazu, dass bisherige Verbraucher zu Einspeisern und bisherige Verteilernetze zu Einspeisernetzen werden [53].

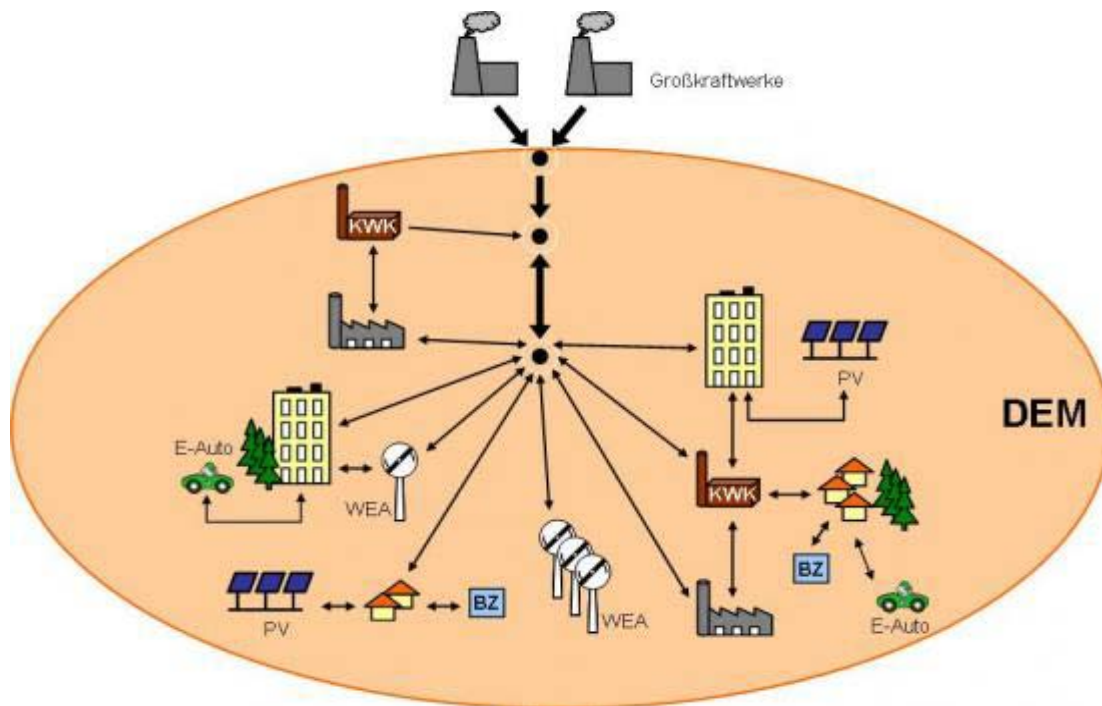


Abbildung 5-1: Dezentrales Energiemanagement (DEM) [Universität Paderborn]

5.1 Definition

Verschiedene Definitionen der dezentralen Energieversorgung werden in mehrere Literaturen dargelegt. Allgemein in der Elektrotechnik ist vom dezentralen System die Rede, wenn die räumliche Entfernung der Quelle (z.B. Umrichter) zum Verbraucher (z.B. Motor) gering ist. In der Elektrizitätswirtschaft werden dezentrale Stromerzeugungsanlagen (DEA) wie BHKW⁴³, Windkraftanlage, kleine Wasserkraftwerke, Biogasanlage, Fotovoltaikanlage und Brennstoffzellenanlage beispielsweise in Wohn- und Industriegebiete zur Deckung des eigenen

⁴³ BHKW: Blockheizkraftwerk

Energiebedarf eingesetzt, auch wenn die überflüssige Energie ins Netz zurückgespeist wird. Wenn keine Rückkopplung zum öffentlichen Stromnetz besteht, werden diese dezentralen Stromerzeugungsanlagen in Inselbetrieb betrieben [90].

Als weiteres Definitionskriterium der dezentralen Energieversorgung wird der Anschlusspunkt der Energieerzeugungsanlage in Betracht genommen. Aus der Elektrizitätsversorgungssicht speisen zentrale Energieversorger (Kohlekraftwerke, Kernkraftwerke, etc.) die elektrische Energie direkt ins Hochspannungsnetz, dezentrale Kraftwerke in die Mittel- oder Niederspannungsebene (Abbildung 5-1).

Eine dritte Definition berücksichtigt hingegen die Höhe der installierten Leistung (Abbildung 5-2).

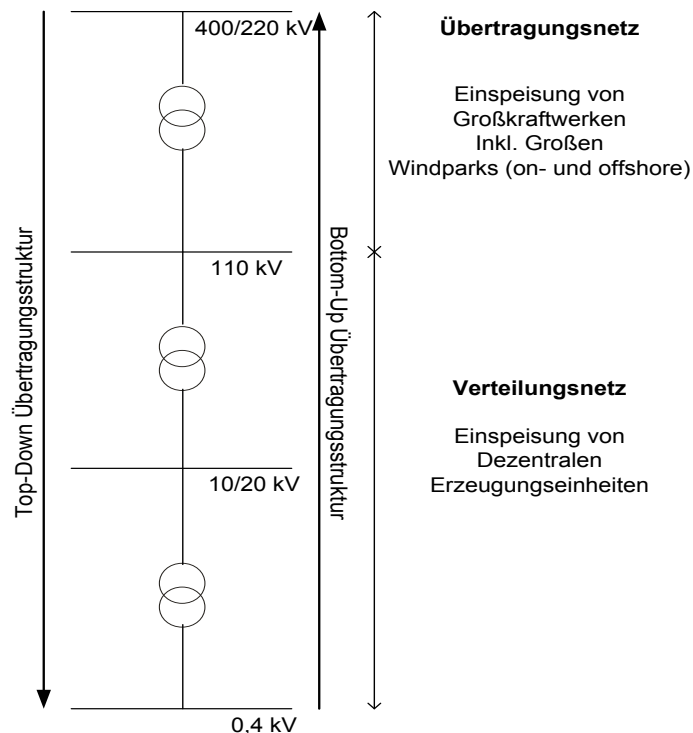


Abbildung 5-2: Prinzip der elektrischen Energieerzeugung und -verteilung

Viele kleine dezentrale Anlagen, konzentriert in einem Gebiet, bilden einen Energiepark, was auch als zentrale Energieerzeugung benannt werden kann, da die gesamte installierte Leistung höher als die von einer einzelnen Anlage ist. Die produzierte Energie wird meistens direkt ins Hochspannungsnetz eingespeist und der Energiepark arbeitet in Netzparallelbetrieb [45].

Häufig werden zentrale Anlage von elektrischen Energieerzeugungsunternehmen (z.B. RWE, EON, Vattenfall und EnBW) betrieben und die dezentrale Anlagen von privaten Personen oder Gemeinden.

5.2 Anforderungen

Ziel der dezentralen Energieversorgungssysteme ist – neben der Nutzung der erneuerbarer Energien und mit verbrauchernaher Energieerzeugung vor allem – eine wirtschaftliche Alternative zur fossilen Brennstoffe zu ermöglichen. Dafür sind bestimmten Kriterien, die einen sicheren, störungsfreien wie auch wirtschaftlich sinnvollen Betrieb der Anlage gewährleisten müssen, unvermeidbar. Das sind unter anderen die Netzstabilität, das Spannungsniveau, die Blindleistungskompensation sowie die Strom- und Spannungsqualität.

Grundlegend für die Beurteilung eines Netzanschlusses sind immer das Verhalten der anzuschließenden Erzeugungsanlage an dem Netzanschlusspunkt sowie die allgemeine Versorgung im Netz. Die Einspeiseleistung (Anschlusswirkleistung P_A) und die maximale Scheinleistung der Erzeugungsanlage S_{Amax} bzw. die Anschlussscheinleistung S_{AV} werden nach Stellung des Netzanschlussantrages des Anschlussnehmers vom Netzbetreiber netztechnisch geprüft. Hierfür ermittelt der Netzbetreiber den geeigneten Netzanschlusspunkt [8].

5.2.1 Spannung

Das Einschließen eines dezentralen Energieerzeugers ins Stromnetz erfordert ein vorgegebenes Spannungsniveau. Diese Spannung muss im gesamte Leitungs- und Versorgungsbereich die vorgegebenen Grenzwerte einhalten und darf nach DIN EN 50160 [28] folgenden Grenzwert nicht überschreiten:

$$\Delta u = +/-10\% \quad (5-1)$$

Jedoch kann der Netzbetreiber bei Sonderfällen abweichende höhere oder niedrigere Grenzwerte erlauben, wenn die örtlichen Netzverhältnisse es zulassen.

Die zulässige Spannungsänderung Δu von allen Erzeugungsanlagen mit Anschlusspunkt an einem Verknüpfungspunkt darf im ungestörten Betrieb den Wert von 3 % nicht überschreiten [8].

Bei schaltbedingte Spannungsänderung am Netzanschlusspunkt darf die Erzeugungsanlage der Betrag der relativen Spannungsänderung d bei einer bekannten Schalthäufigkeit nicht überschreiten. Diese schaltbedingte Spannungsänderungen dürfen nicht den Wert von 2 % überschreiten und dabei nicht häufiger als einmal in 3 Minuten geschaltet werden.

Bei Abschaltung mehrerer Erzeugungsanlagen an einem Netzanschlusspunkt ist die Spannungsänderung an jedem Netzknoten auf maximal 5 % begrenzt [8].

5.2.2 Oberschwingungen

Oberschwingungsströme verursachen eine Verzerrung der Netzspannung und entstehen, wenn nichtlineare Lasten, wie z.B. Sanft-Anlasser, drehzahlgeregelte Antriebe, Computer, elektronische Geräte, unterbrechungsfreie Stromversorgung, Schweißgeräte, elektronische Beleuchtung und vorwiegend getaktete Erzeugungsanlagen, an das Stromnetz angeschlossen werden.

Die Summe der Oberschwingungsströme dürfen nicht die vorgegebenen Grenzen nicht überschreiten (Tab. 5-1).

5.2.2.1 Grenzwerte

Unzulässige hohe Oberschwingungen können Betriebsmitteln wie Transformatoren, Kabeln, Generatoren und Kondensator zusätzlich erwärmen und den normalen Betrieb beeinflussen [49]. Die vorgegebenen Grenzwerte werden nach dem Norm EN 61000-3-2 bestimmt [7].

Die insgesamt an einem Verknüpfungspunkt zulässigen Oberschwingungsströme ergeben sich aus der Tab. 5-1 multipliziert mit der Kurzschlussleistung am Verknüpfungspunkt:

$$I_{vzul} = i_{vzul} \cdot S_{kV} \quad (5-2)$$

Wenn mehrere Anlagen an diesem Verknüpfungspunkt angeschlossen sind, dann sind die zulässigen Oberschwingungsströme durch Multiplikation mit dem Verhältnis der Anschussscheinleistung S_A der Anlage zur den geplanten gesamten Einspeisleistung S_{Gesamt} am diesen Verknüpfungspunkt.

$$I_{vAzul} = I_{vzul} \cdot \frac{S_A}{S_{Gesamt}} = i_{vzul} \cdot S_{kV} \cdot \frac{S_A}{S_{Gesamt}} \quad (5-3)$$

Bei Anlagen mit gleichen Erzeugungseinheitstypen kann die Anschlussscheinleistung aus der Summe der einzelnen Bemessungsscheinleistungen der einzelnen Erzeugungseinheiten definiert werden.

$$S_A = \sum S_{rE} \quad (5-4)$$

Tab. 5-1: Zulässige Oberschwingungsströme nach EN 61000-3-2

| Ordnungszahl | Zulässiger, bezogener Oberschwingungsstrom $i_{v,\mu \text{ zul}}$ in A/MVA | | |
|-------------------|---|--------------|--------------|
| | 10-kV-Netz | 20-kV-Netz | 30-kV-Netz |
| 5 | 0,058 | 0,029 | 0,019 |
| 7 | 0,082 | 0,041 | 0,027 |
| 11 | 0,052 | 0,026 | 0,017 |
| 13 | 0,038 | 0,019 | 0,013 |
| 17 | 0,022 | 0,011 | 0,07 |
| 19 | 0,018 | 0,009 | 0,006 |
| 23 | 0,012 | 0,006 | 0,004 |
| 25 | 0,01 | 0,005 | 0,003 |
| 25 < v < 40 (1) | 0,01 x 25/v | 0,005 x 25/v | 0,003 x 25/v |
| geradzahlige | 0,06/v | 0,03/v | 0,02/v |
| $\mu < 40$ | 0,06/ μ | 0,03/ μ | 0,02/ μ |
| $\mu, v > 40$ (2) | 0,18/ μ | 0,09/ μ | 0,06/ μ |

(1) ungeradzahlig

(2) ganzzahlig und nicht ganzzahlig innerhalb einer Bandbreite von 200 Hz

Auf die Netzkurzschlussleistung bezogene zulässige Oberschwingungsströme und Zwischenharmonischenströme I_μ , die insgesamt in das Mittelspannungsnetz eingespeist werden dürfen.

5.2.2.2 Maßnahmen

Maßnahmen zur Reduzierung der Oberschwingungen sind u.a. der Einsatz von abgestimmten Passivfiltern und externen Aktivfiltern.

5.2.3 Vor- und Nachteile

Dezentrale Energieerzeugungssysteme haben vorwiegend einen ökologischen Vorteil gegenüber den konventionellen fossilen Energieträgern, da die fast keine CO₂ Emissionen verursachen [101].

Als Nachteile hingegen sind die Verfügbarkeit und Regelfähigkeit der dezentralen Energieerzeuger. Ohne Speichermöglichkeiten können sie nicht an der Netzregelung teilnehmen.

5.3 Virtuelles Kraftwerk

Hinter dem Begriff „virtuelles Kraftwerk“ verbirgt sich eine intelligente Zusammenschaltung von verschiedenen kleinen, dezentralen Stromerzeugern und Verbrauchern zu einem Verbund (Abbildung 5-3 und Abbildung 5-4) [61].

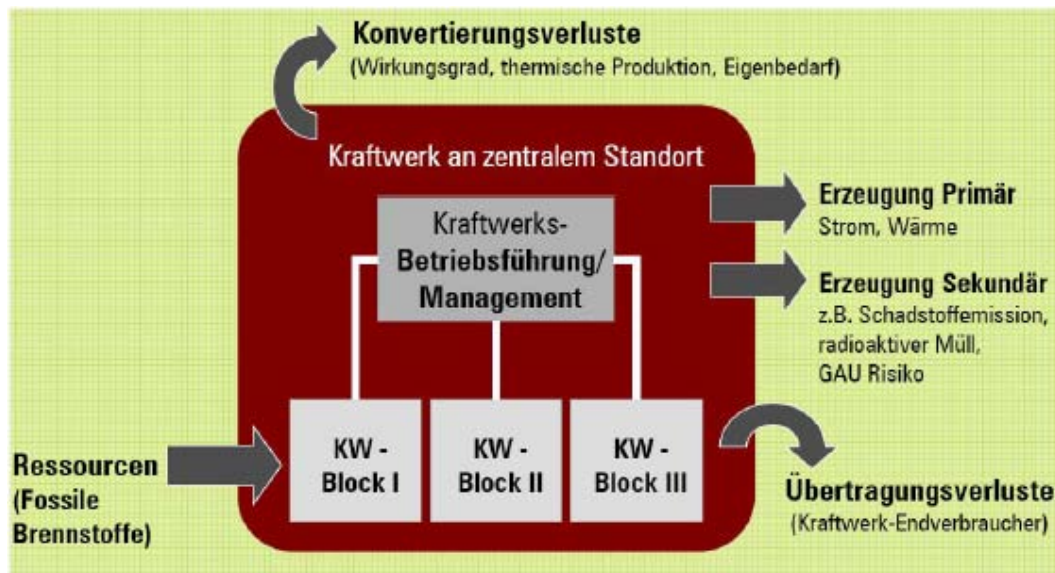


Abbildung 5-3: Konventionelle Kraftwerk [Natcon7 GmbH]

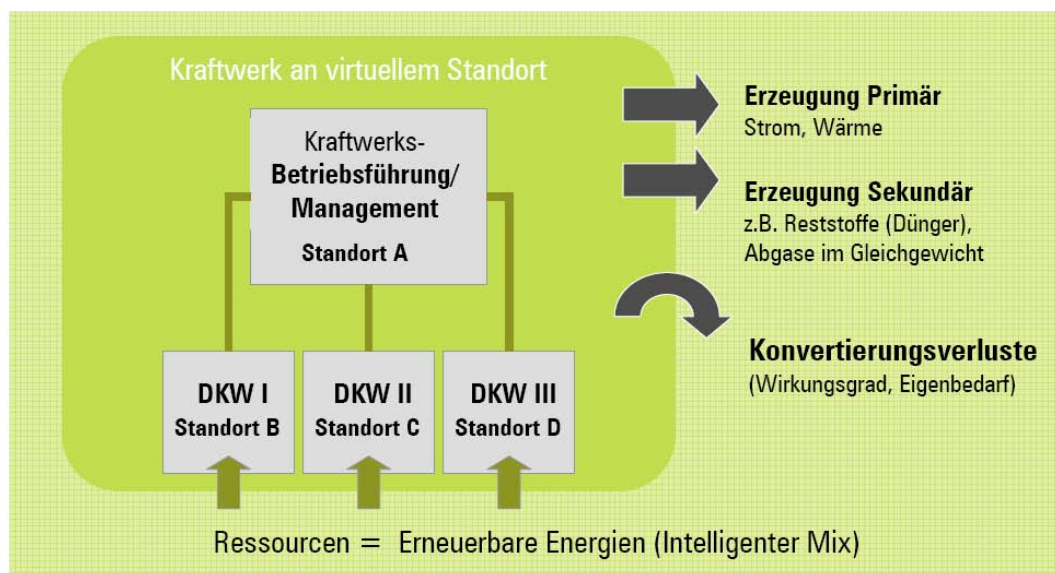


Abbildung 5-4: Virtuelles Kraftwerk [Natcon7 GmbH]

5.3.1 Ziele

Angesichts der Klimawandel-Problematik nach Kap. 2 wird nach neuen Lösungen für die Erzeugung und Nutzung regenerativer Energie, ohne die Umwelt mit Treibhausgasen zu belasten, gesucht. Das führt zu einer Dezentralisierung der aktuellen Energieversorgungsstruktur.

Dezentrale Energieerzeuger haben zum Teil starke schwankende Charakteristiken und können nicht unkoordiniert in vorhandene Netzstrukturen eingebunden werden.

Ziel des „virtuellen Kraftwerks“ ist damit, die Nutzung der konventionellen Kraftwerke – zumindest für Stadtwerke, Genossenschaften oder Kommunen – effizient und wirtschaftlich schrittweise zu ersetzen. Somit bekommt die dezentrale Energieerzeugung einen Kraftwerkscharakter.

Um die Versorgungssicherheit aus Verbraucher-Sicht zu garantieren, müssen die drei folgenden Aspekte berücksichtigt werden:

- die zuverlässige Bereitstellung von Strom
- die Planbarkeit der Stromerzeugung und
- die Liefersicherheit des Stroms

5.3.2 Anforderungen

Die Grundlage der Realisierung eines virtuellen Kraftwerkes ist die Kooperation der einzelnen dezentralen Energieerzeuger. Die aufgestellten Erzeuger und Verbraucher müssen mittels moderner Informationstechnologie ferngesteuert werden. Für die Information, Kommunikation und Vernetzung können aktuelle Technologiemöglichkeiten eingesetzt werden wie zum Beispiel die Echtzeitsteuerung durch Funkrundsteuerung oder der Zugriff auf interne Anlagendaten über ISDN oder Internetverbindung [61]. Die Herausforderung liegt darin, Strombedarf und -angebot aufeinander abzustimmen. Die übergeordnete zentrale Steuerung des Energieunternehmens kann die Kommunikation zwischen einzelnen dezentralen Energieerzeugern übernehmen. Auch die Implementierung eines geeigneten Regelungsschemas in den einzelnen dezentralen Energieerzeugern kann zur besseren Nutzung des Netzwerkes beitragen. Weiterhin sind Dienstleistungen zur Netzstabilisierung durch Spannungsformerhaltung und die Blindleistungsbereitstellung. Dafür bereiten die Hersteller von dezentralen Energieerzeugern eine Kommunikationsschnittstelle vor, über die der Netzbetreiber Zugriff auf die Anlage hat.

5.3.3 Problematik

Nachteile der Umsetzung des virtuellen Kraftwerks sind u.U. die zusätzlichen Installationen für z.B. Übermittlung der Anlagendaten und auch für die Transaktionskosten für Lieferung und Abrechnung der Energie [61].

Auch Netzanforderungen aufgrund der Ausgleichsregelungen verschiedener dezentraler Erzeugungsanlagen werden bei verzweigten Einspeisungen komplizierter [10].

Angesichts von Problemen der Kommunikationsmöglichkeit zwischen den dezentralen Energieerzeugern und den Netzbetreiber, ist ein virtuelles Kraftwerk praktikabel nur wenn der Netzbetreiber auch gleichzeitig der Eigentümer der dezentralen Anlage ist [3].

5.3.4 Kommunikation

Hindernisse und Barriere der Umsetzung des virtuellen Kraftwerks sind u.U. die zusätzlichen Installationen für z.B. Übermittlung der Anlagendaten.

Die Realisierung eines virtuellen Kraftwerkes setzt eine Kommunikation zwischen den Netzbetreiber und der dezentralen Anlage voraus. Sie kann durch verschiedene Konzepte (Telefonnetz, Rundsteuerung [12], PLC⁴⁴, GSM bzw. UMTS [62] und BEMI⁴⁵ [9]) realisiert werden.

5.4 Brennstoffzellenerzeugungsanlage am Drehstromnetz

Es wird die Anbindung des Wechselrichters nach folgender Abbildung, gespeist von einem Brennstoffzellenaggregat, an das Drehstromnetz oder an Verbraucher, untersucht.

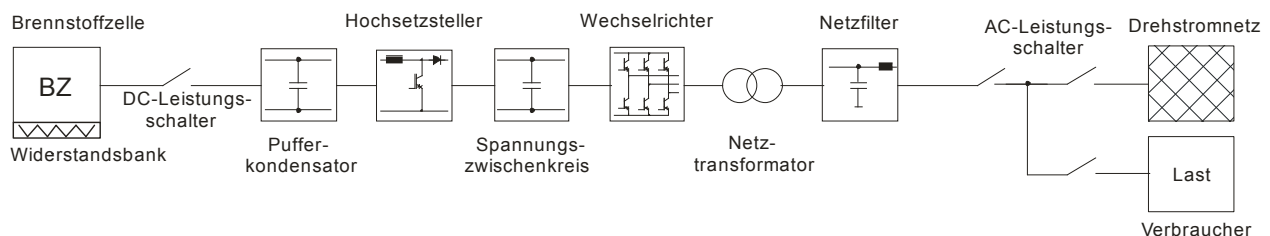


Abbildung 5-5: Blockschaltbild einer BZ-Anlage am Drehstromnetz (Netzparallelbetrieb) oder am Verbraucher (Inselbetrieb)

⁴⁴ PLC: Power Line Communication

⁴⁵ BEMI: Bidirectional Energie Management Interface

5.4.1 Brennstoffzellenwechselrichter als Spannungsquelle im Netzparallelbetrieb

Im Kapitel 6 wird der selbstgeführte Wechselrichter mit eingepprägtem Spannungszwischenkreis (U-WR) dargestellt. Mit einstellbarer Frequenz, Amplitude und Spannung gilt er als geeigneter Umrichter mit konstantem Spannungszwischenkreis für die Netzeinspeisung in das Drehstromnetz. Jedoch sind entsprechende Regelungs- und Überwachungsfunktionen im Wechselrichter integriert, die die Vorschriften und Anforderungen der Energieversorgungsbetreiber erfüllen. Um z.B. die gewünschte Sinusform des Netzstromes auch bei nicht sinusförmiger Netzspannung einzuhalten, wird nach der Art der Stromregelung unterschieden [54]. Zwei Regelungsverfahren können eingesetzt werden: die stromgesteuerte Stromregelung, auch als Hystereseregulung genannt und die spannungsgesteuerte Stromregelung (wie z.B. Stromregelung mit PWM-Verfahren).

Beim Netzparallelbetrieb ist Eine genaue Nulldurchgangserkennung des Wechselrichters die Voraussetzung für die Netzüberwachung (Abbildung 5-6: Nulldurchgang bei einer sinusförmigen Spannung

). Da eine Sinusspannung zwei Nulldurchgänge pro Periode besitzt, wird die Netzfrequenz aus dem Abstand zwischen den Nulldurchgängen gemessen. Der erste Nulldurchgang liegt bei t_1 (Zeitpunkt bei $t=0$) (Gleichung (5-5)) und der Zweite liegt bei t_2 (Gleichung (5-6)), nach einer halben Periode.

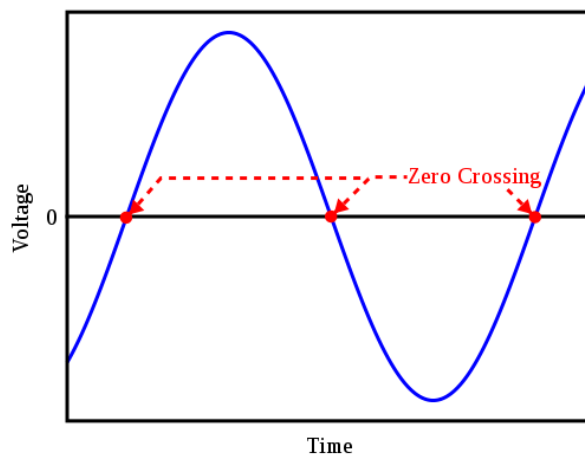


Abbildung 5-6: Nulldurchgang bei einer sinusförmigen Spannung

Nach einer vollen Periode findet der nächste Durchgang bei t_3 (Gleichung (5-7)) statt.

$$t_1 = t \quad (5-5)$$

$$t_2 = t + \frac{1}{2 \cdot f} \quad (5-6)$$

$$t_3 = t + \frac{1}{f} \quad (5-7)$$

Bei der Frequenzmessung durch Nulldurchgangserkennung hängt die Genauigkeit der Messung von der möglichst vielen Erkennung der Nulldurchgänge.

Weiterhin muss der Wechselrichter mit dem Netz synchronisiert werden. Dafür wird ein AC-Leistungsschalter benötigt. Beim Hochfahren des Wechselrichters sind die Zwischenkreiskondensatoren leer oder nicht vollständig aufgeladen. Damit liegt die Netzspannung höher als die Zwischenkreisspannung. Beim Zuschalten des AC-Leistungsschalters arbeitet der Wechselrichter nach Abbildung 5-7: Aufladung der Zwischenkreiskondensatoren durch Netz beim einphasigen Wechselrichter

zunächst als Gleichrichter. Die Zwischenkreiskondensatoren werden über die Ausgangsfilterdrossel und die Freilaufdiode der Wechselrichter-Ausgangsstufe bis zum Netzspannungsniveau aufgeladen. Dabei können hohe Ströme, welche die maximale Vorwärtsströme der Freilaufdiode überschreiten, fließen. Deswegen wird die Netzspannung über eine Netzspannungsmessung überwacht und mit der Zwischenkreisspannung verglichen. Sobald die Netzspannung das Spannungsniveau des Zwischenkreises erreicht hat wird der AC-Leistungsschalter über die übergeordnete Steuerung aufgeschaltet.

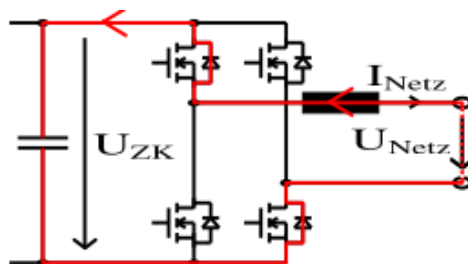


Abbildung 5-7: Aufladung der Zwischenkreiskondensatoren durch Netz beim einphasigen Wechselrichter

5.4.2 Brennstoffzellenwechselrichter im Inselbetrieb

BZ-Wechselrichter am Drehstromnetz können, im Gegensatz zu einer Last, nach einem Netzausfall weiter betrieben werden, um beispielsweise die eigenen Verbraucher mit elektrischer Energie weiter zu versorgen. Dadurch entsteht ein netzunabhängiger Betrieb auch Inselbetrieb genannt. Allerdings muss diese Inselnetzbildung vom System erkannt werden um z.B. das Servicepersonal des Netzbetreibers bei Reparaturarbeiten zu schützen.

5.4.2.1 Inselnetzbetrieb

Es wird nach zwei Arten von Inselbetrieb des Wechselrichters unterschieden: der feste und der temporären Inselbetrieb.

In **festem Inselnetzbetrieb** ist der Wechselrichter dauerhaft vom Netz getrennt und wird in diesem Fall mit einer festen sinusförmigen Spannung spannungsgesteuert. Der Strom folgt dabei der Impedanz der Verbraucher. Die abgegebene Leistung wird als reine Wirkleistung abgeführt und die Möglichkeit der Wärmenutzung bleibt dabei ungenutzt (z.B. beim Einsatz in wärme Regionen). Daher kann ein solcher fester Inselnetzbetrieb der Brennstoffzellenanlagen in kalten Regionen, nur in Kombination mit der effizienten Nutzung der Wärme-Kraft-Kopplung, ökologisch und ökonomisch sinnvoll sein.

Temporärer Inselnetzbetrieb liegt vor, wenn der am Netz angekoppelten Wechselrichter nach einem Netzausfall oder einer Netzsegmentabschaltung weiter betrieben wird. Dieser Zustand bleibt solange erhalten, bis das Netz wieder zu Verfügung steht. Die Wiederinbetriebnahme kann automatisch durch Erkennung der Netzzückkehr oder manuell erfolgen.

Wenn wichtige Verbraucher sicher versorgt werden müssen, wie bspw. im Medizinbereich, kann der Wechselrichter nach einem Netzausfall im USV⁴⁶-Betrieb weiter betrieben werden. Dabei ist sicherzustellen, dass die Leistungsaufnahme der Last nicht die momentane Wirkleistungsabgabe des Wechselrichters übersteigt.

⁴⁶ Unterbrechungsfreie Stromversorgung

5.4.2.2 Regelung

Im Netzbetrieb wird der Wechselrichter mit der spannungsgesteuerten Stromregelung wie im Abschnitt 5.4.1 erläutert betrieben. Im Inselbetrieb wird stattdessen die Spannungsgesteuerte Spannungsregelung mittels Pulsweitenmodulation eingesetzt. Der Ausgangsstufe des Wechselrichters werden folgende Größen vorgegeben: die Schaltfrequenz der Leistungshalbleiter, die Grundfrequenz und die Ausgangsspannungsamplitude. Die Zwischenkreisspannung wird vom vorgeschalteten Hochsetzsteller konstant gehalten (Abschnitt 6.4).

Im Netzparallelbetrieb wird der Ausgangsstrom geregelt und bei einem Kurzschluss nach einem vorgegeben Verlauf ausgeregelt. Im Inselbetrieb stattdessen ergibt sich der Ausgangsstrom durch die Last. Dadurch wird die Ausgangsstufe des Wechselrichters bei einem Überstrom - um Schäden zu vermeiden - komplett abgeschaltet.

5.5 Rückwirkungen des Brennstoffzellenkraftwerkes auf das Drehstromnetz

Mit zunehmender Anlagenzahl bzw. dezentral installierter Leistung kann es zukünftig zu kritische Netzurückwirkungen am Versorgungsnetz kommen. Das elektrische Energieversorgungsnetz besteht aus drei wesentlichen Komponenten die miteinander direkt gekoppelt sind:

- die installierten Energieerzeuger (konventionell: Großkraftwerke und dezentral: Wind, PV, BZ etc.)
- das hierarchisch aufgestellte Stromnetz zum Transport und Verteilung der erzeugten elektrischen Energie sowie
- entsprechende Lasten (Verbraucher)

Dadurch üben diese Komponente direkte oder indirekte Wechselwirkungen aufeinander aus.

5.5.1 Anforderungen an Rückwirkungsfreie Versorgungsnetz

Die Rückwirkungen entstehen im Allgemeinen beim Betreiben von Stromrichtern, Gleich- und Umrichter ans Netz.

Jeder Netzbetreiber wünscht sich für jede dezentrale Netzeinspeisung keine negative Beeinflussung der Netzqualität. Somit müssen bei den Netzanbindungen von dezentralen

Erzeugungsanlagen die Netzurückwirkungen als auch die Netzverträglichkeit berücksichtigt werden.

Diese Versorgungsqualität kann Anhand der Form und dem Blindleistungsanteil des eingespeisten Stromes, sowie anhand der Kompensation von Harmonischen nachgewiesen werden. Auch eine Anpassung der abgegebenen Wirk- und Blindleistung muss berücksichtigt werden um eine Spannungs- und Frequenzstabilität des Netzes zu garantieren.

Um die BZ-Anlage sicher und fehlerfrei in das elektrische Versorgungsnetz anzukoppeln und zu betreiben, müssen einige Rahmenbedingungen bezüglich der Auswirkungen und der Netzurückwirkungen des Verteilungsnetzes, der Schutzeinrichtungen und der Wirtschaftlichkeit berücksichtigt werden.

Die Vermeidung bzw. Reduzierung von Netzurückwirkungen erhöht die Versorgungszuverlässigkeit und sichert eine bessere Versorgungsqualität, die in dem heutigen liberalisierten Energiemarkt durch drei Aspekte geprägt sind. Sie sind die Service Qualität, die Versorgungszuverlässigkeit und die Spannungsqualität [97].

6 SOFC-Brennstoffzellenanlage

Wir betrachten für unsere Untersuchung eine Brennstoffzellenanlage zur Stromerzeugung nach Abbildung 6-1. Aufgrund ihrer hohen Betriebstemperatur (800-1000°C) eignet sich die SOFC⁴⁷ besonders gut und weist einen hohen elektrischen Wirkungsgrad auf. Neben der elektrischen Energiegewinnung ist es möglich, die Restwärme als Fern- oder Prozesswärme weiter zu nutzen. Für die Einspeisung der erzeugten elektrischen Energie der Brennstoffzelle in das Netz werden leistungselektronische Stromrichter (DC/DC-Wandler und Wechselrichter) eingesetzt [58].

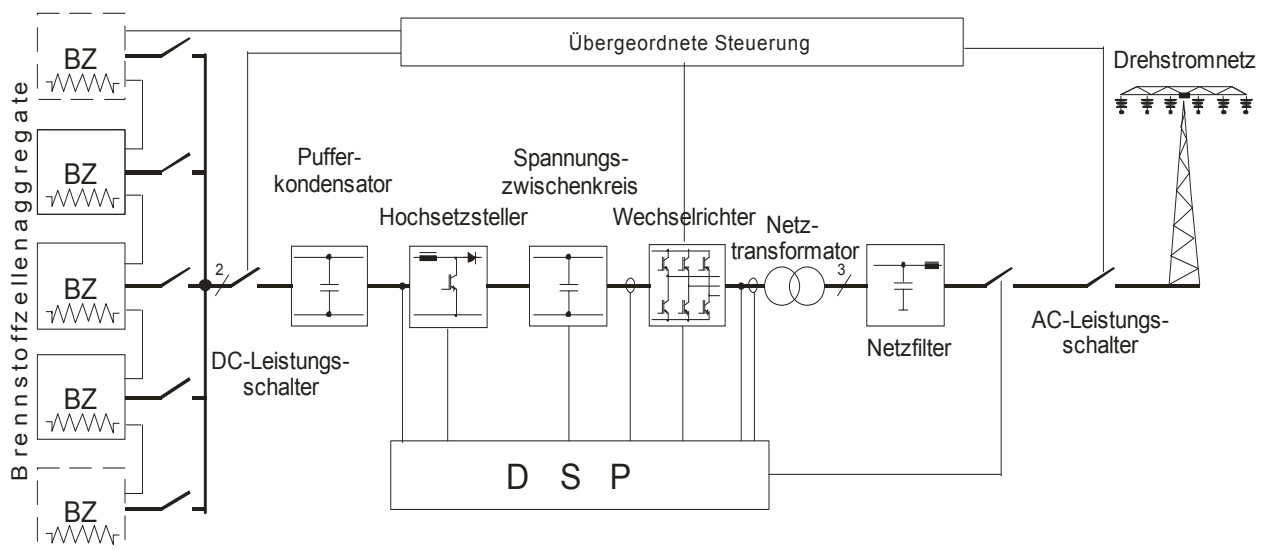


Abbildung 6-1: Blockschaltbild einer SOFC-BZ-Stromerzeugungsanlage

Eine Brennstoffzellenanlage zur Stromerzeugung und Einspeisung in das Drehstromnetz besteht i. a. aus mehreren parallel geschalteten BZ⁴⁸-Aggregaten, einer Kondensatorbank (Pufferkondensator), einer Hochsetzstufe (Hochsetzsteller), einem Zwischenkreis (Zwischenkreiskondensatoren), einem Wechselrichter, einem Netztransformator, einem Netzfilter, einem eingangsseitigen DC-Leistungsschalter und zwei ausgangsseitigen AC-Leistungsschalter. Die Messwerte von Strömen und Spannungen werden dem Controller (DSP⁴⁹) zugeführt, der die Steuersignale der Halbleiterbauelemente sowie die Regelungs- und

⁴⁷ SOFC: Solid Oxide Fuel Cell

⁴⁸ BZ: Brennstoffzelle

⁴⁹ DSP: Digital Signal Processor

Überwachungsfunktionen des Hochsetzstellers und Wechselrichters ausführt. Eine übergeordnete Steuerung (PCS⁵⁰) überwacht die fehlerfreie Funktion der gesamten Anlage.



Abbildung 6-2: SOFC-BZ-Stromerzeugungsanlage [Enercity Hannover]

Im Folgenden werden die einzelnen Systemkomponenten beschrieben.

6.1 SOFC-Aggregat

Im Gegensatz zur der anderen Hochtemperatur-BZ, weist die SOFC den Vorteil auf, kohlenstoffhaltige Brennstoffe zu verarbeiten (Abbildung 6-4). Ihr fester Elektrolyt auf Basis des Keramikoxids ist korrosionsfester als der Schmelzkarbonat-Elektrolyt. Außerdem hat die SOFC einen besseren Wirkungsgrad.

Das SOFC-Brennstoffzelleaggregat besteht aus einem SOFC-Generator und dazu gehöriger Widerstandsbank, die folgend beschrieben werden.

⁵⁰ PCS: Power Conditioning System

6.1.1 SOFC-Generator

Bei den drei Hochtemperatur-Brennstoffzellenarten (PAFC⁵¹, MCFC⁵² und SOFC) die für den Einsatz in stationäre Energieerzeugung geeignet sind, spielt die SOFC wegen ihrer Eigenschaft zur Wärmekupplung insbesondere bei der Kombination mit einer Gasturbine eine große Rolle (Abbildung 6-3).

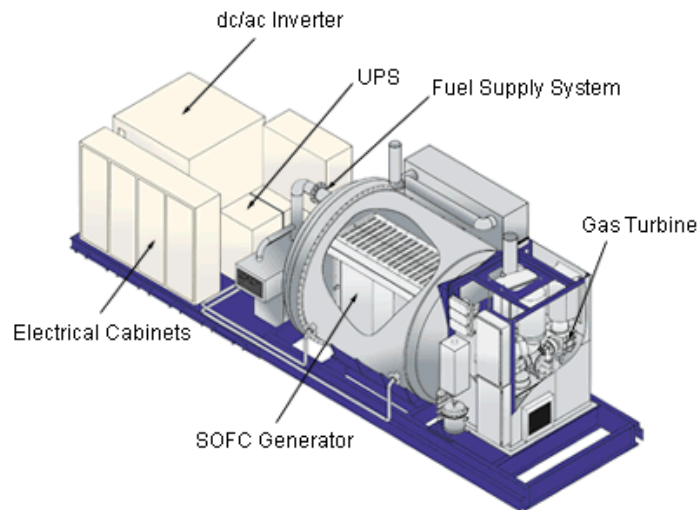


Abbildung 6-3: SOFC-Brennstoffzellenanlage mit Gas-Turbine-Kopplung [SIEMENS]

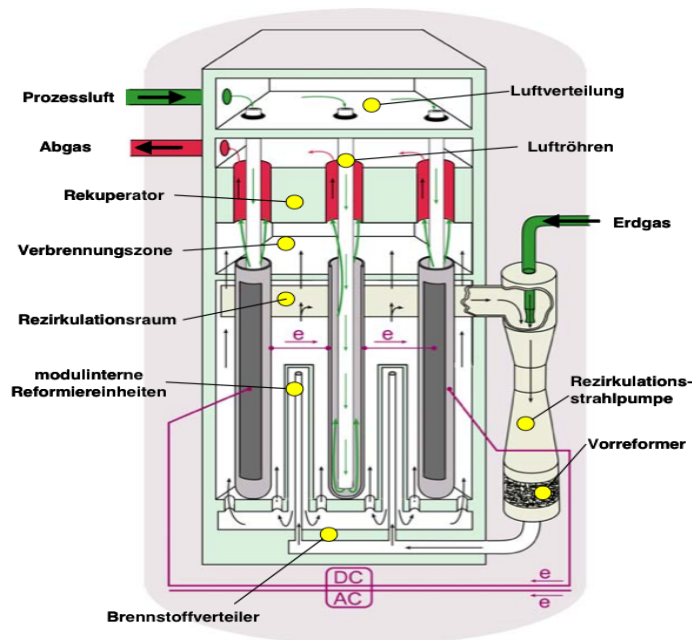


Abbildung 6-4: Funktionsbild des SOFC-BZ-Aggregat mit tubularen Zellen [Siemens Westinghouse]

⁵¹ PAFC: phosphorsauren Brennstoffzelle

⁵² MCFC: Schmelzkarbonat-Brennstoffzelle

6.1.1.1 SOFC-spezifischen Aufbau

Ausgehend von dem Ersatzschaltbild einer Brennstoffzelle nach Abbildung 6-5 zeigt die Abbildung 6-6 den Vergleich der Spannungs-Strom-Kennlinien verschiedener Brennstoffzellentypen. Neben der PEMFC zeigt die SOFC eine bessere Eigenschaft bezüglich der Stromdichte. Die Kennlinien gehen, beginnend bei der Leerspannung der Zelle (ca. 1V), aus einem logarithmischen in ein lineares Verhalten über, bevor sie bei der Diffusion kontrollierten Bereich absinken (Abbildung 4-3).

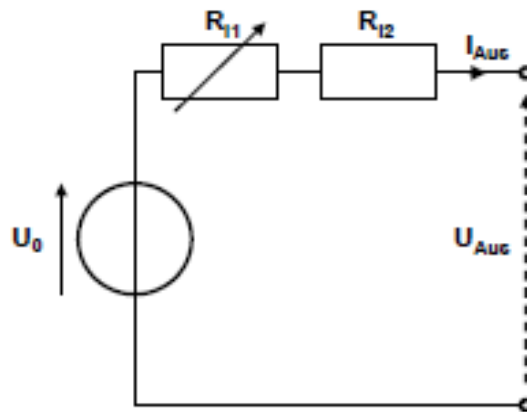


Abbildung 6-5: Ersatzschaltbild der Brennstoffzelle [85]

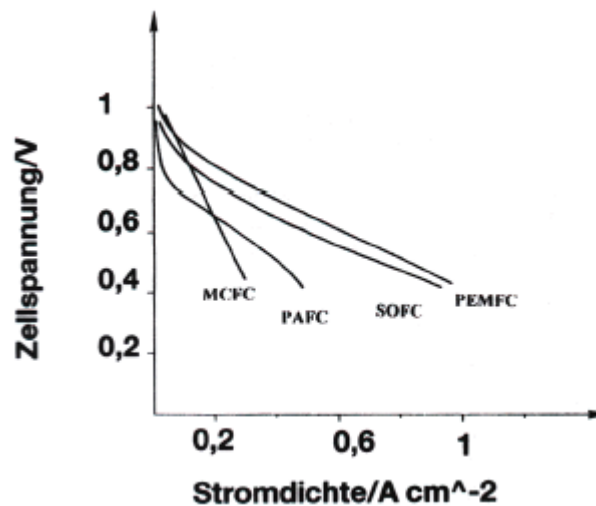


Abbildung 6-6: Stromdichte bei verschiedene BZ-Arten [85]

Die ausgeprägte Steilheit im linearen Bereich der Kurven ist auf die ohmschen Innenwiderständen der Brennstoffzelle, die material- und konstruktionsabhängig sind, zurückzuführen sowie die Verluste und den Wirkungsgrad.

Die SOFC weist einen deutlich flacheren Verlauf der Kennlinie mit einem flächenbezogenen Innenwiderstand von etwa $0,5 \text{ Ohm/cm}^2$ auf. Die Flachheit der Kennlinie zeigt auf eine höhere Leistungsdichte hin und deshalb kann eine höhere Leistung bei einer kompakten Stack-Bauweise erzielt werden. Die SOFC erreicht eine Leistungsdichte von etwa $0,21 \text{ W/cm}^2$.

6.1.1.2 SOFC-Betriebsdruck

Der Druck spielt auch eine Rolle bei dem Betrieb der SOFC-Brennstoffzelle. Ein gesteigerter Betriebsdruck erhöht die Leistungsfähigkeit der Zelle. Die Kennlinie wird in Richtung der höherer Zellenspannung nach Abbildung 6-7 verschoben.

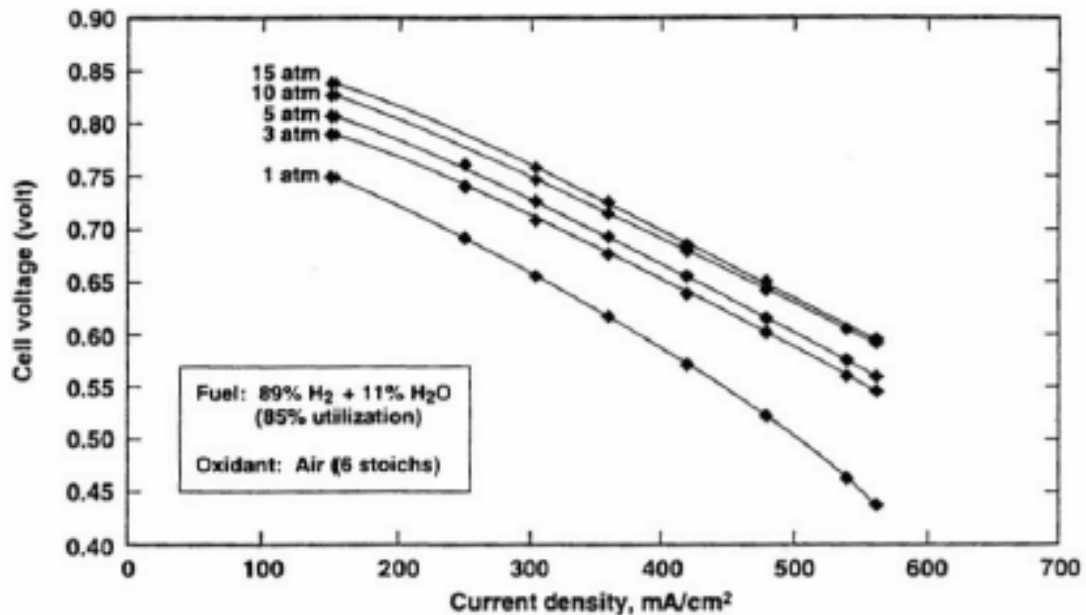


Abbildung 6-7: Druckabhängigkeit der SOFC-Brennstoffzelle [85]

6.1.1.3 SOFC-Betriebstemperatur

Die Temperaturabhängigkeit der SOFC-Brennstoffzelle wurde bereits im Abschnitt 4.4 behandelt. Die Leistungsfähigkeit der Zelle kann nur erreicht werden wenn eine gewisse Mindestbetriebstemperatur von etwa 1000 °C vorherrscht (Abbildung 6-8).

Für eine uneingeschränkte Leistungsabgabe der Anlage wird die Betriebstemperatur des Stacks konstant gehalten, sodass im stationären Betriebspunkt der Arbeitspunkt sich auf nur einer einzelnen Spannungs-Strom-Kennlinie bewegt. Ein Absinken der Betriebstemperatur im Betrieb muss daher vermieden werden.

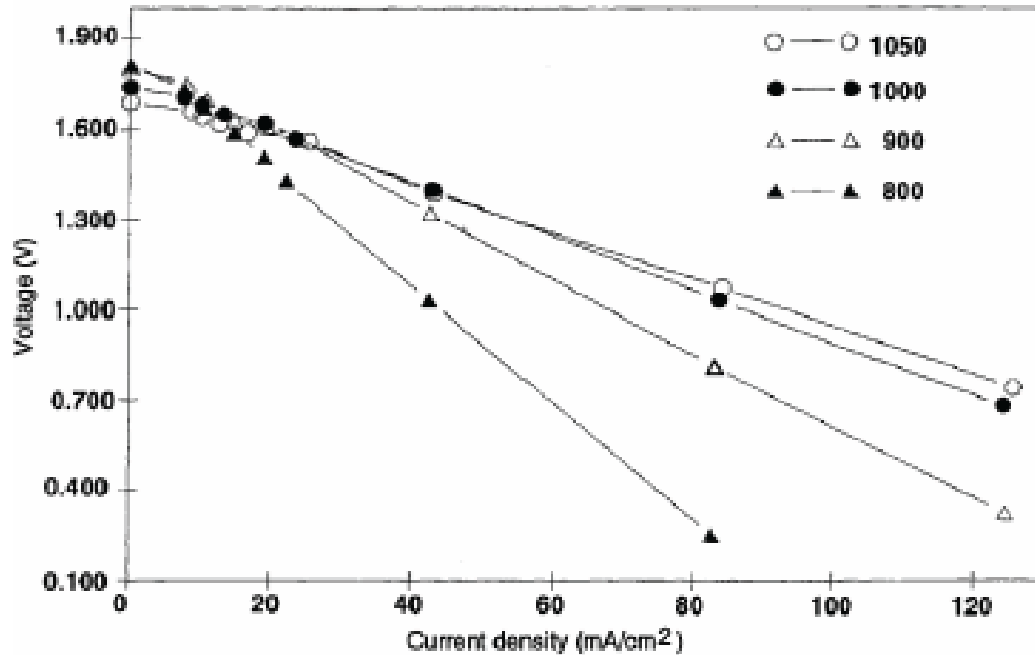


Abbildung 6-8: Temperaturabhängigkeit der SOFC-Zelle [85]

6.1.1.4 SOFC-Prozessgaszusammensetzung

Die Zusammensetzung des Prozessgases der SOFC-Brennstoffzelle hat großen Einfluss auf die Spannung und Stromdichte der Zellen. Während höhere Wasserstoff- bzw. Sauerstoffanteile zu höhere Leistungsausbeute führen, wirken niedrige Wasserstoff- bzw. Sauerstoffanteile negative Auswirkungen auf die Lebensdauer und die Leistungsfähigkeit der Zelle aus.

Abbildung 6-9 zeigt die Zellenspannung in Abhängigkeit der Stromdichte bei einer Brennstoffzusammensetzung von 89 % Wasserstoff und 11 % Wasser. reine Luft wird als Oxidationsmittel benutzt.

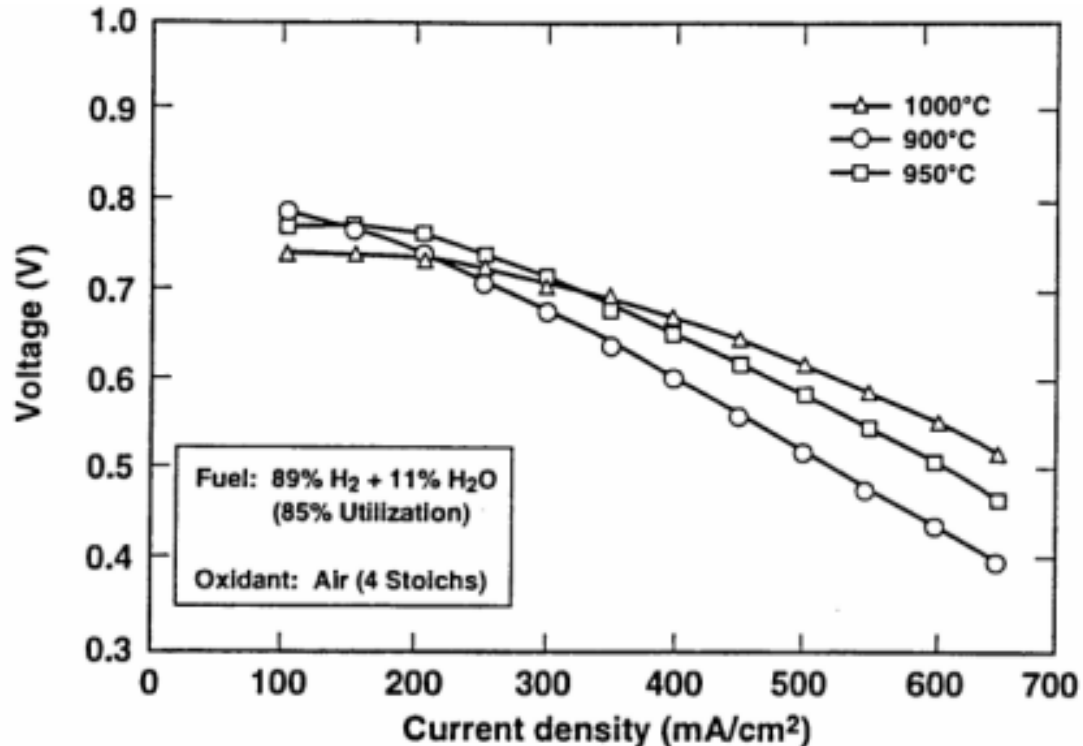


Abbildung 6-9: Abhängigkeit der Zellenspannung zur Stromdichte bei 89% Wasserstoffgehalt [85]

6.1.1.5 SOFC-Stromwelligkeit

Brennstoffzellen sind empfindlich gegen Abnahme von Wechselströmen. Dadurch ist die Stromwelligkeit ein wichtiger Einflussfaktor beim Betrieb der SOFC-Brennstoffzelle. Sie wird durch die Ein- und Ausschalten der Leistungshalbleiter des nachgeschalteten Hochsetzstellers verursacht.

Aus wirtschaftlichen Gründen legen die Hersteller die einzuhaltenden Grenzwerte der Stromwelligkeit fest. Sie variieren zwischen 10 und 15 % des Nennstromes. Aus der Literatur kann eine Empfehlung von 10 % angegeben werden [38].

6.1.1.6 SOFC-Brennstoffzellenalterung

Die Alterung der SOFC-Zellen hat mit der Zeit negative Auswirkungen auf die Leistungsfähigkeit der Brennstoffzellenanlage. Sie wird zum Beispiel durch die Rückwirkung der Stromwelligkeit auf die Zellen verursacht.

Die ersten Generationen von SOFC zeigten eine 0,5 prozentige nachlassende Spannung bereits bei einer Betriebszeit von 1000 Stunden. Nach Weiterentwicklung durch die Verwendung von neuen Materialien, konnten die Alterungserscheinungen auf 0,2 % reduziert werden.

Bei der Demonstrationsanlage bei energcity konnte eine bedenkliche Verschlechterung der Zellen nach mehr als 16000 Betriebsstunden nicht festgestellt werden [33].

6.1.2 Auslegung des 120-kW-SOFC-Stapels

Die SOFC-Demonstrationsanlagen bei energcity ist von tubularer Bauform und wurde mit 1152 Röhren bestückt und wird unter atmosphärischen Druck betrieben [33]. Die Zellenanordnung sieht wie folgt aus:

- Die Zellen (Röhre) sind zuerst zu einem Zellbündel mit 3 x 8 Zellen gebündelt. Jeweils 3 Zellbündel sind wieder zu einer Bündelreihe elektrisch in Reihe geschaltet.
- Danach sind zwei 8 Zellbündelreihen in Reihe elektrisch gekoppelt und bilden somit den gesamten Zellstapel nach Abbildung 4-5.

Die Zelltemperatur liegt bei ca. 1000 °C. Mit einer aktiven Oberfläche von 834 cm² erreichen die Einzelröhren eine mittlere Stromdichte von 200 bis 250 mA/cm². Dabei hat eine Zelle eine Spannung von etwa 0,65 V DC. Die Gleichstromausgangsleistung des gesamten Stapels liegt damit bei ca. 120 kWe⁵³.

6.1.3 Berechnung der BZ-Ausgangsspannung

Im Leerlauf beträgt die einzelne Zellenspannung 1 V DC (Abbildung 6-6). Somit ergibt sich, mit der im Unterkapitel 6.1.2 beschriebenen Beschaltung der 1152 Zellen, eine maximale BZ-Ausgangsspannung von:

$$U_{BZ \max} = 1,00V \cdot 8 \cdot 3 \cdot 3 \cdot 3 \cdot 2 = 432VDC \quad (6-1)$$

In Volllast dagegen beträgt die einzelne Zellenspannung ca. 0,65 V DC. Damit liegt am BZ-Ausgang eine minimale DC-Spannung von:

$$U_{BZ \min} = 0,65V \cdot 8 \cdot 3 \cdot 3 \cdot 3 \cdot 2 = 280,80VDC \quad (6-2)$$

Die Ausgangsspannung des Zellenstapels variiert mit der Belastung. Sie beträgt ca. 280 V DC bei Volllast und 432 V DC im Leerlauf, da die einzelne Zellenspannung nach Abbildung 4-4 sich ändert. Bei Überlastung, bricht die Zellenspannung stark ein und kann die 0,65 V DC Marke

⁵³ kWe: Kilowatt elektrisch

deutlich unterschreiten. Deswegen wird die Unter- bzw. Obergrenze der Ausgangsspannung des Zellenstapels, für einen ordnungsgemäßen Betrieb der Anlage, auf 250 V DC bzw. 450 V DC gesetzt. Dieser festgelegte Spannungsbereich wird für die Dimensionierung des nachgeschalteten Hochsetzstellers berücksichtigt [33].

Ausgehend von der maximal abgegebenen elektrischen Leistung der Brennstoffzelle kann die maximale Nennstromstärke der Anlage nach der Gleichung (6-3) berechnet werden.

Festlegungen:

- Nennspannung (Vollast): 250 V DC
- Maximale elektrische Leistung (dauerhaft): 120 kW

$$I_{BZ_{\max}} = \frac{P}{U} = \frac{120\text{kW}}{250\text{V}} = 480\text{ADC} \quad (6-3)$$

Für die Auslegung der Komponenten der Anlage setzen wir die maximale Stromstärke der Brennstoffzelle auf 480 A fest. Somit beträgt die maximal theoretisch erzeugbare elektrische Leistung der Brennstoffzelle 120 kW.

6.1.4 Widerstandsbank

Beim Anfahren der SOFC-Brennstoffzellenanlage und bevor das Brenngas dem SOFC-Generator zugefügt wird werden die Zellen auf Temperatur gebracht. Dies wird durch eine externe oder interne Vorerwärmung der Prozessluft realisiert. Bei dem herkömmlichen Konzept wird die Luft mit externem Rekuperator (Wärmetauscher) und externer Luftvorheizung mittels eines oder mehrere gasbefeuerte Heizbrenner beheizt. Die neue Ausführung basiert auf einer Luftvorwärmung mit internen keramischen Rekuperator und internen elektrischen Stabheizelementen.

Im Fall einer Netzstörung, die eine sofortige Abschaltung der SOFC-Generator als Folge hat, muss die überschüssige elektrische Energie abgeführt werden. Die ablaufenden chemischen Reaktionen in dem SOFC-Generator unterliegen einer gewissen Zeitkonstante, die auch bei einer sofortigen Unterbrechung der Brennstoffzufuhr keine umgehende Aussetzung der elektrischen Energieerzeugung bewirkt [33]. Die Stabheizelemente, angeordnet in einer Widerstandsbank,

werden dafür als Dissipationselemente verwendet. Die überflüssige elektrische Energie wird dabei in Verlustwärme umgewandelt.

Der Widerstandsbank wird beim Anfahren der Anlage über eine externe USV-Stromversorgung oder vom Netz mit elektrischer Energie versorgt. Sie agiert als Wärmeerzeuger für den Prozess. Im Fehlerfall wird die Widerstandsbank über die Netzüberwachungseinrichtung angesteuert.

6.1.4.1 Auslegung der Widerstandsbank der 120-kW-SOFC-Anlage

Die Widerstandsbank muss entsprechend einer vorausgesetzten maximalen Leistung von 120 kWe dimensioniert werden. Die bei Vollast produzierte elektrische Leistung soll über einen definierten Zeitraum dauerhaft als Wärme abgeführt werden können.

Die Widerstandsbank wird direkt am Zwischenkreis über einen Bremschopper angeschlossen und vom DSP angesteuert (Abbildung 6-10).

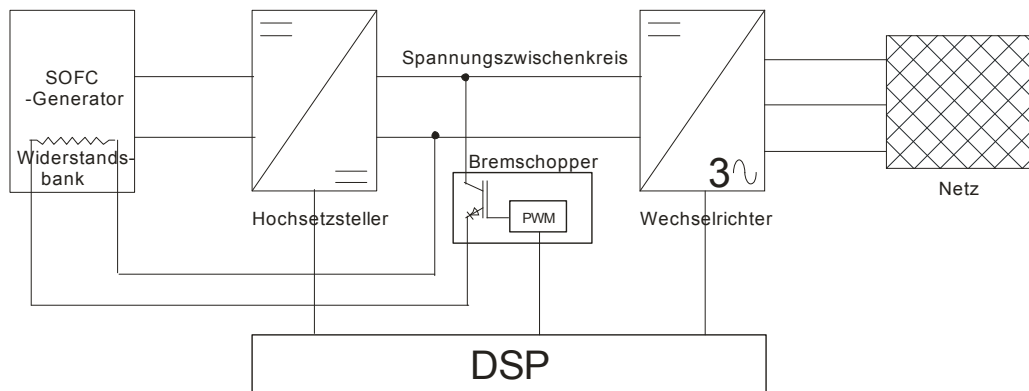


Abbildung 6-10: Funktionsprinzip eines Bremschoppers [eCell]

Sie wird auch für die Lastregulierung im normalen Betrieb gebraucht. Die bereitgestellte elektrische Leistung der Brennstoffzelle muss mit der ins Netz eingespeisten Leistung stets ausgeglichen sein. Fällt die Leistungsabnahme sprunghaft geringer aus, muss die Energiedifferenz mittels Lastwiderständen (Widerstandsbank) ausgeglichen werden. Die überflüssige elektrische Energie wird aus dem Zwischenkreis entnommen und in Verlustwärme umgewandelt. Dabei muss die Energieabnahme aus dem Zwischenkreis kontrolliert abgeführt werden, um Überspannungen an den Zwischenkreiskondensatoren - verursacht durch den plötzlichen Wegfall der Last - zu vermeiden. Auch eine Übersteuerung des Bremschoppers kann

zu einer unkontrollierten Entladung der Zwischenkreiskondensatoren führen. Dies kann einen Defekt am Wechselrichter verursachen.

Die Widerstandsbank muss im jeden Betriebsfall sicher funktionieren, da eine Fehlfunktion zu enormen Schäden an der Anlage führen kann. Deswegen wird vor jedem Hochlauf der Anlage die Funktionsbereitschaft der Widerstandsbank durch Messung geprüft. Auch im normalen Betrieb der Brennstoffzellenanlage wird sie in regelmäßigen Abständen geprüft. Eine Fehlfunktion wird damit ausgeschlossen. Wenn während der Prüfung ein Defekt der Widerstandsbank festgestellt wird, wird die Anlage kontrolliert heruntergefahren und abgeschaltet. Vom Stoppen der Brennstoffzufuhr bis zum Abschalten der Anlage können mehrere Stunden vergehen [33].

6.1.4.2 Berechnung der Lastwiderstände

Die Lastwiderstände der Widerstandsbank müssen der Spannungsbeanspruchung des Zwischenkreises von 600 V DC standhalten und dauerhaft 120 kW Heizleistung abgeben können.

Ausgehend von dem Ohmschen Gesetz kann der minimale Widerstandswert der Widerstandsbank berechnet werden:

Festlegungen:

- Nennspannung der Widerstände: 600 V DC
- Maximale Heizleistung (dauerhaft): 120 kW
- Maximale Heizleistung (kurzzeitig): 140 kW

$$R_{\min} = \frac{U^2}{P} = \frac{(600V)^2}{140kW} = 2,5\Omega \quad (6-4)$$

Um auf Nummer sicher zu gehen, muss die Widerstandsbank einen minimalen gesamten Widerstandswert von 2,5 Ohm besitzen. Damit kann ein fehlerfreier Betrieb der Anlage garantiert werden.

Die genauere Anordnung (Serien- oder/und Parallelschaltung) einzelner Widerstände der Widerstandsbank, sowie deren Widerstandswerte, hängen vom Brennstoffzellen-Hersteller ab.

6.2 Pufferkondensator

Der Pufferkondensator auch Eingangskondensator genannt, der zwischen der Brennstoffzelle und dem Hochsetzsteller eingebracht ist, zwischenspeichert die erzeugte elektrische Energie der Brennstoffzelle. Er vermindert damit die Stromwelligkeit auf die Brennstoffzellenausgangsspannung.

Die Auslegung der Kapazität des Kondensators basiert auf der entsprechenden Schaltfrequenz und der maximal gestatteten Stromwelligkeit des Hochsetzstellers. Sie sollte ausreichend groß dimensioniert sein, damit die gepufferte Energie für eine Schaltperiode genügen Energie liefern kann und somit wenige Stromrippel erzeugt werden [11].

Da die Brennstoffzelle Spannung sich abhängig vom Betriebsfall (Leerlauf, Teillast und Vollast) ändert, sollte die Spannungsfestigkeit des Kondensators mindestens größer sein als die maximale Ausgangsspannung der Brennstoffzelle (Leerlaufspannung) und die minimale Eingangsspannung des Hochsetzstellers bzw. DC/DC-Wandler.

6.2.1 Auslegung des Pufferkondensators

In diesem Abschnitt wird nun die Kapazität des Pufferkondensators bestimmt. Sie hängt von der Schaltfrequenz des Hochsetzstellertransistors sowie von der einzuhaltenden maximalen Stromwelligkeit ab und sollte ausreichend groß dimensioniert werden.

6.2.2 Berechnung des Pufferkondensators

Für unsere Untersuchung wählen wir eine maximale Stromwelligkeit von 5 % des Nennstromes aus.

Die eingesetzte Stromwelligkeit des Spulenstroms kann dann wie folgt berechnet werden.

$$\Delta i_l = \frac{480A \cdot 5\%}{100} = 24A \quad (6-5)$$

Danach wird die Spannungswelligkeit der Brennstoffzelle im linearen Bereich, bei 5 % Stromwelligkeit, mit folgender Gleichung bestimmt:

$$\Delta U_l = -0,73 \cdot 24A \cdot \frac{384}{3 \cdot 834cm^2} = -2,689V \quad (6-6)$$

Bei der berechneten Spannungswelligkeit, muss die Stromwelligkeit der Spule von 10% ausgeglichen werden.

Die Ladungsmenge des Pufferkondensators wird bereitgestellt. Dies geschieht unter der Annahme, dass bei der o.g. Spannungswelligkeit auch die 5% Vorgabe der maximalen Stromwelligkeit eingehalten werden muss.

Ausgehend von der allgemeinen I-t-Diagramm eines Kondensators (Abbildung 6-11), wird die Menge, der im Kondensator gespeicherte Energie graphisch durch die Fläche unter der Stromkurve bestimmt.

Um die Ladung Q des Pufferkondensators zu bestimmen, muss die Fläche zwischen der Stromkurve, der I- und der t-Achse ermittelt werden. Dies geschieht durch Lösung der folgenden Gleichung:

$$Q = \int_{t_1}^{t_2} I(t) dt \quad (6-7)$$

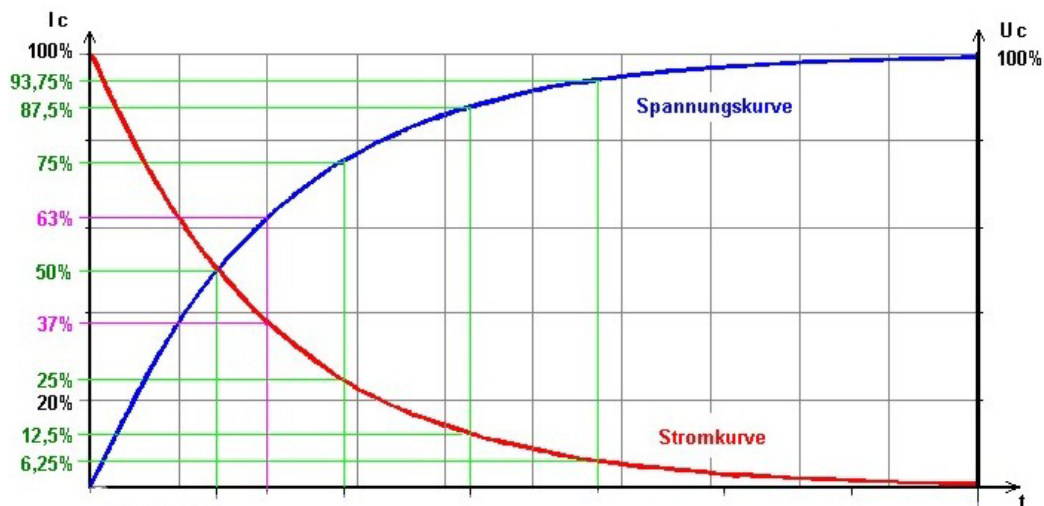


Abbildung 6-11: I-t-Diagramm der Ladekurve eines Kondensators

Unter Berücksichtigung der geforderte Stromwelligkeit, ergibt sich die minimale Ladungsmenge – Gleichung (6-8) – aus der Berechnung der Dreiecksfläche (Abbildung 6-12), bei der die Stromwelligkeit der Höhe und die Dauer der Taktperiode der Grundseite entspricht.

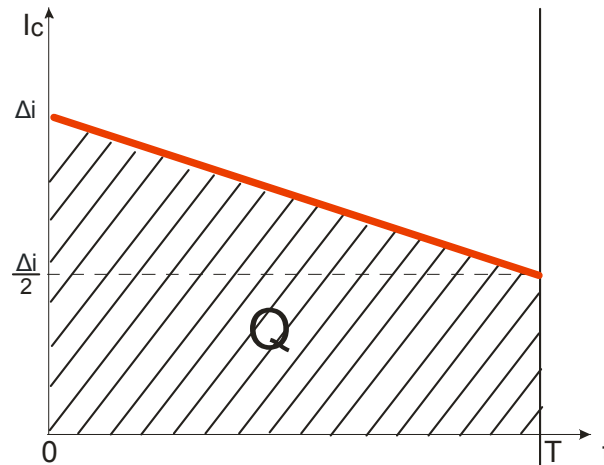


Abbildung 6-12: Graphische Ermittlung der Kondensatorladungsmenge

Durch die Anwendung der Strahlensätze wird die Ladung nach Gleichung (6-8) ermittelt. Dabei werden die Stromwelligkeit sowie die Dauer der Taktperiode jeweils halbiert.

Die Schaltfrequenz f des Hochsetzstellers wird auf 2 kHz gesetzt.

$$Q = \frac{1}{2} \cdot \frac{2 \cdot \Delta i_l}{2} \cdot \frac{T}{2} = \frac{1}{2} \cdot \frac{\Delta i_l}{1} \cdot \frac{1}{2 \cdot f} = 0,5 \cdot \frac{24A}{1} \cdot \frac{1}{2 \cdot 2kHz} = 3mAs \quad (6-8)$$

Mit der Gleichung (6-9) kann dann die Mindestkapazität des Pufferkondensators ermittelt werden:

$$C_{\min} = \frac{Q}{|\Delta U_l|} = \frac{3mAs}{|-2,689V|} = 1,116mF \quad (6-9)$$

Neben der Kapazität des Pufferkondensators, spielt auch dessen Spannungsfestigkeit eine schlüssige Rolle. Sie muss höher als die maximale Ausgangsspannung der Brennstoffzelle, welche im Leerlauf entsteht, liegen. Somit beträgt die Mindestspannungsfestigkeit des Pufferkondensators 450 V DC. Um Sicher zu gehen empfehlen wir Kondensatoren mit einer Spannungsfestigkeit von 500 V DC.

6.3 Hochsetzsteller

Sowohl die Leerlaufspannung der Zelle, als auch die niedrigste Betriebsspannung der Brennstoffzelle müssen auf eine hohe Spannung umgesetzt werden. Diese Spannungsanhebung kann mittel DC/DC-Wandler oder Hochsetzsteller nach der Abbildung 6-13 (auch Aufwärtswandler genannt) realisiert werden. Die erreichte hohe Spannung U_{ZK} wird Zwischenkreisspannung genannt und hat das Spannungsniveau des Drehstromnetzes [35].

Die gelieferte Energie der Brennstoffzelle wird zuerst in der Pufferkapazität zwischengespeichert, wodurch eine welligkeitsarme Leistungsaufnahme aus der Brennstoffzelle realisiert werden kann. Die Pufferkapazität dient als Zwischenspeicher für den Hochsetzsteller, um eine lückenlose Energieübertragung zu gewährleisten [71].

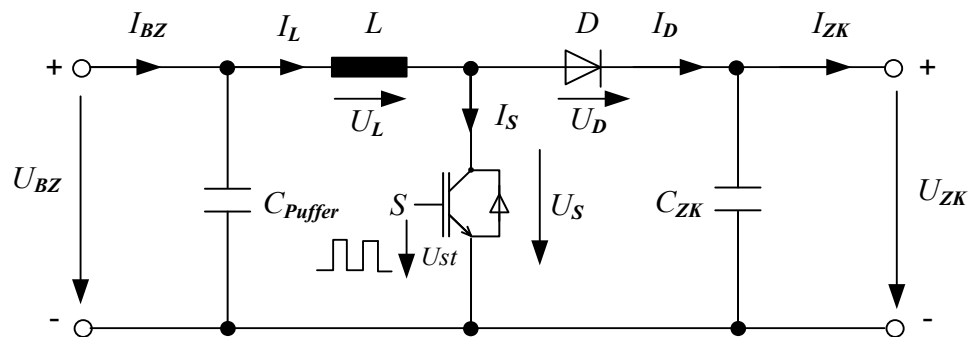


Abbildung 6-13: Schaltbild des Hochsetzstellers

6.3.1 Hochsetzsteller in kontinuierlichem Betrieb

Betrachten wir die Zeitverläufe nach Abbildung 6-14 für den Betrieb des Hochsetzstellers mit nicht lückendem Strom.

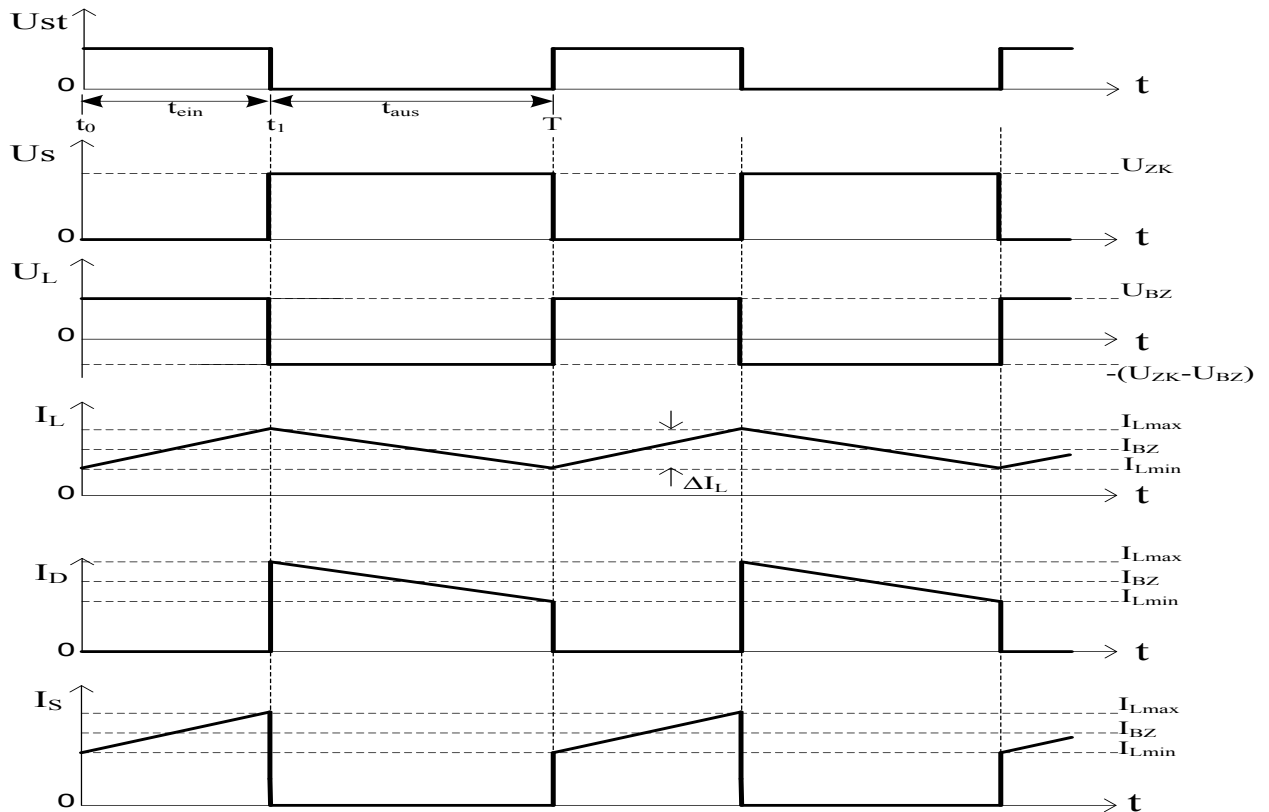


Abbildung 6-14: Strom- und Spannungsverläufe des Hochsetzstellers im stationären Betrieb

Der Schalter S (Abbildung 6-13) wird mittels einer Pulsbreitenmodulationsspannung U_{st} ein- und ausgeschaltet.

Zum Zeitpunkt t_0 wird der Schalter geschlossen. Der Strom I_L fließt durch die Induktivität und steigt mit der Steilheit

$$\frac{dI_{BZ}}{dt} = \frac{U_{BZ}}{L} \quad (6-10)$$

linear an. Die Brennstoffzellenspannung U_{BZ} liegt nun an der Induktivität an, vorausgesetzt, dass die Kollektor-Emitter-Sättigungsspannung V_{CEsat} der Transistor vernachlässigt wird. An der Diode liegt die Sperrspannung nach der Gleichung (6-11) wenn die Durchlassspannung der Diode dabei ebenfalls vernachlässigt wird.

$$U_{BZ} = -U_{ZK} \quad (6-11)$$

Die Energie wird aus der Pufferkapazität in die Induktivität geladen.

Bei t_1 wird der Schalter geöffnet, der Strom I_L fließt weiter durch die Diode und lädt der Zwischenkreiskondensator C_{ZK} .

Dabei ist

$$U_D = 0 \quad (6-12)$$

Die zwischengespeicherte Energie in der Induktivität wird in den Zwischenkreiskondensator übertragen. Die Zwischenkreisspannung U_{ZK} wird dann durch die Nachladung der Kondensator C_{ZK} kurzzeitig erhöht.

$$U_{ZK} = U_{BZ} - L \cdot \frac{dI_{BZ}}{dt} \quad (6-13)$$

und der Strom wird mit der Steilheit

$$\frac{dI_{BZ}}{dt} = \frac{U_{BZ} - U_{ZK}}{L} < 0 \quad (6-14)$$

verkleinert.

Mit der Annahme eines kontinuierlichen und stationären Betriebes gilt mit dem Induktionsgesetz.

$$\Delta I_L = \frac{1}{L} \cdot U_{BZ} \cdot t_1 = \frac{1}{L} \cdot (U_{ZK} - U_{BZ}) \cdot (T - t_1) \quad (6-15)$$

Daraus folgt

$$U_{ZK} = U_{BZ} \cdot \left(\frac{T}{T - t_1} \right) \quad (6-16)$$

Die Zwischenkreisspannung hängt dann von dem Tastverhältnis und der Brennstoffzellenspannung ab.

Der Eingangsstrom I_{BZ} wird durch den Mittelwert des Drosselstroms gebildet.

$$I_{BZ} = \overline{i_L} \quad (6-17)$$

Bei $t_1 < t < T$ fließt ein trapezförmige Strom I_D durch die Diode (Strom- und Spannungsverläufe des Hochsetzstellers im stationären Betrieb). Dieser Strom wird durch den Zwischenkreiskondensator C_{ZK} geglättet und am Ausgang fließt ein nahezu konstanter Gleichstrom I_{ZK}

$$I_{ZK} = I_{BZ} \cdot \frac{T - t_1}{T} \quad (6-18)$$

Ausgehend von der Drosselspannung

$$u_L = L \cdot \frac{di_L}{dt} \quad (6-19)$$

kann die Induktivität L berechnet werden

$$U_{BZ} = L \cdot \frac{\Delta I}{t_{ein}} \quad (6-20)$$

und

$$U_{ZK} = U_{BZ} + L \cdot \frac{\Delta I}{t_{aus}} \quad (6-21)$$

mit $0 < t_{ein} < t_1$: Einschaltdauer und $t_1 < t_{aus} < T$: Ausschaltdauer.

ΔI_L ist hier der gewünschte Stromripple.

$$\text{Mit} \quad T = t_{ein} + t_{aus} \quad (6-22)$$

folgt

$$T = \frac{\Delta I L}{U_{BZ}} + \frac{\Delta I L}{U_{ZK} - U_{BZ}} \quad (6-23)$$

$$L = \frac{T \cdot U_{BZ} \cdot (U_{ZK} - U_{BZ})}{\Delta I \cdot (U_{ZK} - U_{BZ}) + \Delta I \cdot U_{BZ}} = \frac{T}{\Delta I} \cdot U_{BZ} \cdot \left(1 - \frac{U_{BZ}}{U_{ZK}}\right) \quad (6-24)$$

Die Zwischenkreisspannung U_{ZK} darf auch einen vorgegebenen Ripple U_{ZKSS} nicht überschreiten. Um die Kapazität des Ausgangskondensators zu bestimmen, betrachten wir die Zeit, in der der Kondensator nicht geladen wird.

Bei t_{ein} wird die Drossel durch den Schalter S geladen. Am Ausgang fließt ein Strom I_{ZK} , entnommen nur aus dem Ausgangskondensator C_{ZK} . Der Kondensator wird entladen und die Spannung sinkt auf einen Minimalwert.

Danach bei t_{aus} wird er wieder aufgeladen. Mit den Lade- und Entladevorgang muss im eingeschwungenen Zustand die gleiche Spannungsänderung am Kondensator herrschen.

Damit ist

$$I_{ZK} = C_{ZK} \cdot \frac{U_{ZKSS}}{t_{ein}} \quad (6-25)$$

und daraus folgt

$$C_{ZK} = I_{ZK} \cdot \frac{t_{ein}}{U_{ZKSS}} \quad (6-26)$$

Der Ausgangskondensator für den maximalen Ausgangsstrom und die maximale Einschaltdauer wird dann für eine vorgegebene Spannungswelligkeit dimensioniert [84].

6.3.2 Speicherdrossel

Die Drosselpule ist das speisende Element des Hochsetzstellers. Sie setzt die niedrige Ausgangsspannung der Brennstoffzelle auf die höhere Spannung des Zwischenkreises hoch.

Seine Induktivität muss genau dimensioniert werden, um das gewünschte Spannungsverhältnis der Eingangs- und Ausgangsspannung zu erhalten.

6.3.2.1 Auslegung der Speicherdrossel

Für die Auslegung der Speicherdrossel, muss zuerst die gewünschte maximale Stromwelligkeit des Brennstoffzellenstromes festgelegt werden. Danach kann der minimale Induktivitätswert bestimmt werden. Die Spule muss auf dem Spannungsniveau der Zwischenkreisspannung ausgelegt sein.

6.3.2.2 Berechnung der Drosselinduktivität

Ausgehend von der Gleichung (6-27) kann die maximale Induktivität der Drossel nach Gleichung (6-28) ermittelt werden. Dabei wird die minimale Brennstoffzellenspannung in der Gleichung eingesetzt.

Parameter und Festlegungen:

- Minimale Brennstoffzellenspannung U_{BZmin} : 250 V DC
- Maximale Brennstoffzellenspannung U_{BZmax} : 450 V DC
- Festgelegte Zwischenkreisspannung U_{ZK} : 600 V DC
- Nennstrom der Brennstoffzelle I_{BZ} : 480 A
- Schaltfrequenz des Hochsetzstellertransistors f : 2 kHz
- Maximale Stromwelligkeit der Brennstoffzelle ΔI_{BZ} : 24 A

$$L_{\max} = \frac{T}{\Delta I} \cdot U_{BZ \min} \cdot \left(1 - \frac{U_{BZ \min}}{U_{ZK}}\right) = \frac{1}{f \cdot \Delta I} \cdot U_{BZ \min} \cdot \left(1 - \frac{U_{BZ \min}}{U_{ZK}}\right) \quad (6-27)$$

$$L_{\max} = \frac{1}{f \cdot \Delta I} \cdot U_{BZ \min} \cdot \left(1 - \frac{U_{BZ \min}}{U_{ZK}}\right) = \frac{1}{2kHz \cdot 24A} \cdot 250V \cdot \left(1 - \frac{250V}{600V}\right) = 3,038mH \quad (6-28)$$

Der minimale Induktivitätswert der Drossel kann - analog zum maximalen Wert - berechnet werden. Statt des minimalen Wertes der Brennstoffzellenspannung, wird die maximale BZ-Spannung in der Gleichung (6-28) angegeben.

$$L_{\min} = \frac{1}{f \cdot \Delta I} \cdot U_{BZ \max} \cdot \left(1 - \frac{U_{BZ \max}}{U_{ZK}}\right) = \frac{1}{2\text{kHz} \cdot 24\text{A}} \cdot 450\text{V} \cdot \left(1 - \frac{450\text{V}}{600\text{V}}\right) = 2,344\text{mH} \quad (6-29)$$

Der Wert, der ausgewählten Induktivität der Drossel, darf gemäß der Berechnung zwischen 2,344 mH und 3,038 mH liegen. Dieser Wert würde die Einhaltung der vorgegebenen maximalen Stromwelligkeit der Brennstoffzelle von 5 %, über den gesamten Eingangsspannungsbereich des Hochsetzstellers, garantieren. Damit ist das Dazuschalten eines zusätzlichen Eingangspufferkondensators überflüssig.

In der Praxis sind Wickelgüter teurer als Kondensatoren. Aufgrund dessen wird die Induktivität der Drossel möglichst klein ausgelegt. Die im Kauf genommene hohe Stromwelligkeit wird dann mit Hilfe von Kondensatoren auf den zulässigen maximalen Wert gebracht. Eine kleine Drossel führt zu Gewichts-, Volumen- und Kostenreduzierung.

Angesichts dieser Maßnahme wird die Drosselinduktivität mit einer festgelegten Stromwelligkeit von 10 % erneut berechnet.

Der maximale Stromripple der Brennstoffzelle, mit 10 % Stromwelligkeit, ergibt sich dann nach Gleichung (6-5) zu 48 A.

Unter Verwendung der Gleichungen (6-28) und (6-29) wird der minimale Wert der Induktivität auf 1,172 mH und der maximale Wert auf 1,519 mH berechnet.

$$1,172\text{mH} \leq L \leq 1,519\text{mH} \quad (6-30)$$

6.3.3 Hochsetzstellertransistor

Gemäß Abbildung 6-13 wird für den Betrieb des Hochsetzstellers ein Halbleiterschaltelement (Schalttransistor) verwendet.

6.3.3.1 Auslegung des Transistors

Für den Betrieb des Hochsetzstellers bei großen Leistungen, ist der IGBT der geeignete Leistungshalbleiter [51].

Er bietet gegenüber dem MOSFET viele Vorteile. Darunter sind unter anderem die hohe Sperrspannung, die niedrige Durchlassverluste, die geringe Ansteuerleistung sowie die hohe Festigkeit gegen Kurzschlüsse zu nennen [98].

6.3.3.2 Berechnung der Transistorparameter

Aus der Abbildung 6-13 kann die Nennspannung des Transistors ermittelt werden.

Bei ausgeschaltetem Schalter S liegt die Kollektor-Emitter-Spannung U_S gemäß folgender Gleichung (Maschengleichung) an.

$$U_S = U_{ZK} - U_D \quad (6-31)$$

Mit der Vernachlässigung der Durchlassspannung der Diode, liegt die volle Zwischenkreisspannung am Transistor an. Damit gilt:

$$U_S = U_{ZK} = 600VDC \quad (6-32)$$

Die Strombelastbarkeit des Schalters kann beim eingeschalteten Schalter nach folgender Gleichung (Knotengleichung) berechnet werden.

$$I_S = I_L - I_D \quad (6-33)$$

In dieser Zeit wird die Drosselspule durch den Transistor aufgeladen. Damit fließt kaum Strom durch die Diode und kann deswegen vernachlässigt werden.

$$I_S = I_L \approx 408A \quad (6-34)$$

Die Strombelastung des Transistorschalters kann nach dem maximalen Strom der Drosselspule bemessen werden.

Der ausgewählte IGBT sollte möglichst mindestens folgende Parameterwerte aufweisen:

- Kollektor-Emitter-Sperrspannung V_{CES} : 1200 V DC
- Kollektor-Dauergleichstrom I_{Cnom} : 500 A

6.3.4 Hochsetzstellerdiode

Ist der Transistor eingeschaltet, dann verhindert die Hochsetzstellerdiode aus Abbildung 6-13 ein Entladen des Zwischenkreiskondensators durch den Transistor.

6.3.4.1 Auslegung der Diode

Die höchste Beanspruchung der Diode ergibt sich beim eingeschalteten Transistor. Sie wird in Sperrrichtung betrieben. Die Sperrspannung wird an der Höhe der Zwischenkreisspannung bemessen [55]. Die Strombelastung wird im Durchlassbetrieb ermittelt und muss an dem maximalen Strom I_L der Drosselspule bemessen werden [87].

6.3.4.2 Berechnung der Diodenparameter

Die Sperrspannung der Diode wird nach der Gleichung (6-35) (Maschengleichung) ermittelt:

$$U_D = U_{ZK} - U_S \quad (6-35)$$

Mit der Vernachlässigung der Kollektor-Emitter-Sättigungsspannung des Transistors, liegt die volle Zwischenkreisspannung an der Diode an. Damit gilt:

$$U_D = U_{ZK} = 600VDC \quad (6-36)$$

Der maximale Diodenstrom wird zum Zeitpunkt der Transistorumschaltung ermittelt. Damit ist der Zeitpunkt vom eingeschalteten zum ausgeschalteten Zustand gemeint. Er besteht aus der Summe des Brennstoffzellenstromes und der Hälfte der festgelegten 10%igen Stromwelligkeit der Brennstoffzelle.

Die maximale Diode-Strombelastung kann dann mit folgender Gleichung berechnet werden:

$$I_D = I_{BZ} + \Delta I_L = 408A + 24A = 432A \quad (6-37)$$

Dem zufolge sollte die Diode für eine Strombelastung von mehr als 432 A ausgelegt werden.

Analog zum Transistor können folgende Mindestparameterwerte für die Auswahl der Diode verwendet werden:

- Periodische Spitzensperrspannung V_{RRM} : 1200 V DC
- Dauergleichstrom I_F : 500 A

Aus den errechneten Parameterwerten des Transistors und der Diode ist ersichtlich, dass beide Leistungshalbleiter den gleichen Belastungen ausgesetzt sind.

Da Diode und Transistor die gleichen elektrischen Daten besitzen, macht eine Kombination beider Halbleiter in einem einzelnen Modul Sinn (Abbildung 6-15). Dies ist kostengünstiger als der Einsatz von zwei getrennten Bauteilen [36].

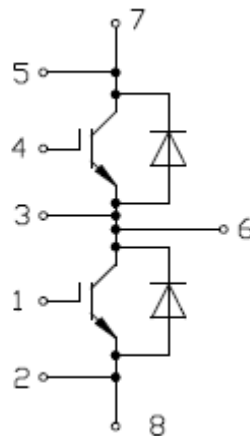


Abbildung 6-15: Schaltplan eines Dual-Switch-IGBT-Moduls [Infineon]

Eine Realisierung des Hochsetzstellers nach diesem Konzept, wird in der Abbildung 6-16 schematisch dargestellt.

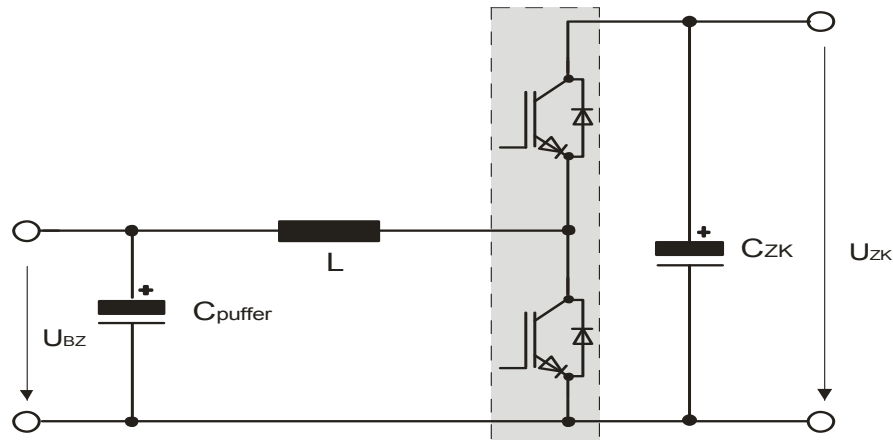


Abbildung 6-16: Hochsetzsteller mit einer Halbbrücke IGBT-Modul

Der Unterschied zur Abbildung 6-13 ist, dass die obere Freilaufdiode des IGBT-Moduls die Funktion der Hochsetzstellerdiode übernimmt. Dabei bleibt der obere IGBT-Schalter ohne Funktion und kann von der Ansteuerung her auf Grund gelegt werden [98] [35]. Vorteil dieser Kombination ist, dass beide Halbleiterelemente, bereits vom Herstellungsprozess her, aufeinander abgestimmt sind.

6.4 Spannungszwischenkreis

Aus der Definition ist der Zwischenkreis eine elektrische Einrichtung, die als Energiespeicher mehrere elektrische Netze auf einer gemeinsamen Strom- oder Spannungsebene über Umrichter elektrisch koppelt. Beim Spannungszwischenkreis (UWR)⁵⁴ ist das Speicherelement ein Kondensator.

Der Zwischenkreiskondensator bildet das Pufferelement für den nachgeschalteten Wechselrichter und wird vom Hochsetzsteller mit Energie versorgt. Er stabilisiert außerdem die Zwischenkreisspannung und reduziert dabei die Rückwirkungen des Wechselrichters auf den Hochsetzsteller. Bei Bedarf stellt er dem Wechselrichter auch kapazitive Blindleistung zu [93].

Der Kondensator für den Einsatz im Zwischenkreis sollte eine niedrige ESR (Equivalent Series Resistance), eine hohe Spannungsfestigkeit und Zuverlässigkeit besitzen. Auch die Temperaturbeständigkeit des Kondensators muss berücksichtigt werden. Durch niedrige ESR, werden die Durchlassverluste, die die Erwärmung des Bauteils verursachen reduziert.

⁵⁴ UWR: Spannungseinsprängender Wechselrichter mit Kondensator als Zwischenkreiselement.

6.4.1 Auslegung des Zwischenkreiskondensators

Im Allgemeinen sind Kondensatoren temperaturabhängig. Sie dürfen daher keinen hohen Temperaturen ausgesetzt werden, welche sich auf die Lebensdauer des Bauteils auswirken können.

Um die Welligkeit der Zwischenkreisspannung auf einen maximalen Wert zu begrenzen, wird der maximale Spannungsripple auf 10 % der Zwischenkreisspannung festgelegt.

6.4.2 Berechnung der Kapazität des Zwischenkreiskondensators

Für die Auslegung der Mindestkapazität des Kondensators wird zuerst die Überbrückungsdauer, welche für eine Bereitstellung des Stromes nötig ist, berechnet.

Dabei handelt es sich um die Zeit in welcher, beim eingeschalteten Hochsetzstellertransistor, die elektrische Energie der Brennstoffzelle in die Drossel übergeben wird.

Festlegungen:

- Minimale Eingangsspannung des Hochsetzstellers U_{BZmin} : 250 V DC
- Festgelegte Zwischenkreisspannung U_{ZK} : 600 V DC
- Schaltfrequenz des Hochsetzstellertransistors f : 2 kHz

$$T_{ein} = \frac{1}{f} \cdot \left(1 - \frac{U_{BZmin}}{U_{ZK}} \right) = \frac{1}{2kHz} \cdot \left(1 - \frac{250V}{600V} \right) = 291,66 \mu s \quad (6-38)$$

Anschließend kann der Nennstrom des Zwischenkreises berechnet werden:

Festlegungen:

- Maximale erzeugte elektrische Leistung der BZ P_{BZmax} : 120 kW

$$I_{BZmin} = \frac{P_{BZmax}}{U_{ZK}} = \frac{120kW}{600V} = 200A \quad (6-39)$$

Mit den Gleichungen (6-38) und (6-39) kann die minimale Kapazität des Zwischenkreiskondensators berechnet werden:

Festlegungen:

- Zulässige Spannungsänderung der Zwischenkreisspannung ΔU_{ZK} : 60 V DC

$$C_{ZK \min} = \frac{I_{BZ \min} \cdot T_{ein}}{\Delta U_{ZK}} = \frac{200 A \cdot 291,66 \mu s}{60 V} = 0,972 mF \quad (6-40)$$

Der Zwischenkreiskondensator muss mindestens eine Kapazität von 972 μF aufweisen. Mit einer Zwischenkreisspannung von 600 V DC und den möglich auftretenden Überspannungen, sollte eine Spannungsfestigkeit von mindestens 800 V DC gewählt werden. Die Strombelastbarkeit sollte höher als der Nennstrom des Zwischenkreises, mit mindestens 210 A sein.

6.5 Wechselrichter

Der Wechselrichter, auch Inverter genannt, ist ein leistungselektronisches Gerät, das Gleichspannung in Wechselspannung bzw. Gleichstrom in einen Wechselstrom umwandelt. Er bildet das Bindeglied zwischen Gleichspannungsquellen, wie Brennstoffzellen, PV-Anlagen, Windkraft-Generatoren, Batterien einerseits, und den wechselfspannungsbetriebenen Verbraucher.

In der Fachliteratur [75] ist eine Vielzahl von Wechselrichterschaltungskonzepten, die leider selten für den Betrieb an Brennstoffzellen konzipiert sind, zu finden. Die Hauptanwendung des Wechselrichters liegt in der Automatisierungstechnik als dreiphasiger Wechselrichter zur Speisung von drehzahlgeregelten Antriebe und vorwiegend als Frequenzumrichter⁵⁵.

Speziell für die Brennstoffzellenanwendung finden vorwiegend selbstgeführte Wechselrichter mit eingepprägter Spannung (UWR) Anwendung. Eine Pulsbreitenmodulation mit einer festen Frequenz steuert die Halbleiterschalter und am Wechselrichterausgang steht eine sinusförmige Spannung bereit. Neben der Ansteuerung des Tastverhältnisses der Halbleiterschalter übernimmt ein digitaler Signalprozessor (DSP) auch die Überwachung der Wirk- und Blindleistungsabgabe, der Oberschwingungen, des Verlaufs des Netzstroms und der Temperaturen der Halbleiterbauelemente.

⁵⁵ Frequenzumrichter: Kombination von einem selbstgeführten Wechselrichter mit einem vorgeschalteten netzgeführten Gleichrichter.

6.5.1 Anforderungen an dem BZ-Wechselrichter

Bei einem Netzausfall, muss der Wechselrichter in der Lage sein, in Insel-Betrieb umzuschalten, und die gelieferte elektrische Energie der Brennstoffzelle in einem lokalen Verbraucher abzuführen. Die Netzausfallerkennung ist von großer Bedeutung, damit Fehlschaltung vermieden werden können. Die Fehlabschaltungen können beispielsweise durch gegenseitige Beeinflussung der Wechselrichter in Netz verursacht werden.

Mit der zunehmenden Anzahl der dezentralen Energieerzeugungsanlagen (Photovoltaik, Windkraft, Brennstoffzelle, etc) werden auch Einflüsse in der Stabilität und Qualität der Netze in Betracht genommen.

6.5.2 Dreiphasiger Wechselrichter

Für die Nutzung der elektrischen Energie wird die SOFC-Brennstoffzelle mit dem Drehstromnetz verbunden [47]. Dafür eignet sich ein 3-phasiger Wechselrichter mit eingepprägtem Spannungszwischenkreis und vorgeschaltetem Hochsetzsteller nach Abbildung 6-17.

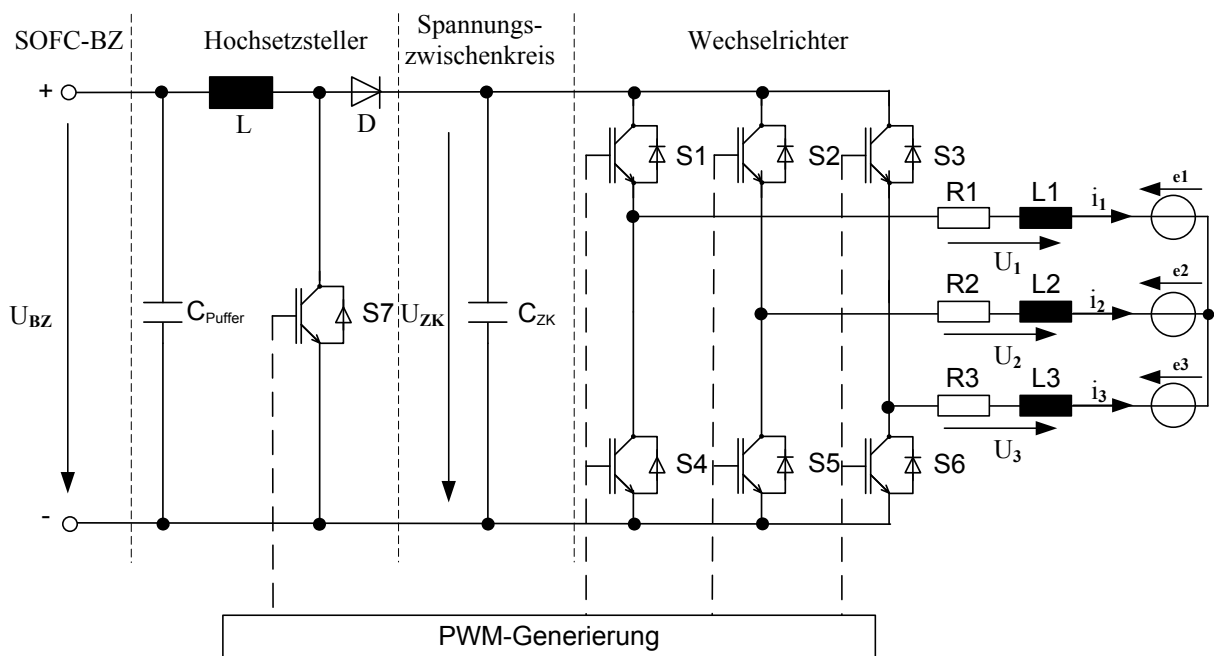


Abbildung 6-17: Dreiphasiger Wechselrichter mit vorgeschaltetem Hochsetzsteller

Die Form der Ausgangsspannung und Ausgangsströme werden durch die Art der Ansteuerung (PWM-Generierung) der Halbleiter beeinflusst [78]. Die letztere hat auch Auswirkung auf das Verhältnis zwischen der Zwischenkreisspannung und die einzuspeisenden Netzspannung.

Die Spannungsamplitudensteuerung mittel PWM (Pulsweitenmodulation) (Abbildung 6-18) ist die gängige Methode der digitalen Steuerung und Regelung von Leistungselektronische Schaltungen. Sie basiert auf dem Prinzip des Vergleichs einer Wechselsteuerspannung mit einer Dreiecksspannung [59].

Am Anfang des Abtastintervalls werden die Messwerte von Ströme und Spannungen abgetastet und für das Intervall gespeichert. Nach der Umsetzung der analogen gespeicherte Größe mittel AD-Umsetzer stehen die digitale umgesetzte Größen als Istwertgrößen für den Regler bereit. Zusammen mit den auch digital vorliegenden Sollwertgröße und die Istwertgröße werden die nötigen Steuergrößen der Halbleiterventile vom PWM-Regler berechnen. Sie werden dann zum Beginn des nächsten Intervalls ausgegeben.

Mit der Annahme, dass die PWM-Spannungen für die Abtastintervall (halbe Schaltperiode) immer konstant sind, liegen die Ist- und Sollwert als Mittelwerte vor.

Bei der niedrigen Schaltfrequenzen der Leistungshalbleitern kann die Abtastperiode des PWM-Reglers nur ein Bruchteil der Schaltperiode ausmachen und trotzdem bleiben die PWM-Steuerspannungen die ganze halbe Periode konstant.

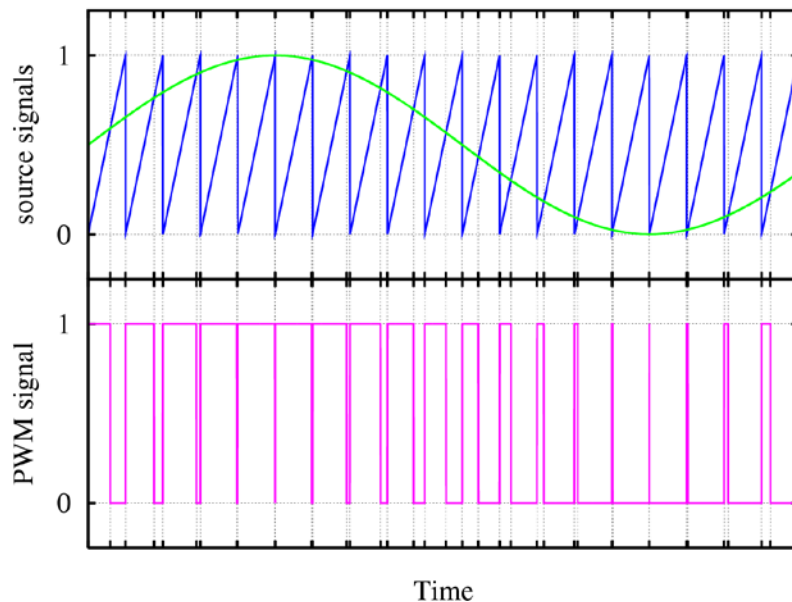


Abbildung 6-18: Erzeugung des PWM-Signals [55]

Abbildung 6-19 zeigt den Verlauf der Spannungen und Ströme eines dreiphasiger Wechselrichter. Die Dauer der Spannungspulse wird so gewählt, dass der Mittelwert der Spannung über die Schaltperiode dem Mittelwert der gewünschten Sollspannung entspricht.

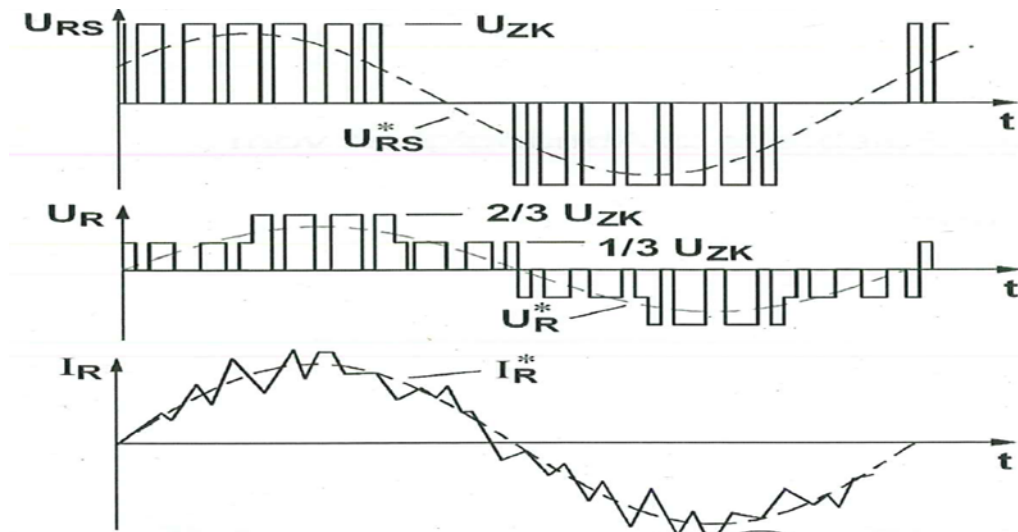


Abbildung 6-19: Verlauf der verketteten Spannungen und Strangströme eines Wechselrichter beim Schalten mit variabler Pulsbreite [75]

Neben den PWM gibt es auch die Raumzeigermodulation (Space Vector Control) (Abbildung 6-20) als Ansteuerungsmethode für den Wechselrichter. Sie beruht auf der mathematischen Zerlegung der Sollspannung in einzelne Raumzeiger. Die Raumzeigermodulation bildet aus den drei Phasenspannungen einen Raumzeiger und die Schaltbedingungen werden aus der Position des Raumzeigers abgeleitet [50].

Der Spannungssollwert wird dem Steuersatz zyklisch in Form eines Sollraumzeigers übergeben. Er ist durch seine Lage und seinen Betrag definiert. Der Steuersatz bildet diesen Raumzeiger als Mittelwert über einen Zyklus nach. Dazu schaltet er für einen definierten Teil des Zyklus in einer bestimmten Reihenfolge beide Nullzeiger sowie die beiden aktiven Zeiger, die sich rechts und links vom Sollzeiger befinden ein. Damit entstehen innerhalb der Zykluszeit mehrere aufeinander folgende kurze Raumzeiger. Die Länge dieser Raumzeiger hängt von ihrer Einschaltdauer ab. Bildet man den Mittelwert über diese Raumzeiger innerhalb eines Zyklus, so entsteht der vorgegebene Sollraumzeiger.

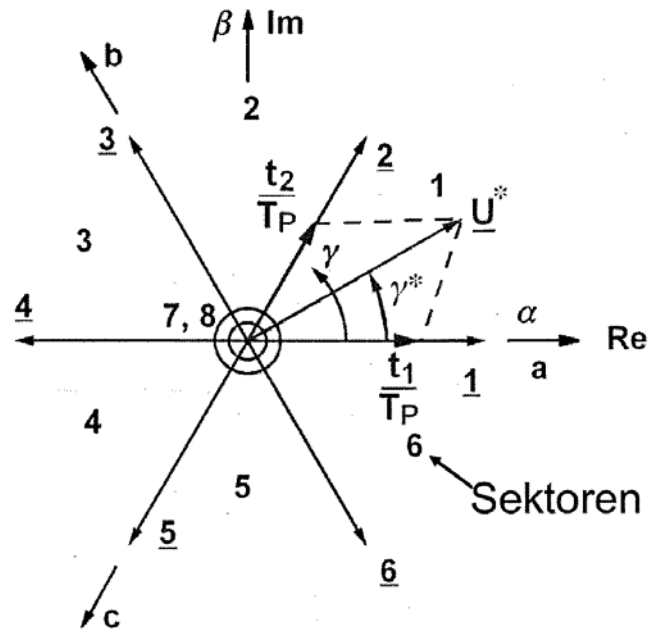


Abbildung 6-20: Grafische Darstellung der Schaltzeitbestimmungen bei der Raumzeigermodulation eines dreiphasiger Wechselrichter [75]

Die Ausgangsspannung wird durch die Pulse der Zwischenkreisspannung sinusförmig angenähert (Abbildung 6-21).

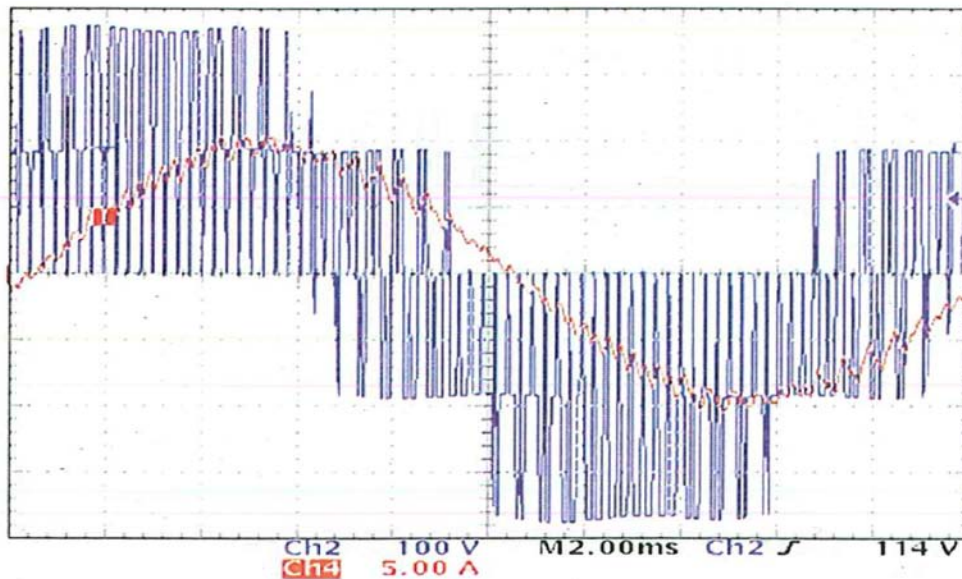


Abbildung 6-21: Verlauf einer Strangspannung und -strom (50 Hz) eines dreiphasiger Wechselrichter bei der Raumzeigermodulation von 2 kHz [75]

6.5.3 Ansteuerung der IGBTs

Die Raumzeigermodulation basiert auf eine digitale Ansteuerung. Sie ist flexibel und erweiterbar. Aufgrund dieser Vorteile wird sie als Modulationsverfahren für unsere Versuchsanlage verwendet.

6.5.4 Berechnung der Ausgangsspannung des Wechselrichter

Bevor die Hauptkomponente des Wechselrichters (Diode und Transistor) dimensioniert werden, muss zuerst die Höhe der gewünschten Ausgangsspannung des Wechselrichters, welche von der Art der PWM-Modulation beeinflusst wird, bestimmt werden [34].

Gemäß der Literatur [76] entspricht das Verhältnis der Zwischenkreisspannung zur verketteten Ausgangsspannung des Wechselrichters, nach der Sinus-Dreieck-Modulation, folgenden Werten:

$$\hat{U}_{RS} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot U_{ZK} \quad (6-41)$$

$$\frac{U_{ZK}}{U_{RS}} = \frac{2 \cdot \sqrt{2}}{\sqrt{3}} \approx 1,63 \quad (6-42)$$

\hat{U}_{RS} : Scheitelwert der verketteten Ausgangsspannung

U_{RS} : Effektivwert der verketteten Ausgangsspannung

U_{ZK} : Zwischenkreisspannung

Aus den Gleichungen (6-41) und (6-42) kann der Amplitudenwert der Ausgangsspannung errechnet werden. Es wird die festgelegte Zwischenkreisspannung U_{ZK} von 600 V DC aus dem Unterkapitel 6.4 zugrunde gelegt:

$$U_{RS} = \frac{U_{ZK}}{1,63} = 368VAC \quad (6-43)$$

Bei der Raumzeigermodulation wird das Verhältnis der Zwischenkreisspannung zur verketteten Ausgangsspannung des Wechselrichters folgendermaßen, den Literaturangaben [76] entsprechend, dargestellt:

$$\hat{U}_{RS} = \frac{1}{\sqrt{3}} \cdot U_{ZK} \cdot \sqrt{3} \quad (6-44)$$

$$\frac{U_{ZK}}{U_{RS}} \approx \sqrt{2} \approx 1,41 \quad (6-45)$$

Nach dem Einsetzen der festgelegten Zwischenkreisspannung, kann die Ausgangsspannung des Wechselrichters mittels der Gleichungen (6-44) und (6-45) wie folgt berechnet werden:

$$U_{RS} = \frac{U_{ZK}}{1,41} = 425VAC \quad (6-46)$$

Aus den Gleichungen (6-43) und (6-46) wird erkannt, dass bei der Sinus-Dreieck-Modulation, die geforderte Ausgangsspannung von 400 V AC, aus einer Zwischenkreisspannung von 600 V DC, nicht erreicht wird. Eine Ausgangsspannung von 400 V AC ist für die Netzanbindung an das Niederspannungsnetz notwendig.

Aufgrund dessen sollte die Zwischenkreisspannung auf 652 V DC, nach folgender Gleichung, erhöht werden:

$$U_{ZK} = U_{RS} \cdot 1,63 = 652VDC \quad (6-47)$$

Dies würde zu einer zusätzliche Belastung der Komponente des Hochsetzstellers, des Zwischenkreiskondensators, sowie des Wechselrichters selbst führen.

Stattdessen wird bei der Raumzeigermodulation, nach der Gleichung (6-46), eine verkettete Ausgangsspannung von 425 V AC erreicht. Sie ist höher als der geforderten Ausgangsspannung von 400 V AC und bietet gleich genügend Reserven an.

Deshalb wird für die Ansteuerung unserer Versuchsanlage, entsprechend der festgelegten Zwischenkreisspannung von 600 V DC, die Raumzeigermodulation verwendet.

6.5.5 Wechselrichter-Diode und -Transistoren

Die Diode und die Transistoren des Wechselrichters werden, wie in Abbildung 6-26 gezeigt, mit IGBTs bestückt.

Die IGBT-Module werden als Single-Switch (Abbildung 6-22) oder als Dual-Switch, wie in Abbildung 6-23 dargestellt, angeboten.

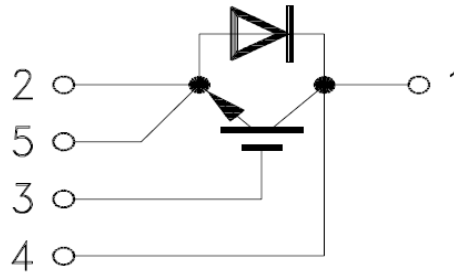


Abbildung 6-22: Schaltplan eines Single-Switch-IGBT-Moduls [Infineon]

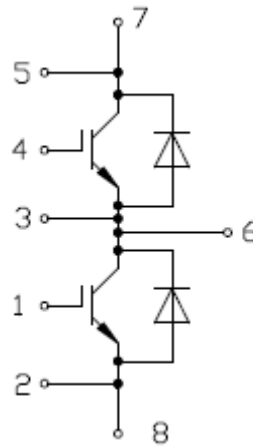


Abbildung 6-23: Schaltplan eines Dual-Switch-IGBT-Moduls [Infineon]

6.5.5.1 Auslegung der IGBT-Module

Für Wechselrichter kleiner Leistung bieten diverse Halbleiterhersteller (z.B. Infineon und Semikron) fertige Wechselrichter-Module mit sechs Schaltelemente und dazu gehörigen Freilaufdioden in einem einzigen Gehäuse an (Abbildung 6-25). Dieses Konzept spart Volumen und Kosten. Auch ein Tripack (drei Schaltelemente mit dazu gehörigen Freilaufdioden) nach Abbildung 6-24 sind auf Markt zu finden.

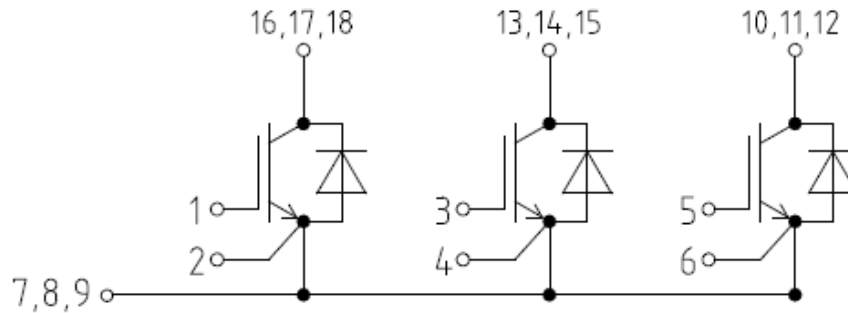


Abbildung 6-24: Schaltplan eines Tripack IGBT-Moduls Infineon FT150R12KE3 [24]

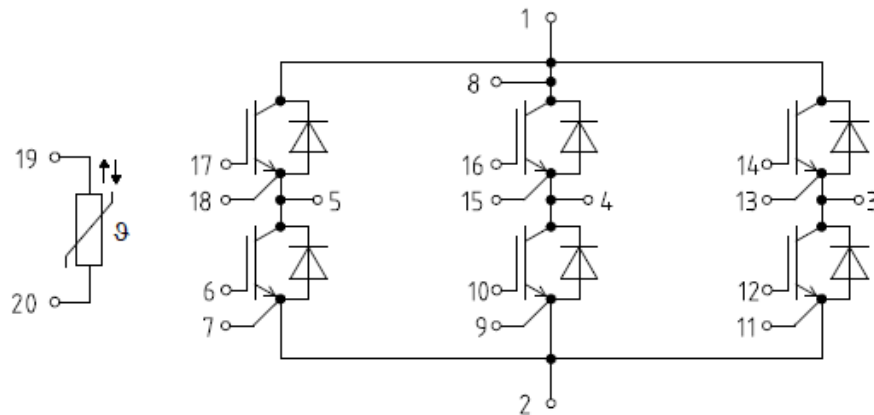


Abbildung 6-25: Schaltplan eines Sixpack-IGBT-Moduls mit integriertem Temperaturfühler Infineon FS200R12PT4 [23]

Leider sind diese Powerpack-Module nicht für große Leistungen einsetzbar. Die hohen abfallenden Verlustleistungen wären für das Gehäuse kritisch. Stattdessen werden für Wechselrichter großer Leistung drei getrennte Halbbrücke-Module nach Abbildung 6-23 verwendet.

Der fertige Wechselrichter mit vorgeschaltetem Hochsetzsteller kann dann wie folgt beschaltet werden:

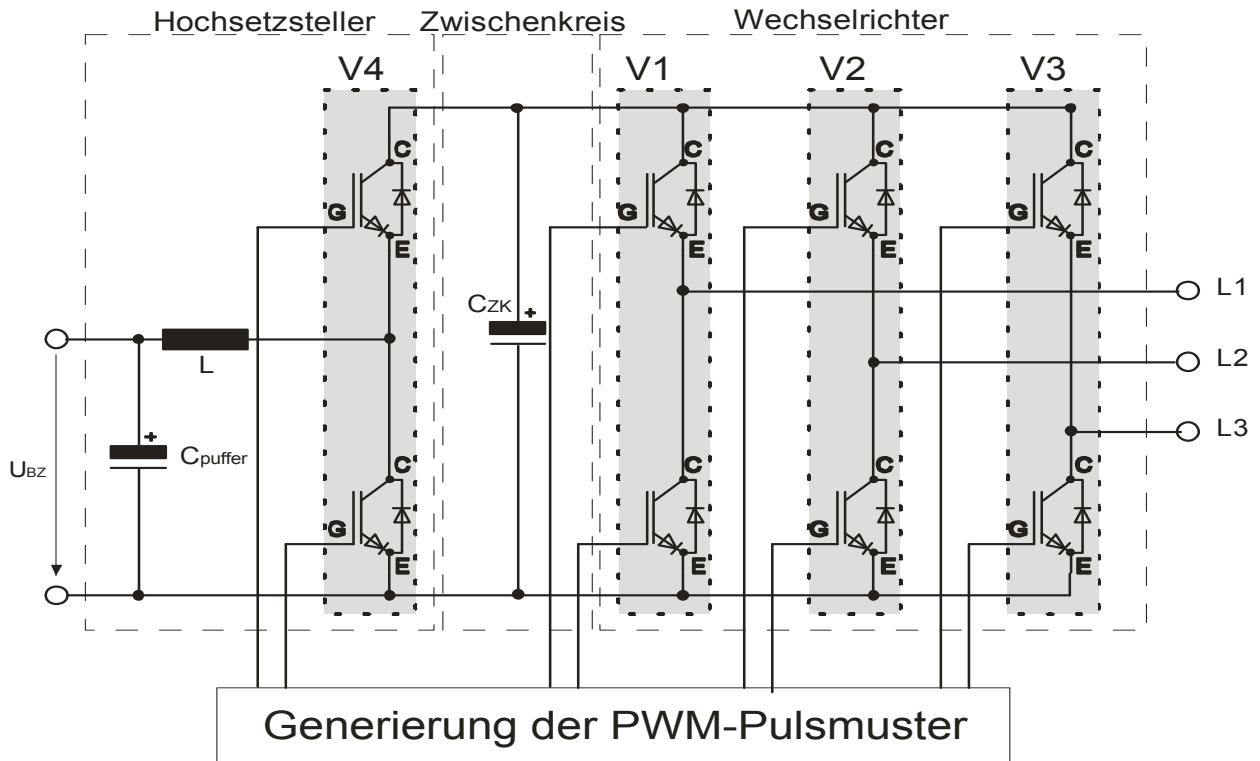


Abbildung 6-26: Wechselrichterkonzept mit vorgeschaltetem Hochsetzsteller [37]

6.5.6 Berechnung des IGBT-Moduls

Die IGBT-Module sollten so ausgewählt werden, dass die Sperrspannungen der IGBT-Schalter sowie deren Strombelastungen ausreichend dimensioniert sind [77]. Dafür werden die gewählten Module anhand folgender Parameterdaten ausgewählt:

- Zwischenkreisspannung U_{ZK} : 600 V DC
- Schaltfrequenz des IGBT-Transistors f : 2 kHz
- Effektivwert der verketteten Ausgangsspannung U_{RS} : 400 V AC
- Minimale Dauerstrombelastung I : 500 A

Das gewählte IGBT-Modul ist ein Dual-Switch von Infineon (PrimePACK FF600R12IE4), gemäß Abbildung 6-27, mit folgenden elektrischen Parametern:

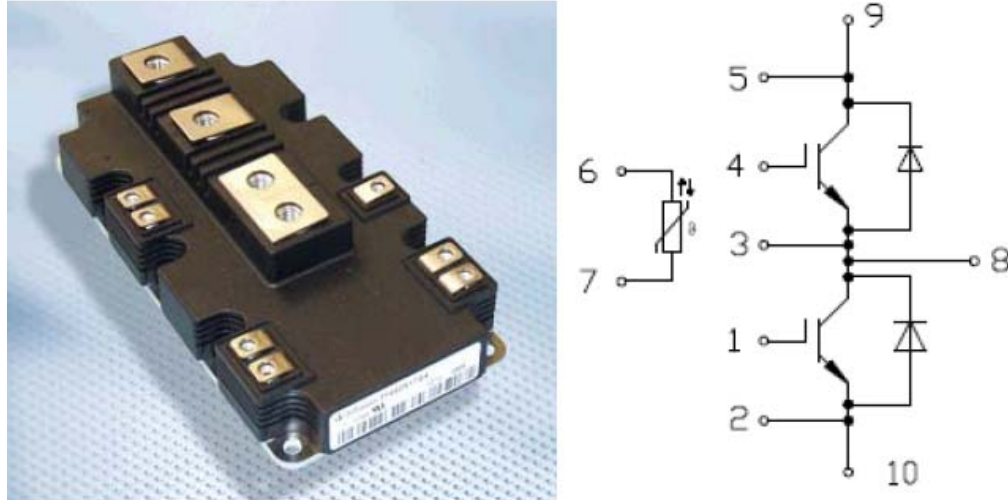


Abbildung 6-27: PrimePACK-IGBT-Modul FF600R12IE4 [21]

IGBT:

- Kollektor-Emitter-Sperrspannung V_{CES} : 1200 V DC
- Kollektor-Dauergleichstrom I_{Cnom} : 600 A
- Periodischer Kollektor Spitzenstrom I_{CRM} : 1200 A
- Kollektor-Emitter-Sättigungsspannung V_{CESat} : 2,05 V
- Gesamte Verlustleistung P_{tot} : 3,35 kW
- Interner Gatewiderstand R_G : 1,8 Ω
- Gate-Emitter-Spitzenspannung V_{GES} : +/- 20 V DC
- Kurzschlussverhalten I_{SC} : 2400 A

Diode:

- Periodische Spitzensperrspannung V_{RRM} : 1200 V DC
- Dauergleichstrom I_F : 600 A
- Periodischer Spitzenstrom I_{FRM} : 1200 A
- Durchlassspannung V_F : 1,75 V DC

NTC-Widerstand:

- Nennwiderstand R_{25} : 5 k Ω
- Abweichung von R_{100} $\Delta R/R$: +/- 5 %
- Verlustleistung P_{25} : 20 mW

6.6 Netztransformator

Der Netzanschlusstransformator am Ausgang des Wechselrichters ist das Entkopplungselement zwischen dem Wechselrichter und dem Netz. Er bietet auch eine galvanische Trennung sowie eine Spannungsanpassung. Trafolose Wechselrichter besitzen kein Entkopplungstransformator und haben daher keine galvanische Trennung vom Netz.

Auf den Netztransformator kann auch verzichtet werden wenn - von der Schaltungstopologie her - die Wechselrichterausgangsspannung von der Form, Amplitude und Phase gleich sind. In diesem Fall müssen Netzdrosseln zwischen den Wechselrichter und das Netz geschaltet werden. Drossel reduzieren Stromüberschwingungen, die normalerweise vom Netztransformator gedämpft werden. Bei der Auslegung der Transformatorleistung müssen zu der eigentlichen Leistung der Brennstoffzelle auch die Oberwellenbelastung berücksichtigt werden [85].

6.6.1 Auslegung des Netztransformators

Angesichts der maximal einzuspeisenden elektrischer Energie, bzw. des Spannungsniveaus am Netzanschlusspunkt (Nieder- oder Mittelspannungsnetz), hängt die Auslegung des Transformators von der Größe des BZ-Kraftwerks ab.

Für die in der Abbildung 6-1 betrachtete Anlage, kommt ein DY5-Transformator mit 400/400 V zum Einsatz. Er wird direkt am Niederspannungsnetz angeschlossen. Neben der galvanischen Entkopplung wird das Nullsystem mitunterstützt.

6.6.2 Berechnung der Transformatorleistung

Im Abschnitt 6.1.2 wurde die maximal erzeugte elektrische Leistung der Brennstoffzelle auf 120 kWe festgelegt. Diese erzeugte Leistung muss durch den Transformator ins Netz übertragen werden. Um einen normalen Betrieb der Anlage zu gewährleisten, muss der Transformator, eine gewisse Leistungsreserve aufweisen, somit kann keine Überlastung auftreten.

Da die Transformatorleistung größer als die erzeugte Leistung der Brennstoffzelle sein muss und aus Kostengründen ist ein Standard-Transformator anstatt einer Sonderanfertigung, vorzuziehen. Der nächste, in Betracht kommende, Standard-Transformator hat eine Leistung von 160 kVA. Daraus ergibt sich eine Leistungsreserve von 40 kVA.

6.7 Netzfilter

Der Netzfilter ist eine elektrische Schaltung, bestehend vorwiegend aus Induktivitäten und Kondensatoren. Seine Aufgabe ist es, das Netz vor elektrischen und elektromagnetischen Störungen, verursacht durch den Wechselrichter, zu schützen. Die einfachste Art, das Netz somit zu schützen ist die Verwendung eines L-Filters auch Längsdrossel genannt. Der besteht bei einem 3-Phasen-System aus drei Drosseln in der Anordnung von einer Drossel pro Phase. Bei der Netzanbindung von dezentralen Stromversorgungen wird hingegen öfter ein LC-Filter eingesetzt. Er besteht wie bei dem L-Filter aus drei in Serie geschalteten Drosseln. Zusätzlich werden drei Kondensatoren parallel zu den Drosseln geschaltet.

Bei der Netzanbindung von dezentralen Stromversorgungen an das öffentliche Stromnetz entstehen Resonanzen, die die Stabilität des Netzes stören können. Die Resonanzfrequenz ist abhängig von den Kapazitäten des LC-Filters und der Induktivität des Netzes die mit der Zeit variiert. Dieses Resonanzproblem ist schwierig zu lösen, da zu der sich veränderte Netzinduktivität noch die Oberschwingungen kommen, die wiederum zeitabhängig sind. Dieses Problem der Resonanzen kann mit Hilfe des LCL-Filters zumindest minimiert werden. Die Vorteile der Verwendung des LCL-Filters liegen in der Reduzierung der Netzstromverzerrung und der Bereitstellung von Blindleistung.

Für Frequenzen oberhalb der Resonanzfrequenz des Filters liegt die Dämpfung des L-Filters bei 20 dB/decade und die vom LCL-Filter bei 60 dB/decade [91].

6.8 DC- und AC-Leistungsschalter

Im Fehlerfall muss der Wechselrichter vom Netz abgetrennt werden. Diese Aufgabe übernimmt netzseitig ein AC-Leistungsschalter. Wenn stattdessen der Brennstoffzellengenerator vom Hochsetzsteller getrennt werden muss, kommt ein DC-Leistungsschalter DC-seitig zum Einsatz. In beiden Fällen wird der Energiefluss unterbrochen. Dies verursacht hohe Beanspruchungen der Schalter, die für Überspannungen und Stromoberwellen ausreichend ausgelegt werden müssen.

Für eine leistungslose Trennung der Anlage z.B bei der Wartung, werden Trennschalter verwendet. Sie können, im Gegensatz zu Leistungsschalter, die bei Vollast die Energie sicher zu- bzw. ausschalten können, nur stromlos geschaltet werden.

Der Leistungsschalter vereinigt die Funktion des Trennschalters und vom Lasttrennschalter. Er kann nicht nur Betriebsströme schalten, sondern auch im Fehlerfall hohe Überlastströme ausschalten. Für die zusätzliche Schutzfunktion kommen entsprechende Schutzgeräte oder Schutzeinrichtungen zum Einsatz. Als Trenneinrichtung werden auch Schaltschütze verwendet. Die sind ferngesteuerte Lastschalter.

Bei der Energieunterbrechung wird unterschieden zwischen Gleich- und Wechselstrom. Im Gegensatz zum Gleichstrom verlischt der Wechselstrom beim Nulldurchgang und kann somit einfacher abgeschaltet werden. Es muss nur verhindert werden, dass nach dem Nulldurchgang des Stroms der Lichtbogen wieder zündet. Dies wird durch großen Schaltkontaktabstand oder durch Kühlen des Lichtbogens erreicht.

Die Abschaltung von Gleichstrom ist hingegen komplizierter, da Abschaltbedingungen erfüllt werden müssen, um den Lichtbogen sicher zu löschen. Durch fehlenden Nulldurchgang des Stroms, brennt der Lichtbogen auch bei wenig geöffneten Kontakten oder geringfügige Kühlwirkung weiter. Erst bei stärkere Öffnung der Kontakte oder Kühlung verlischt der Lichtbogen. Dadurch entsteht eine Lichtbogenspannung, die Werte annimmt, die weit größer sind als die Nennspannung.

6.8.1 Auslegung der DC- und AC-Leistungsschalter

Die maximale Spannungsbelastung des AC-Leistungsschalters muss höher als die maximale Ausgangsspannung (Minimum 400 V AC) des Netztransformators sein. Dies trifft auch auf die maximale Stromabgabe der Anlage zu.

Im Gegensatz zum DC-Trennschalter, agiert der AC-Trennschalter als galvanische Trennstelle zwischen der BZ-Anlage und dem Netz. Er wird, wenn bspw. Wartungsarbeiten an der Anlage durchgeführt werden müssen, benutzt.

Der AC-Leistungsschalter seinerseits wird für die Netzaufschaltung bzw. Netzzuschaltung gebraucht. Er wird von der übergeordnete Steuerung gesteuert und trennt die Anlage im Fehlerfall vom Netz ab.

Auf DC-Seite bekommt der Trennschalter mehr Bedeutung. Er wird benutzt um die Brennstoffzelle vom Rest der Anlage galvanisch zu trennen. Er muss auf die maximale

Ausgangsspannung des BZ-Stapels (Minimum 450 V DC), sowie auf die maximale Strombelastung (Minimum 480 A), ausgelegt sein.

Aus Sicherheitsgründen werden keine Sicherungen auf der DC-Seite angebracht. Bei einer Fehlansprechung würden sie schlagartig die Brennstoffzelle von der Last trennen. Dies würde wiederum zu einer Zerstörung der Anlage führen.

Aus gleichem Grund, wird im Betrieb, der Leistungsschalter ungern DC-seitig als Aufschaltelement verwendet. Während des Betriebs kommt DC-seitig ein Aufschalten der Anlage nicht in Frage. Stattdessen wird der DC-Leistungsschalter beim Anlagenhochlauf verwendet. Sind die Zwischenkreiskondensatoren netzseitig bereits aufgeladen, dann wird er für die Zuschaltung der Brennstoffzelle auf den Hochsetzsteller benutzt.

Ist die Anlage im Betrieb, dann würde im Fehlerfall ein Ausschalten des Leistungsschalters zu einer Beschädigung der Zellen führen. Es verhält sich genauso wie bei den Sicherungen.

6.8.2 Berechnung der Trenn- und Leistungsschalter

Die DC-Trenn- und Leistungsschalter werden auf die Ausgangswerte der Brennstoffzelle ausgelegt. Sie müssen nach Gleichung (6-3) eine minimale Strombelastung von 480 A DC aufweisen sowie eine Spannungsfestigkeit von mindestens 450 V DC.

6.9 Steuerung und Überwachung der Anlage

Um einen sicheren Betrieb der SOFC-Brennstoffzellenanlage zu gewährleisten, sind zahlreiche Prozess-Steuerungen und Überwachungen notwendig. Neben den für den normalen Betriebsablauf der Anlage notwendigen Prozessen sind auch sicherheitsrelevante Funktionen, die besonders gesteuert und überwacht werden müssen, zu beachten. Dies werden im allgemein durch übergeordnete Steuerungen angesteuert (PCS⁵⁶, PLC⁵⁷, etc) und über HMI⁵⁸ visualisiert. Dabei werden die wichtigsten Prozessgrenzwerte ständig kontrolliert.

⁵⁶ PCS: Power Conditioning System

⁵⁷ PLC: Programmable Logic Controller

⁵⁸ HMI: Human Machine Interface

6.9.1 Prozessvorbereitung

Ausgehend von einem Ruhezustand (die Systemtemperatur ist die Umgebungstemperatur) und bevor die Anlage hochgefahren wird, müssen einige Bedingungen erfüllt sein, um den Betrieb vorzubereiten. Es wird vom System her in der Art einer Checkliste vorgegangen. Dieser Selbsttest wird vom Prozesscomputer durchgeführt und die Anlage kann nur weiter hochgefahren werden, wenn dieser Test erfolgreich quittiert wird.

Es muss z.B. sichergestellt werden, dass die Anlage technisch in Ordnung ist, dass Personen nicht zu Schaden kommen können und dass die Systemkomponenten durch das Anfahren der Anlage ordnungsmäßig funktionieren werden.

Wichtig ist auch, dass eine Not-Abschaltung, falls Fehler festgestellt werden, möglich ist. Dieser ganze Prozess wird überwacht und protokolliert, um bei Bedarf die Ursachen einer Fehlanfahrt der Anlage zu analysieren.

Die Betriebsbereitschaft des Brennstoffes (Erdgas, wasserstoffreiches Gas, LPG⁵⁹ etc.), die Überwachung der Brennstoffzufuhr und des Brennstoffvorrates sind Anforderungen, die für die sichere Anfahren der Anlage notwendig sind. Sowie auch die Betriebsbereitschaft der Prozessluft, des Heißaggregates, der Hilfsgeneratoren und der verschiedenen Systemkomponenten wie z.B. Wechselrichter und Transformatoren.

6.9.2 Prozessvorwärmung

Nach erfolgreichem Systemcheck der Prozessvorbereitung wird der Brennstoffzellenstack auf Temperatur gebracht. Während dieser Heizphase werden parallel andere Systemkomponenten kontrolliert.

Bevor die Prozessvorwärmung beginnt, müssen z.B. alle Zufuhrventile geöffnet (Brenngas, Prozessluft) und Druckangaben normal sein. Die Heizaggregate (elektrische Widerstandsbank oder Gas-Befuerung) werden im Betrieb genommen und die Heizphase beginnt. Die Prozessluft (bzw. Sauerstoff) wird erwärmt, bis die Betriebstemperatur der Zellen (bei ca. 700 °C) erreicht ist. Ab diesem Zeitpunkt werden bereits die elektrische und thermische Energie produziert. Die

⁵⁹ LPG: Liquefied Petroleum/Propane Gas

elektrische Energie wird zuerst für die eigene Versorgung gebraucht und die Hilfsstromaggregate (z.B. Dieselgenerator) abgeschaltet. Die Anlage arbeitet ab jetzt selbständig.

6.9.3 Lastankopplung

Mit dem Erreichen der vorgegebene Prozesstemperatur und den Anfang der Energieproduktion wird die Last vorbereitet und angekoppelt, um die erzeugte elektrische Energie ins Netz speisen zu können. Dies wird erreicht durch die Vorladung der Eingangskondensatoren des DC/DC-Wandler, die direkt am Ausgang des Brennstoffzellenstacks geschaltet sind. Die Vorladung der Kondensatoren wird über die parallel zum Hauptleistungsschalter (DC-Seite) geschalteten Vorladewiderstände durchgeführt. Erst wenn die Kondensatoren aufgeladen sind, wird der Leistungsschalter geschlossen und die elektrische Energie fließt durch die Hauptleistungsschalter und zum Zwischenkreis.

Ähnlich wie bei der Vorladung der Eingangskondensatoren des DC/DC-Wandlers werden die Zwischenkreiskondensatoren vorgeladen. Nach der Vorladung wird dann die Energie vom Hochsetzsteller in den Zwischenkreis zwischengespeichert und der nachgeschaltete Wechselrichter wird in Betrieb genommen. Der Wechselrichter wandelt dann den Gleichstrom der Brennstoffzelle in einen Wechselstrom, der für das Drehstromnetz geeignet ist.

6.9.4 Betrieb

Beim Erreichen der Betriebstemperatur der Zellen und die Vorladung alle Kondensatoren wird das System auf einem Arbeitspunkt fixiert und ständig überwacht. Die Stromerzeugung ist damit aktiviert und der Ausgangsstrom wird auf maximalen Grenzwert geregelt.

6.9.5 Normale Abschaltung

Bei notwendigen Reparaturen und Wartungen wird die Anlage manuell vom Bediener heruntergefahren. Auch bei Über- bzw. Unterschreitung bestimmte Betriebsgrenzwerte wird die Anlage automatisch vom PLC heruntergefahren werden. Dabei wird das Netz getrennt (Öffnen des AC-Leistungsschalters), die Brennstoff- und Luftzufuhr gestoppt (Schließen der Ventile) und die überflüssige elektrische Energie an den Dissipator geleitet (Zuschalten der Widerstandsbank).

6.9.6 Not-Abschaltung

Im Fehlerfall, beispielsweise bei Netzunterbrechung oder bei internen Prozessfehlern (z.B. nicht Einhaltung von Sicherheit relevante vorgegebene Grenzwerte), muss die Anlage vom Netz getrennt und sicher heruntergefahren werden, um das Personal vor Unfällen und die Anlage selbst vor Beschädigungen zu schützen. Dieser Not-Abschaltungsbefehl geschieht im Allgemeinen über eine feste verdrahtete Steuerung, die unabhängig von der Hauptsteuerung arbeitet.

Bei der Aktivierung dieses Befehls wird unverzüglich der Stromerzeugung abgesetzt, die Gasversorgung abgetrennt, das Netze abgeschaltet und der Dissipator zugeschaltet.

Während dieser Not-Abschaltung werden die wichtigen Funktionen der Anlage, die für das sichere Herunterfahren der Anlage nötig sind, durch externe Notstromaggregate und Gasversorgung weiterversorgt.

6.9.7 Meldungen

Für den sicheren Betrieb der Anlage werden zahlreiche Meldungen gegeben wie z.B. die Über- und Unterspannungen, der Überstrom am Ausgang, die Über- und Untertemperatur in Stack, die Über- und Unterdruck an der Gasversorgung, der PCS-, der System-, der Netz- und der Gasfehler.

6.10 Auslegung des 1-MW-SOFC-Brennstoffzellenkraftwerks

Ausgehend von der 120-kW-SOFC-Brennstoffzellenanlage wird das 1-MW-SOFC-Brennstoffzellenkraftwerk in den folgenden Unterkapiteln ausgelegt. Die Systemtopologie wird nach der Abbildung 6-28 aufgestellt.

6.10.1 Topologie des 1-MW-SOFC-Brennstoffzellenkraftwerkes

Die vorgestellte Topologie besteht aus mehreren SOFC-Brennstoffzellenaggregaten mit nachgeschalteten optimierten Hochsetzstellern, die parallel geschaltet sind.

Das entstehende Brennstoffzellenkraftwerk, mit 1 MW elektrisch zur Verfügung stehender Leistung, kann mit 8-mal 120-kW-SOFC-Brennstoffzellenaggregate realisiert werden (Gleichung (6-48)).

$$P_{BZK \max} = P_{BZmax} \cdot 8 = 120kWe \cdot 8 = 0,96MWe \quad (6-48)$$

SOFC-Brennstoffzellen-Kraftwerke

P_{BZKmax} : Gesamte maximale Leistung der SOFC-BZ-Aggregate

P_{BZmax} : Maximale Leistung eines SOFC-BZ-Aggregats

Mit der Annahme, dass die nachgeschalteten Hochsetzsteller einen elektrischen Wirkungsgrad von 96% haben dürfte folglich am Eingang des Hochleistungswechselrichters eine gesamte elektrische Leistung von ca. 921 kWe zur Verfügung stehen. Dies wird in folgender Gleichung dargestellt:

$$P_{BOOSTmax} = P_{BZKmax} \cdot 96\% = \frac{0,96MWe \cdot 96}{100} = 921,60kWe \quad (6-49)$$

$P_{BOOSTmax}$: Gesamte maximale Leistung der Hochsetzsteller

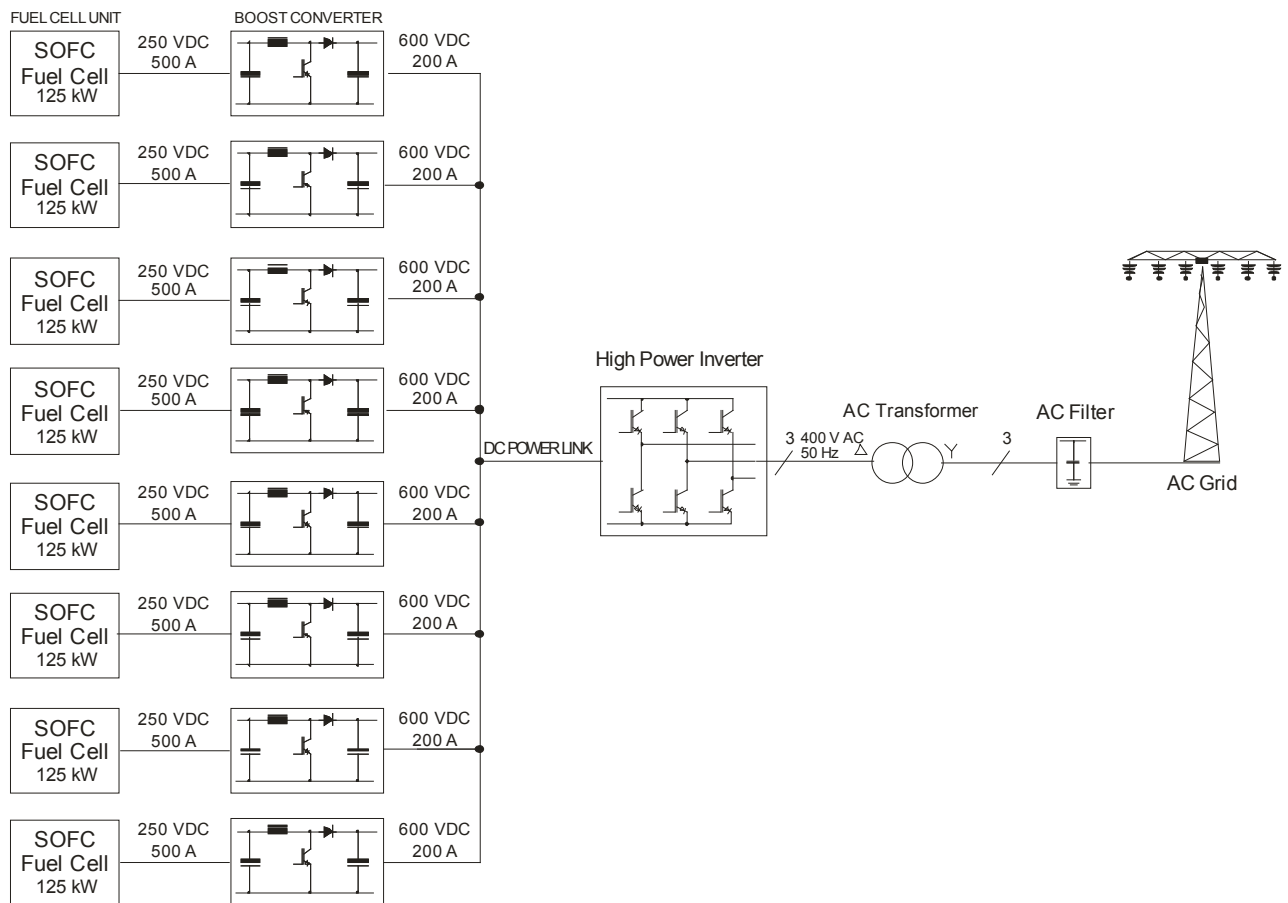


Abbildung 6-28: 1-MW-SOFC-Brennstoffzellenkraftwerk

6.10.2 Auslegung des SOFC-Aggregats

Das einzusetzende SOFC-Aggregat ist dasselbe wie das in der betrachteten Brennstoffzellenanlage, mit einer maximalen elektrischen Leistung von 120 kW, aus dem Unterkapitel 6.1.

Nach Anpassung des maximalen Stromes von 480A auf 500A kann das eingesetzte SOFC-Aggregat folgende Parameter aufweisen:

Tab. 6-1: Elektrische Parameter des 120-kW-SOFC-Aggregats

| Daten | Werte |
|---|----------|
| Minimale Ausgangsspannung U_{BZmin} | 250 V DC |
| Maximale Ausgangsspannung U_{BZmax} | 450 V DC |
| Maximaler Ausgangsstrom I_{BZmax} | 500 A |
| Maximale elektrische Leistung P_{BZmax} | 125 kW |

6.10.3 Auslegung des Hochsetzstellers

Der eingesetzte Hochsetzsteller bleibt, wie das SOFC-Aggregat, derselbe. Die Parameter sind in der unten stehenden Tabelle aufgeführt. Die Eingangswerte des Hochsetzstellers werden von den Ausgangswerten des BZ-Aggregats bestimmt.

Tab. 6-2: Elektrische Parameter des 120-kW-Boost Converters

| Daten | Werte |
|---|------------------|
| Minimale Eingangsspannung U_{BZmin} | 250 V DC |
| Maximale Eingangsspannung U_{BZmax} | 450 V DC |
| Maximaler Eingangsstrom I_{BZmax} | 500 A |
| Maximale elektrische Leistung P_{BZmax} | 125 kW |
| Drosselinduktivität L (Min - Max) | 1,172 - 1,512 mH |
| Schaltfrequenz f_s | 2 kHz |
| Eingangspufferkondensator C_{BZ} (Min) | 1,116 mF |
| Ausgangskondensator C_{ZK} (Min) | 1,157 mF |
| Stabilisierte Ausgangsspannung U_{ZK} | 600 V DC |

6.10.4 Auslegung des Hochleistungswechselrichters

Die acht parallelgeschaltete Ausgänge der Hochsetzsteller werden, über einen DC Power Link, mit dem Wechselrichter gekoppelt. Die Hochsetzsteller-Ausgangskondensatoren bilden zusammen den Zwischenkreis des Hochleistungswechselrichters.

Da es auf dem Markt Netzwechselrichter mit großer Leistung - entwickelt für andere Applikationen wie bspw. die Photovoltaik - gibt, kann hier ein 1-MW-Standard-Netzwechselrichter eingesetzt werden.

Zum Beispiel kann der SINVERT 1000 MS TL [26] mit folgenden elektrischen Parametern eingesetzt werden:

Tab. 6-3: Elektrische Parameter des 1-MW-Wechselrichters

| Daten | Werte |
|--|----------|
| Minimale DC Eingangsspannung $U_{d\min}$ | 515 V DC |
| Maximale DC Eingangsspannung $U_{d\max}$ | 900 V DC |
| Nenneingangsspannung U_{dc} | 600 V DC |
| Nenneingangsleistung P_{dc} | 1026 kW |
| Maximaler Eingangsstrom $I_{dc\max}$ | 2000 A |
| Anzahl der DC Eingänge | 8 |
| Maximaler Strom pro Eingang | 250 A |
| Nennausgangsspannung U_{ac} | 360 V |
| Nennfrequenz f | 50 Hz |
| Maximaler Ausgangsstrom $I_{ac\max}$ | 1762 A |
| Maximaler Wirkungsgrad | 98,2 % |



Abbildung 6-29: 1-MW-Wechselrichter (SINVERT 1000 MS TL) [SIEMENS]

6.10.5 Auslegung des Netztransformators

Ebenso wie der Wechselrichter kann der Netztransformator als Standard-Komponente eingesetzt werden. Netztransformatoren werden in viele Applikationsfelder benutzt und stellen für das SOFC-Brennstoffzellenkraftwerk ein wichtiges Kopplungselement mit dem Netz her.

Um Ausfälle zu minimieren muss der Netztransformator mit genügend Reserve betrieben werden [48]. Aus diesem Grund setzen wir in unserem 1-MVA-SOFC-Brennstoffzellenkraftwerk einen 1,25 MVA Netztransformator nach Abbildung 6-30 ein.



Abbildung 6-30: 1,25 MVA Netztransformator [PEGE]

Die Spannungsübersetzung des Transformators sowie die Erdungsart werden vom Netzbetreiber bestimmt.

7 MATLAB Modellbildung und Simulation des SOFC-Brennstoffzellenkraftwerks

Nach dem im Kapitel 6 die 120-kW-SOFC-Brennstoffzelle sowie das 1-MW-SOFC-Kraftwerk berechnet und ausgelegt wurden, werden in diesem Kapitel beiden Anlagen vorerst modelliert und anschließend simuliert. Für die Modellbildung sowie für die Simulation setzen wir das MATLAB/ SIMULINK Software von MATWORKS ein [69].

7.1 Modellbildung und Simulation des 120-kW-SOFC-Hochsetzstellers

Die Abbildung 7-1 zeigt das Blockschaltbild einer SOFC-Brennstoffzellenanlage im Inselbetrieb. Für die Modellbildung setzen wir die bekannten Daten des SOFC-Aggregates der Demonstrationsanlage beschrieben im Unterkapitel 6.1 ein. Da die Daten des eingebauten Hochsetzstellers der Demonstrationsanlage nicht bekannt sind, wird ein 120-kW-Hochsetzsteller modellieren.

Es wird für die Modellierung die Parameter des Hochsetzstellers, welche bereits in den Unterkapiteln 6.3 berechnet wurden, eingesetzt.

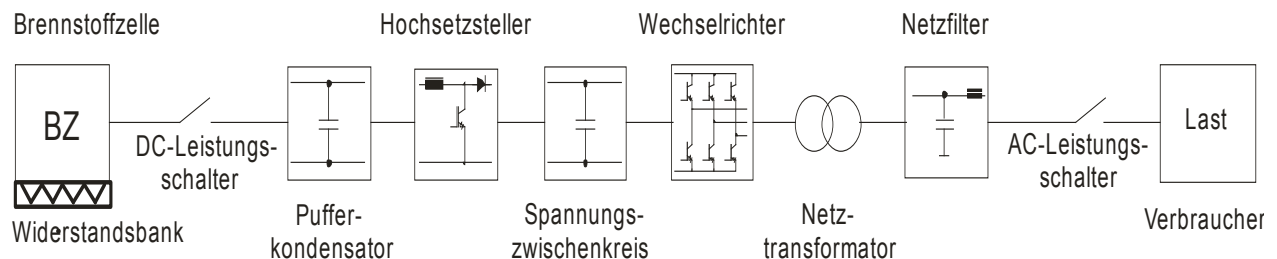


Abbildung 7-1: Blockschaltbild der 120-kW-SOFC-Brennstoffzellenanlage im Inselbetrieb

7.1.1 Open-Loop Modell des 120-kW-SOFC-Hochsetzstellers

Zuerst wird der Hochsetzsteller in einer open loop Darstellung modelliert (Abbildung 7-2). Da er zwei Eingangsgrenzwerte (U_{BZmin} und U_{BZmax}) besitzt, werden diese Werte in das Modell eingesetzt. Die Last von 120 kW simuliert dabei die maximale Ausgangsleistung.

Das Ergebnis der Simulation mit dem erstellten Modell zeigt die Abbildung 7-3. Dabei beträgt die Eingangsspannung 250 V DC (obere Kurve). Das Tastverhältnis (Duty Cycle) ist 0,65. Die Ausgangsspannung (mittlere Kurve) liegt wie berechnet bei 600 V DC. Der Ausgangsstrom ist 200 A (untere Kurve). Die Ausgangsleistung beträgt damit 120 kW.

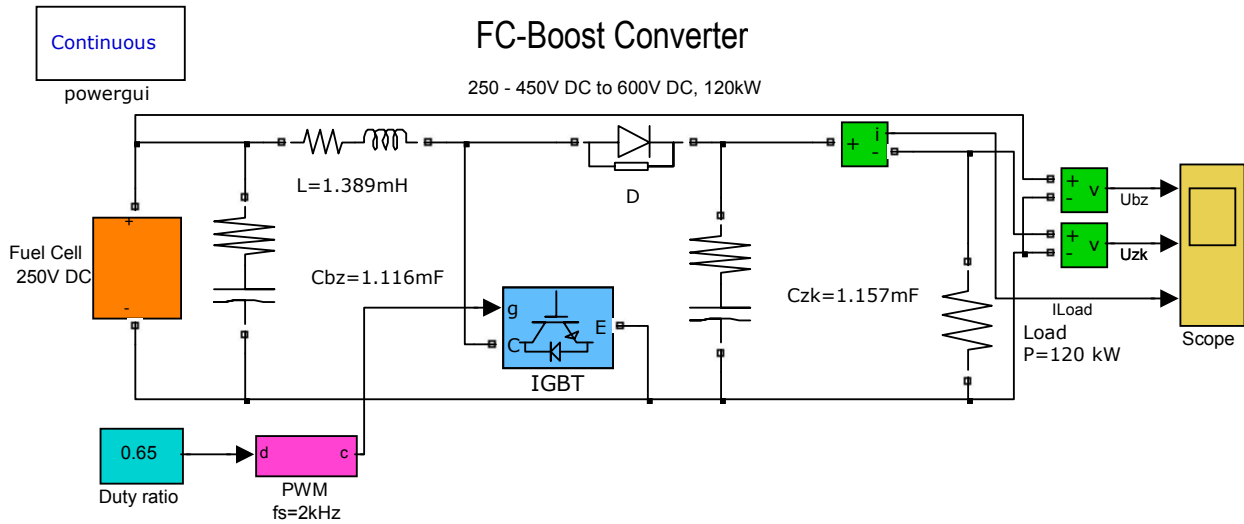


Abbildung 7-2: Open Loop Model des 120-kW-Hochsetzstellers

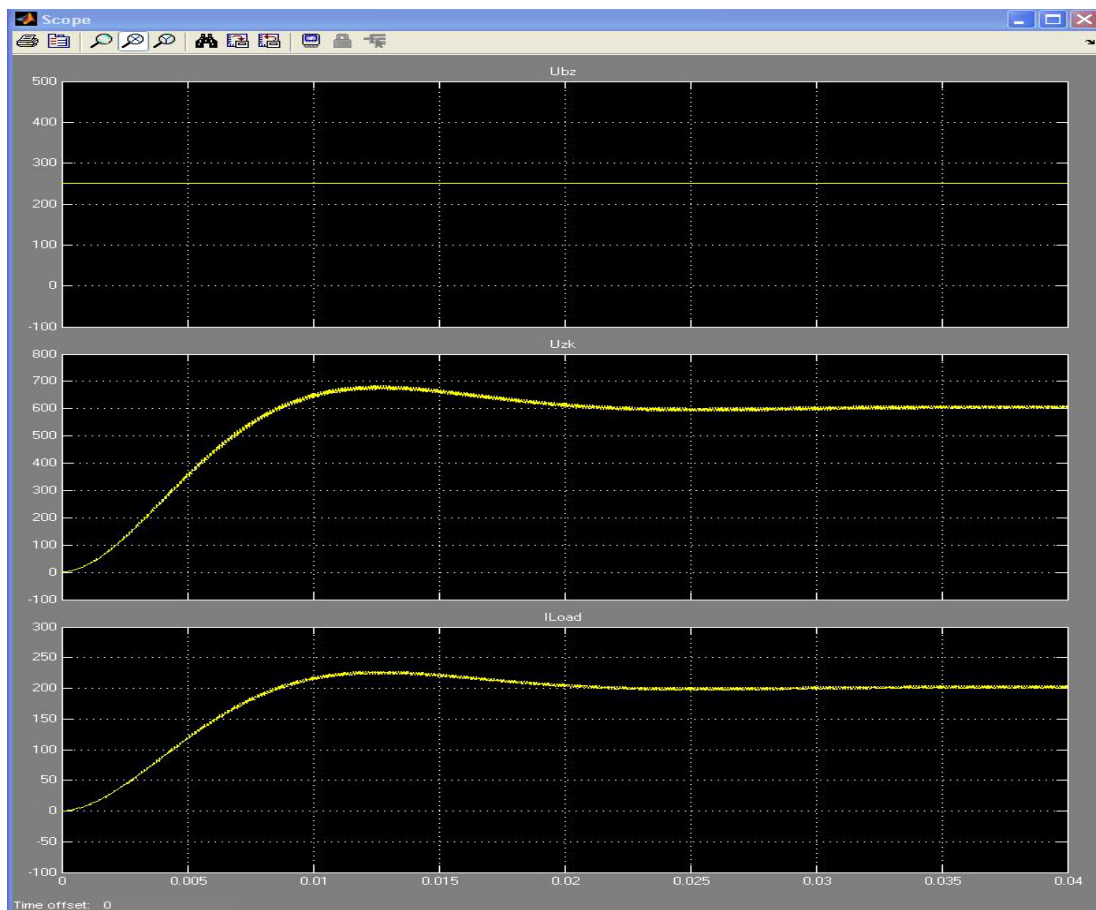


Abbildung 7-3: Strom und Spannungsverläufe des Hochsetzstellers mit U_{BZmin} (obere Kurve: Eingangsspannung $U_{BZ} = 250V$ DC; mittlere Kurve: Ausgangsspannung $U_{ZK} = 600V$ DC; untere Kurve: Ausgangsstrom $I_{Load} = 200A$)

Ausgehend vom vorigen Modell und nach Änderungen der Eingangsspannung von 250 V DC auf 450 V DC sowie die Reduzierung des Tastverhältnisses von 0,65 auf 0,27 zeigt die Abbildung 7-4 das Simulationsergebnis. Die Ausgangsspannung liegt auch hier bei 600 V DC mit einem Ausgangstrom von 200 A.

Somit ist erwiesen, dass das erstellte Modell eine Nachbildung des berechneten Hochsetzstellers ist. Im Eingangsspannungsbereich von 250 V DC bis 450 V DC liefert der Hochsetzsteller, wie errechnet, eine konstante Ausgangsspannung von 600 V DC.

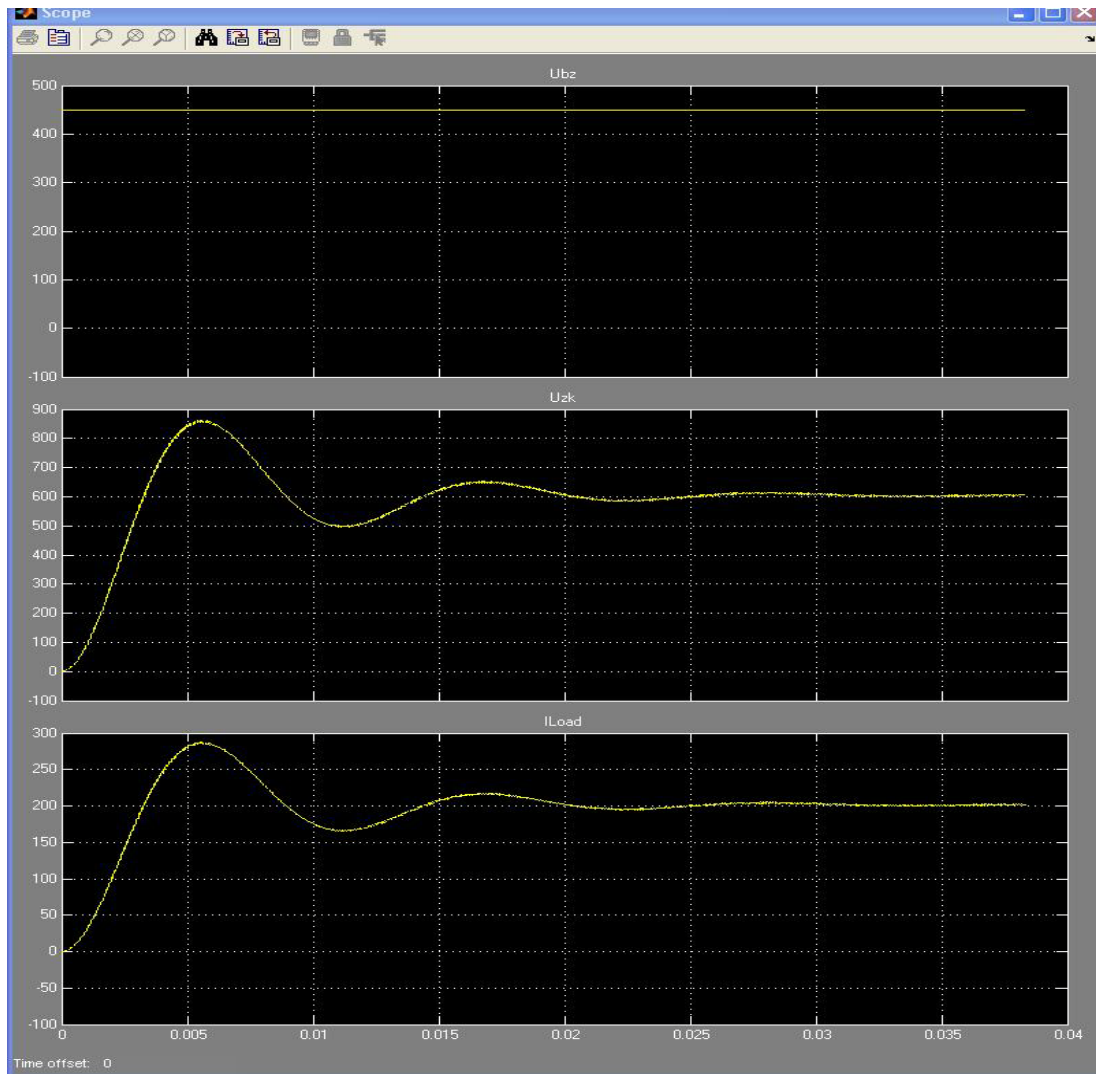


Abbildung 7-4: Strom und Spannungsverläufe des Hochsetzstellers mit U_{BZmax} (obere Kurve: Eingangsspannung $U_{BZ} = 450V$ DC; mittlere Kurve: Ausgangsspannung $U_{ZK} = 600V$ DC; untere Kurve: Ausgangsstrom $I_{Load} = 200A$)

7.1.2 Close-Loop Modell des 120-kW-SOFC-Hochsetzstellers

Im vorigen Unterkapitel wurde der Hochsetzsteller in einer Open Loop Darstellung modelliert und anschließend für zwei Eingangsspannungen U_{BZmin} und U_{BZmax} simuliert.

Da aber die Ausgangsspannung der SOFC-Brennstoffzelle mit der Belastung variiert, muss der Hochsetzsteller, im ganzen Eingangsspannungsbereich (250 V DC bis 450 V DC), die Ausgangsspannung auf 600 V DC konstant halten. Um dies zu erreichen wird die Ausgangsspannung auf einen angegebenen Sollwert unabhängig von der Last geregelt. Das Modell wird nun in eine Close Loop Darstellung aufgebaut (Abbildung 7-6).

7.1.2.1 Reglerentwurf

Für die Realisierung der Regelung setzen wir in unserem Modell ein PID-Regler (Abbildung 7-5) ein.

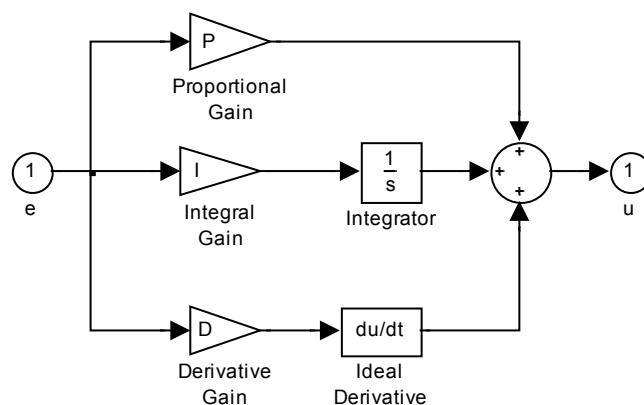


Abbildung 7-5: Blockschaltbild eines PID-Reglers

Zuerst muss für das Modell in Abbildung 7-2 einen Arbeitspunkt definiert werden. Die Eingangsspannung (U_{BZ}), das Tastverhältnis (Duty Cycle) und die Last (Load) sind die Eingangsgrößen des Modells. Die Ausgangsgröße ist die Ausgangsspannung U_{ZK} . Diese Eingangsgrößen (Abbildung 7-6) werden mit Rauschsignale (U_{BZ_rsch} , $Duty_rsch$, $Rload_rsch$) um den Arbeitspunkt angeregt.

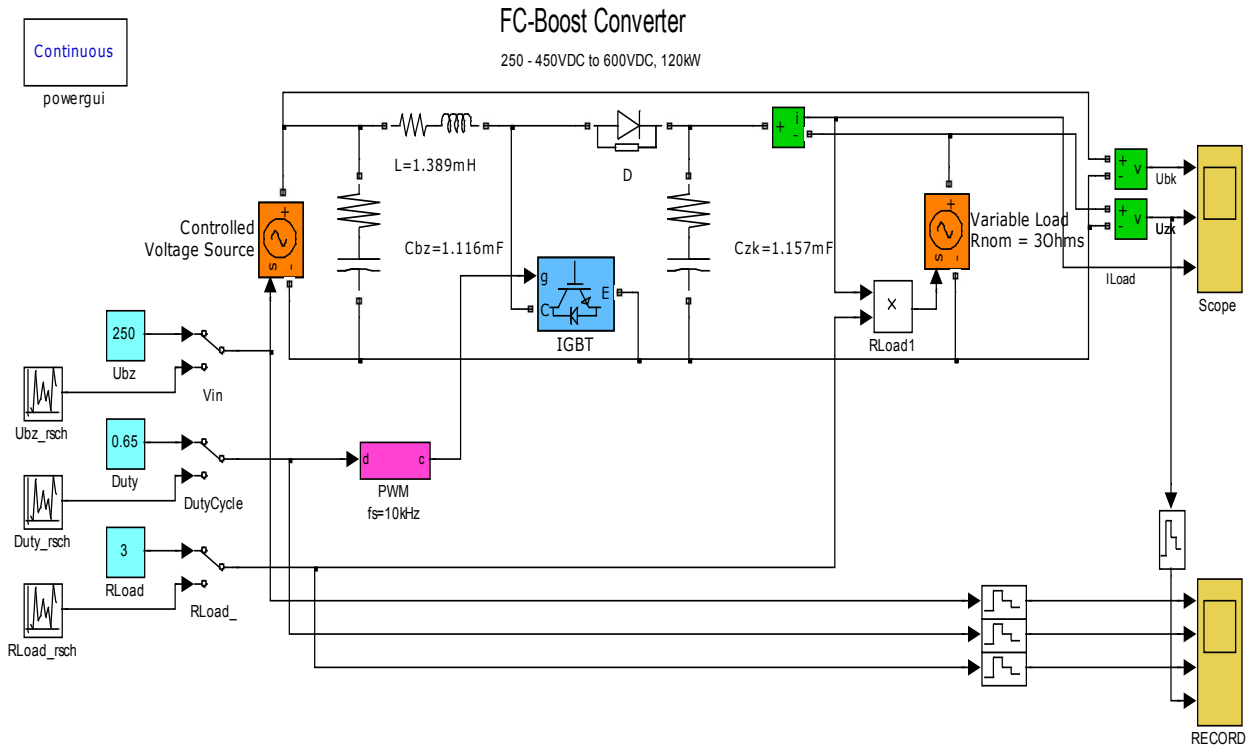


Abbildung 7-6: Linearisierungsmodell des 120-kW-Hochsetzstellers

Zuerst wird das Modell um den festgelegten Arbeitspunkt identifiziert (Abbildung 7-7).

Beim ersten Schritt, wird die Transferfunktion der Strecke von Eingangsspannung U_{BZ} zum Ausgangsspannung U_{ZK} ermittelt. Bei dieser Simulation werden die Schalter DutyCycle und Rload auf feste Werte (0.65 und 3 Ohms) gesetzt. Der Schalter U_{BZ} wird auf das Rauschsignal U_{BZ_rsch} umgelegt. Nach der Identifikation entsteht die folgende zugehörige Transferfunktion $G(z)_{UBZ}$ der Strecke (Eingangsspannung \rightarrow Ausgangsspannung):

$$G(z)_{UBZ} = \frac{0.00179 z^2 - 0.001546 z - 0.0002397}{z^3 - 2.964 z^2 + 2.929 z - 0.9649} \quad (7-1)$$

Als zweiter Schritt wird das Tastverhältnis mit dem Rauschsignal Duty_rsch angeregt. Dabei bleiben die Eingangsspannung (U_{BZ}) und die Last (Rload) konstant. Die resultierende Transferfunktion $G(z)_{duty}$ der Strecke (DutyCycle \rightarrow Ausgangsspannung) ist:

$$G(z)_{\text{Duty}} = \frac{-48.96 z^2 + 96.14 z - 47.13}{z^3 - 2.91 z^2 + 2.824 z - 0.9132} \quad (7-2)$$

Die Last wird im letzten Schritt um den Arbeitspunkt angeregt. Dabei sind die Eingangsspannung und das Tastverhältnis konstant. Die Transferfunktion $G(z)_{\text{Rload}}$ der Strecke (Rload \rightarrow Ausgangsspannung) lautet dann:

$$G(z)_{\text{Rload}} = \frac{5.676 z^2 - 11.34 z + 5.664}{z^3 - 2.966 z^2 + 2.934 z - 0.9673} \quad (7-3)$$

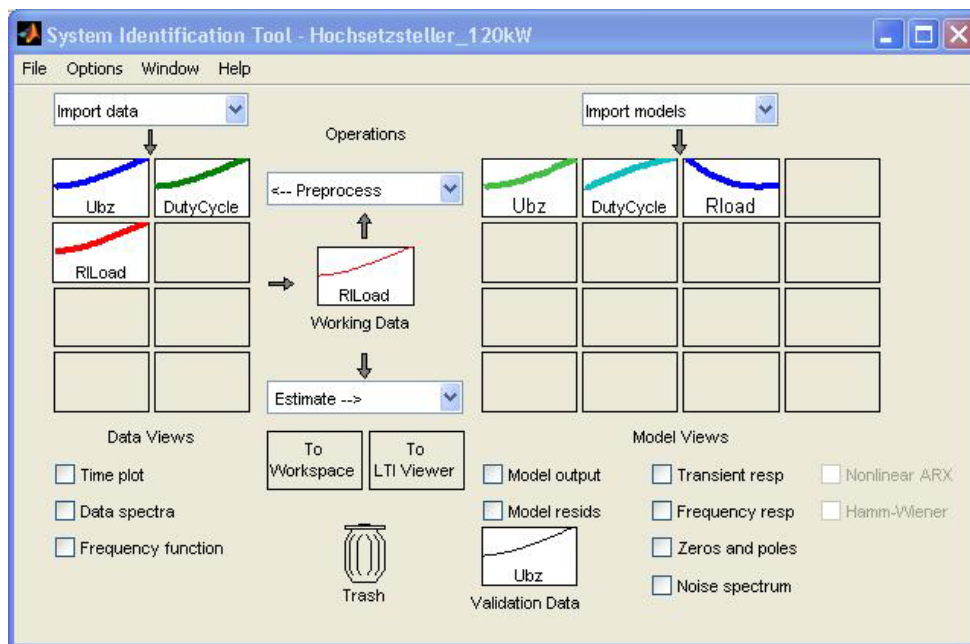


Abbildung 7-7: Identifikation des 120-kW-Hochsetzstellermodells mit dem System Identification Tools (SIMULINK)

Nach der Identifizierung entsteht ein Model mit den folgenden Funktionen:

State-space model:

$$x(t+Ts) = A x(t) + B u(t) + K e(t) \quad (7-4)$$

$$y(t) = C x(t) + D u(t) + e(t)$$

Dabei sind:

| A = | x1 | x2 | x3 |
|------------|------------|-----------|-----------|
| x1 | 0.98355 | -0.016416 | 2,71E-01 |
| x2 | 0.039444 | 0.98225 | 0.0050318 |
| x3 | 0.00068773 | 0.0020398 | 0.94462 |

| B = | u1 |
|------------|-----------|
| x1 | -0.015696 |
| x2 | -0.034145 |
| x3 | 0.011337 |

| C= | x1 | x2 | x3 |
|-----------|-----------|-----------|-----------|
| y1 | 3176 | -26.064 | -0.021889 |

| D= | u1 |
|-----------|-----------|
| y1 | 0 |

| K= | y1 |
|-----------|------------|
| x1 | 0.00046728 |
| x2 | -0.019655 |
| x3 | -0.12324 |

| X(0)= | y1 |
|--------------|-----------|
| x1 | -0.004989 |
| x2 | -0.608 |
| x3 | 0.03996 |

Die Simulation des Modells liefert folgende Simulationsergebnisse:

SOFC-Brennstoffzellen-Kraftwerke

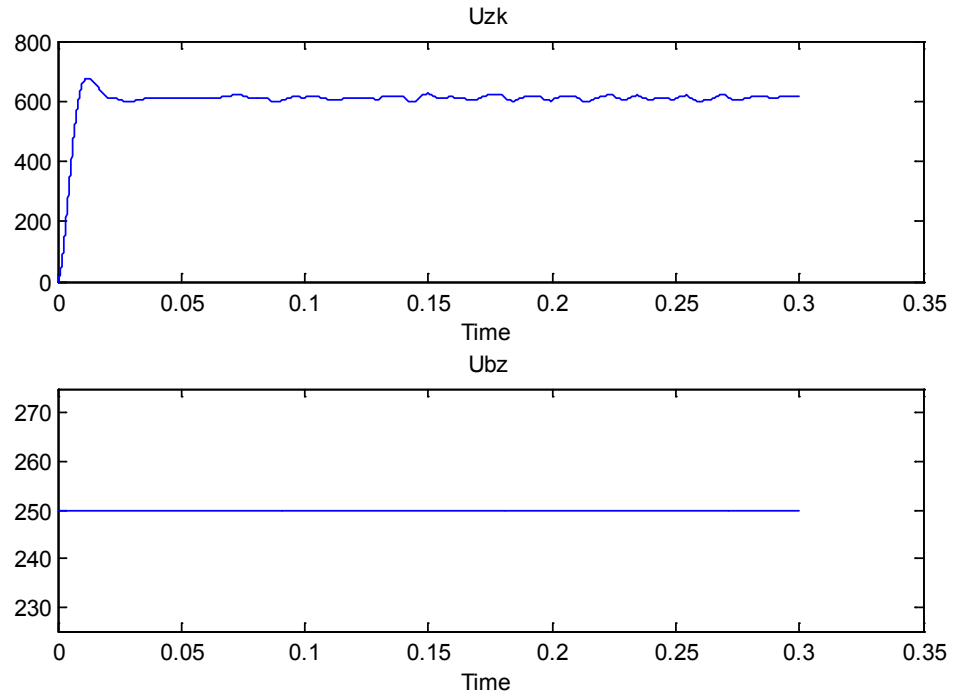


Abbildung 7-8: Ausgangsspannungsverlauf von U_{ZK} mit linearisierte Strecke $G(z)_{UBZ}$

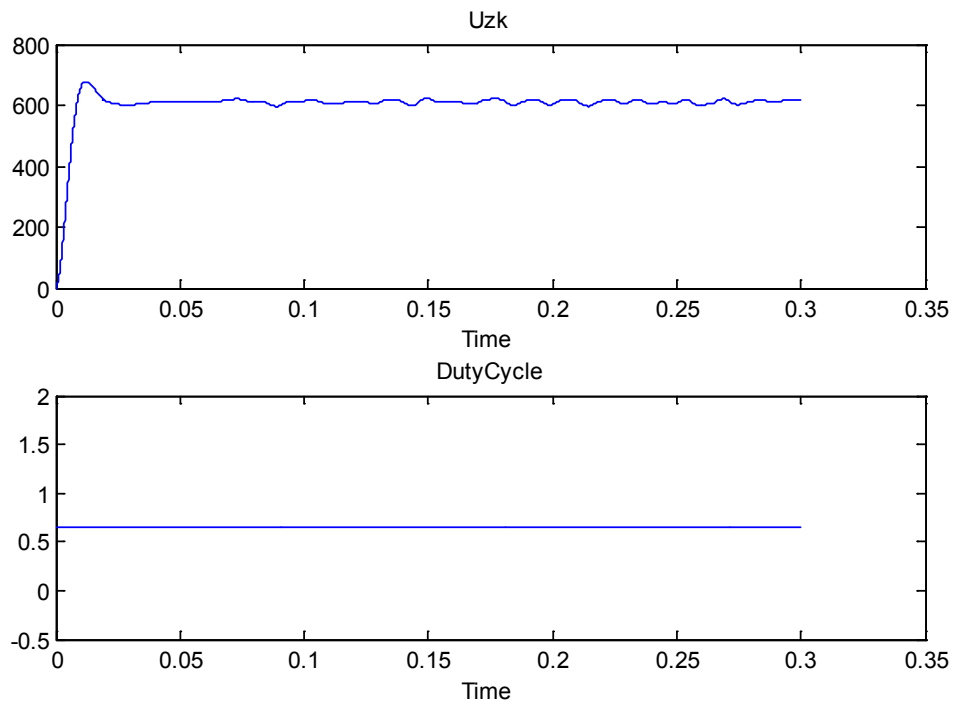


Abbildung 7-9: Ausgangsspannungsverlauf von U_{ZK} mit linearisierte Strecke $G(z)_{duty}$

SOFC-Brennstoffzellen-Kraftwerke

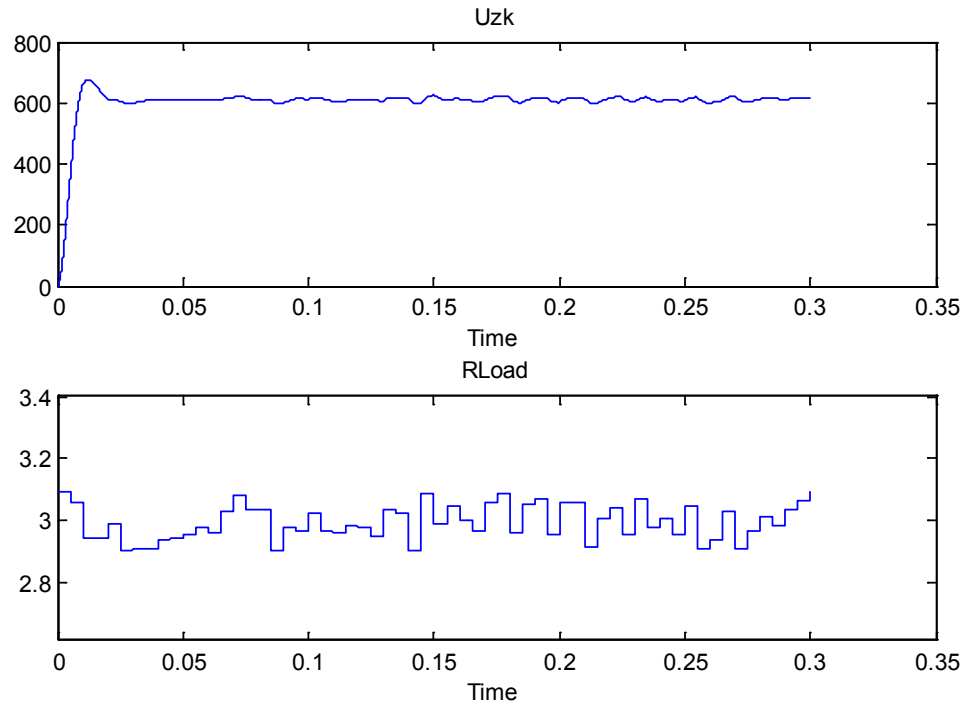


Abbildung 7-10: Ausgangsspannungsverlauf von U_{ZK} mit linearisierte Strecke $G(z)_{Rload}$

Das endgültige Modell des Hochsetzstellers hat dann folgenden Parameter:

| A = | x1 | x2 | x3 |
|------------|-----------|-----------|-----------|
| x1 | 0.98184 | -0.013164 | -7,27E-01 |
| x2 | 0.045234 | 0.98557 | -0.010778 |
| x3 | 0.0059201 | -0.026564 | 0.20643 |

| B = | Vin | DutyCycle | Load |
|------------|--------------|------------------|-------------|
| x1 | -2.4994e-005 | -6.4983e-008 | 0.0020198 |
| x2 | -0.00011491 | -2.9877e-007 | 0.0017858 |
| x3 | -0.0028571 | -7.4284e-006 | 0.012036 |

| C = | x1 | x2 | x3 |
|-------------|-----------|-----------|------------|
| Vout | 2811.4 | -18.578 | -0.0015497 |

| D = | Vin | DutyCycle | Load |
|-------------|------------|------------------|-------------|
| Vout | 0 | 0 | 0 |

| K = | Vout |
|------------|-------------|
| x1 | 0.00066696 |
| x2 | -0.040262 |
| x3 | -1.3161 |

| X(0) = | |
|---------------|---|
| x1 | 0 |
| x2 | 0 |
| x3 | 0 |

Nun wird das linearisierte Modell mit dem ursprünglichen (nicht linearisierten) Modell verglichen. Das Ergebnis zeigt die Abbildung 7-11. Darauf ist zu erkennen dass, die beiden Ausgangsspannungskurven den gleichen Verlauf aufnehmen jedoch mit minimaler Ungenauigkeit.

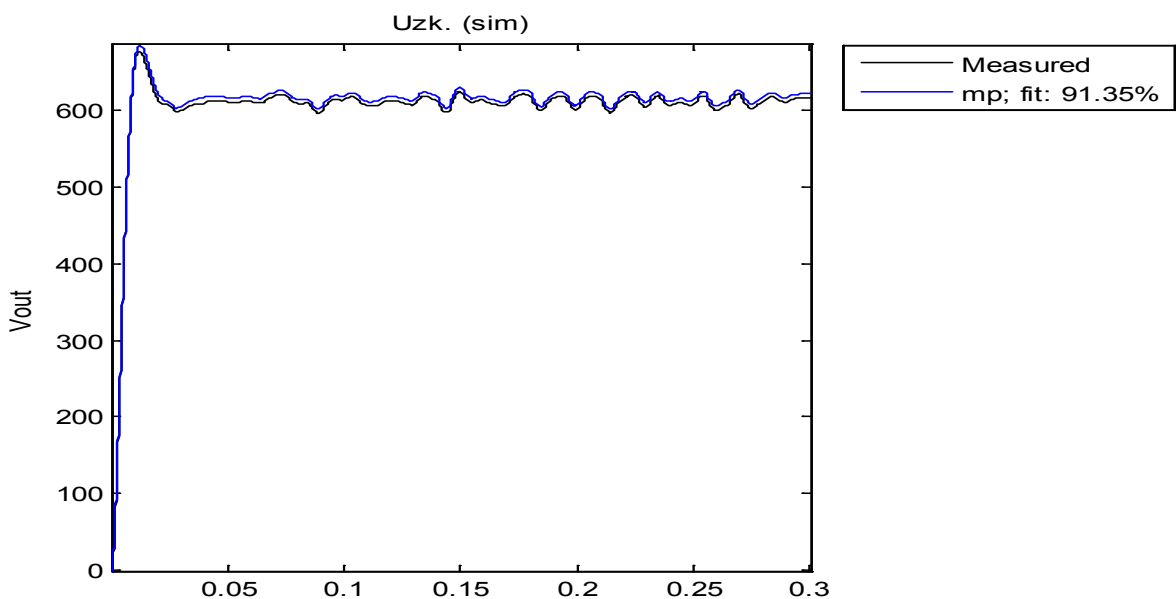


Abbildung 7-11: Ausgangsspannungvergleich der berechneten nicht linearisierten (schwarz) zur linearisierten (blau) Modell

Das linearisierte Modell wird gemeinsam mit dem nicht linearisierten Model (mp) simuliert (Abbildung 7-12).

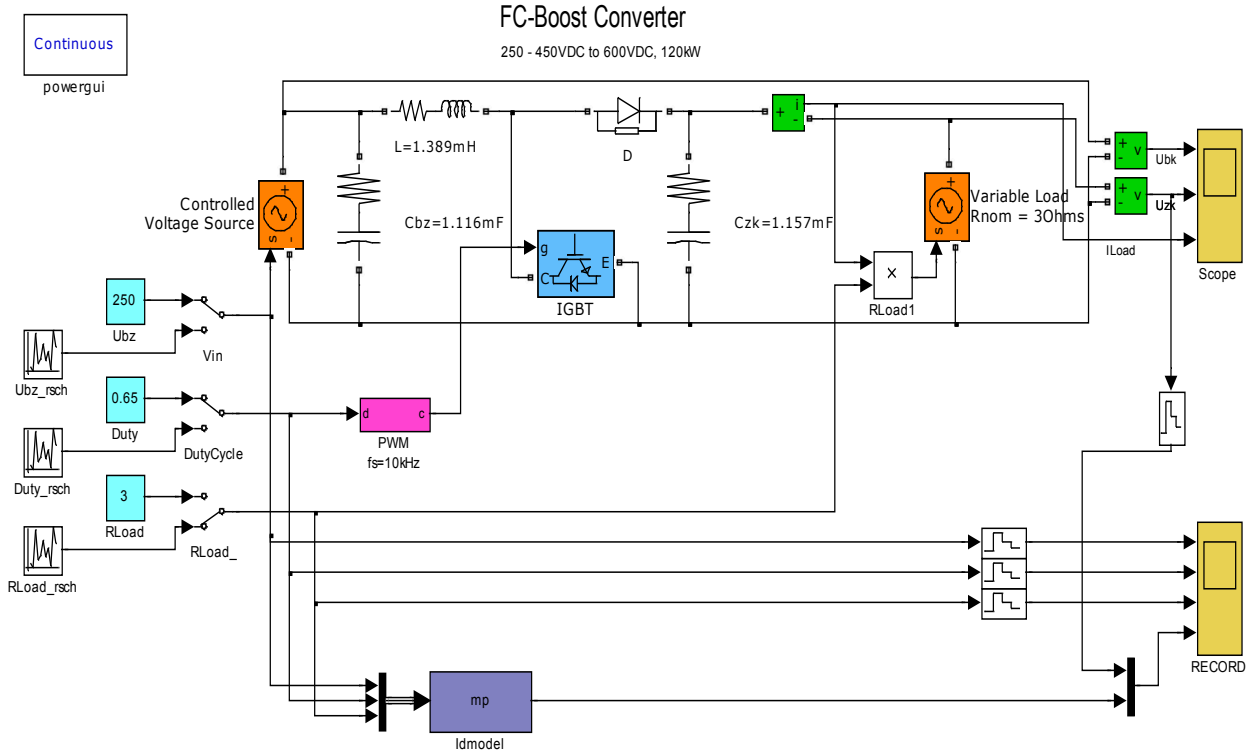


Abbildung 7-12: Vergleich des nicht linearisierten mit dem linearisierten Modell

Dabei weist das Hochsetzsteller-Modell (mp) die analytische Zusammensetzung nach Abbildung 7-13 auf.

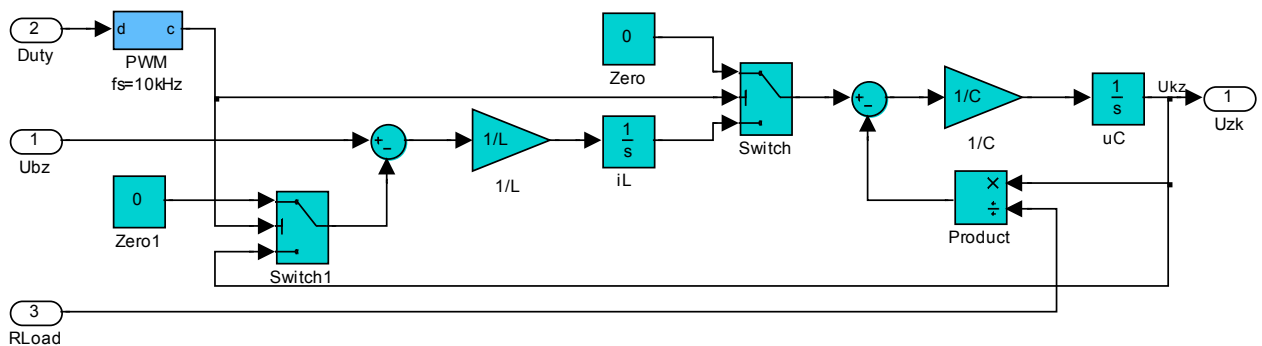


Abbildung 7-13: Analytische Darstellung des Hochsetzstellers

Um das Model nach voriger Abbildung zu linearisieren, wird das analytische Modell des Hochsetzstellers durch das Mittelwert-Modell (average model) nach Abbildung 7-14 modifiziert.

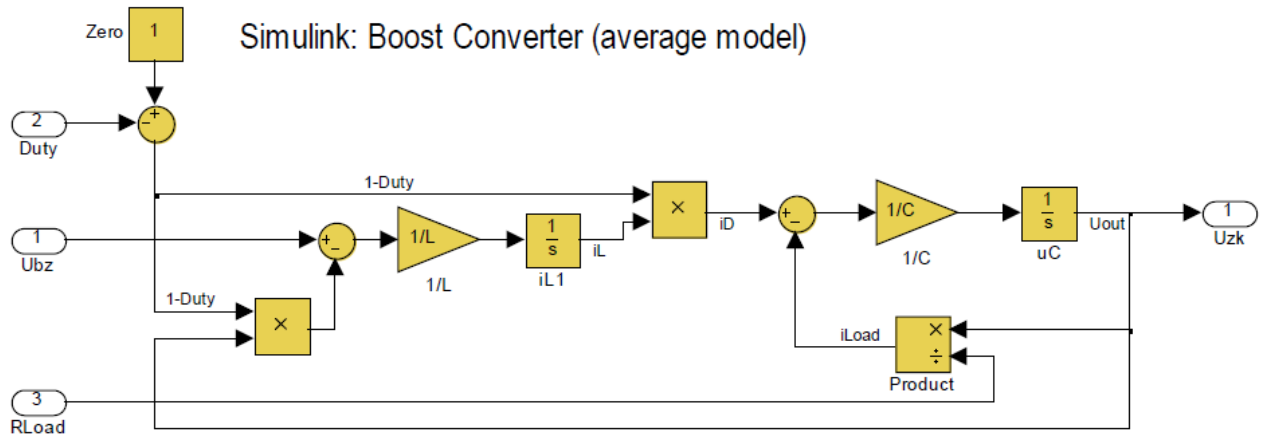


Abbildung 7-14: Mittelwert-Darstellung des Hochsetzstellers [69]

Das Ergebnis der Simulation mit dem Mittelwert-Modell zeigt die Abbildung 7-15. Dabei ist erkennbar, dass beide Modelle (linearisiertes und nicht linearisiertes) ähnliches Verhalten aufweisen. Damit kann der Regler mit dem entstehenden Modell (mp) entworfen werden.

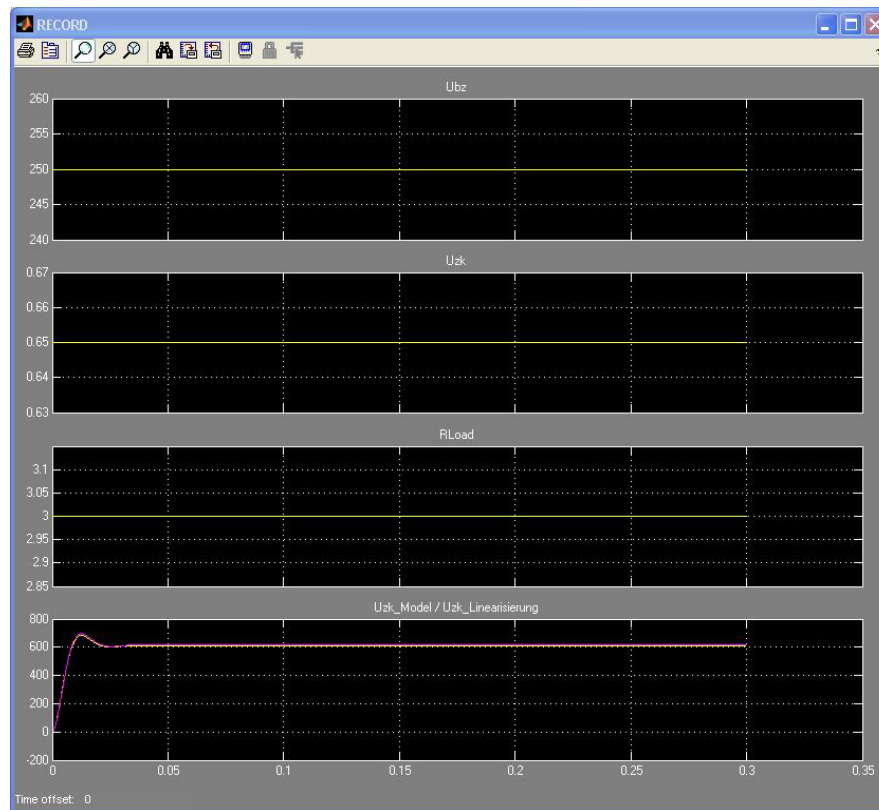


Abbildung 7-15: Simulationsergebnis des Modelvergleichs (untere Darstellung: lila Kurve: linearisiertes Modell; Gelb: nicht linearisiertes Modell)

Der Hochsetzsteller wird nun in einem close loop Modell (Abbildung 7-16) gebildet. Das Simulationsprogramm SIMULINK bietet dafür ein PID-Funktionsblock (Abbildung 7-17). Die Reglerparameter (P, I und D) werden vom Programm ausgelegt. Voraussetzung für die selbständige Parameterauslegung ist ein lineares Modell, der zu regelnde Strecke [69].

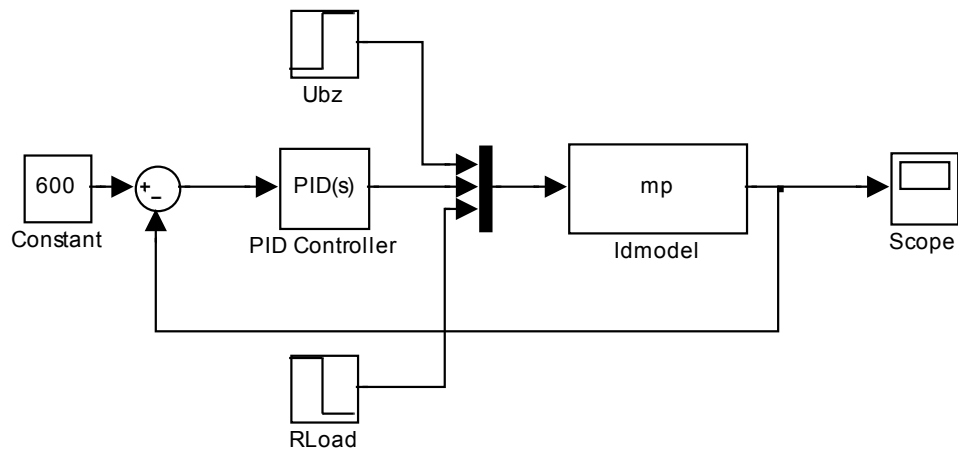


Abbildung 7-16: Close loop Modell des 120-kW-Hochsetzstellers

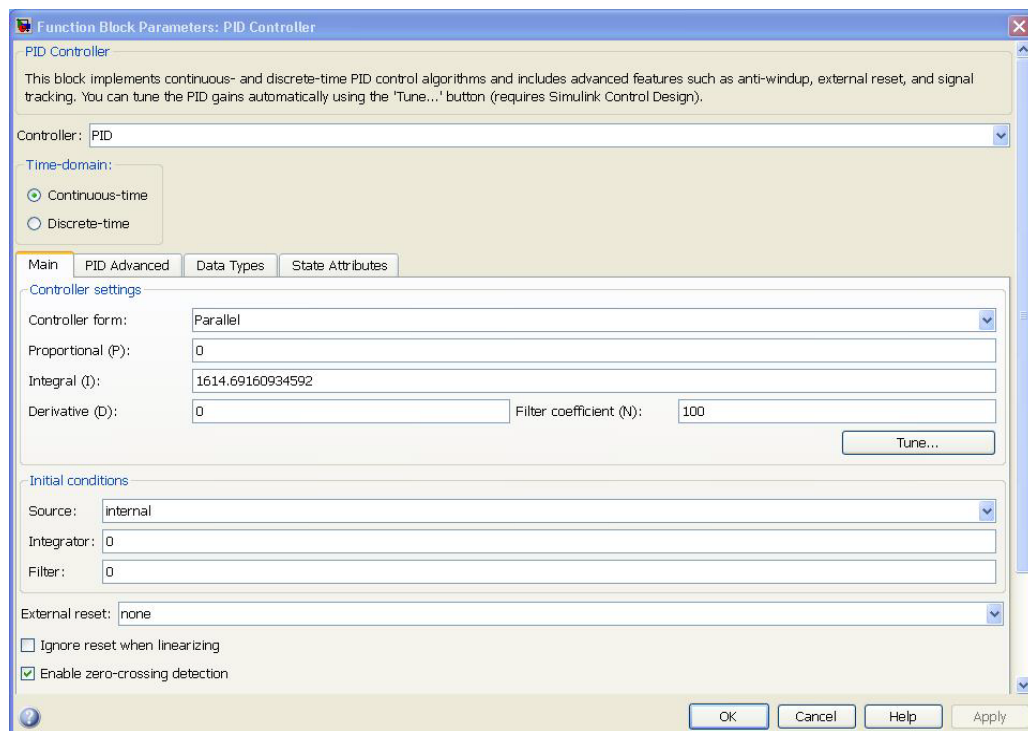


Abbildung 7-17: PID Controller-Block von SIMULINK

Der PID-Controller kann dann mit der Betätigung der Schalttaste „Tune...“ eigenständig optimiert werden. Danach werden die Sprungsantworten des Systems in Bode- (Abbildung 7-18) oder in Step-Darstellung (Abbildung 7-19) ausgegeben.

Nach diesem Reglerentwurf mittels des linearisierten Modell kann der PID-Regler in das ursprünglichen Modell (Abbildung 7-2) integriert werden. Das resultierende Modell zeigt die Abbildung 7-20.

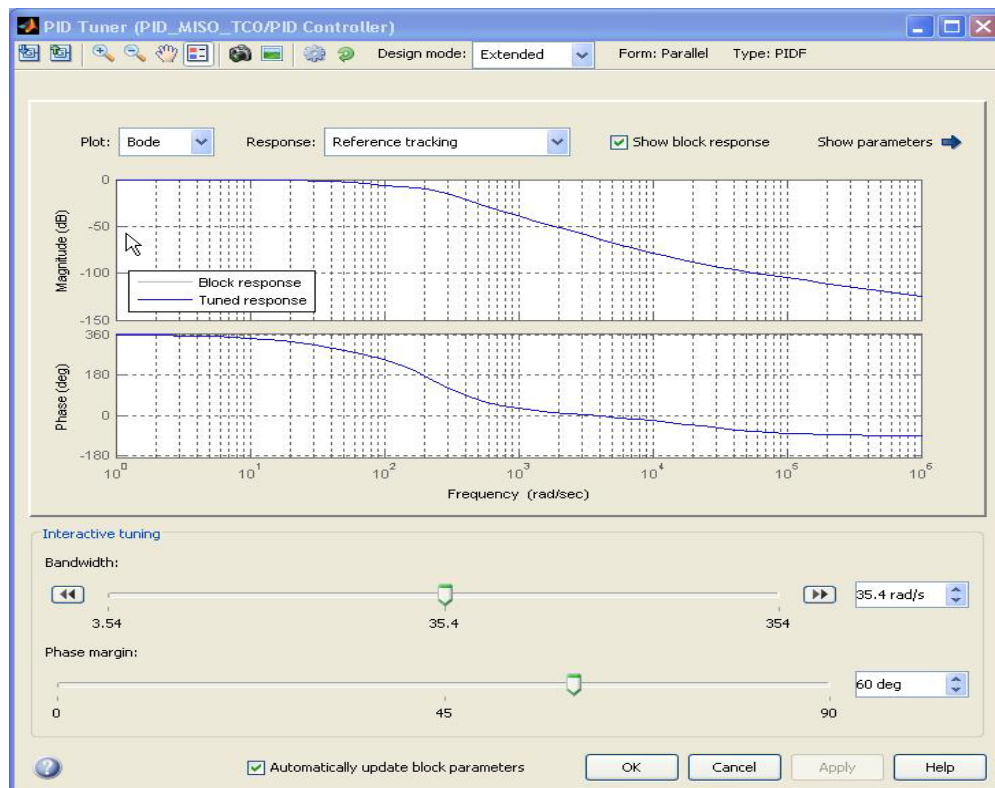


Abbildung 7-18: Bode-Diagrammen des PID-Reglers

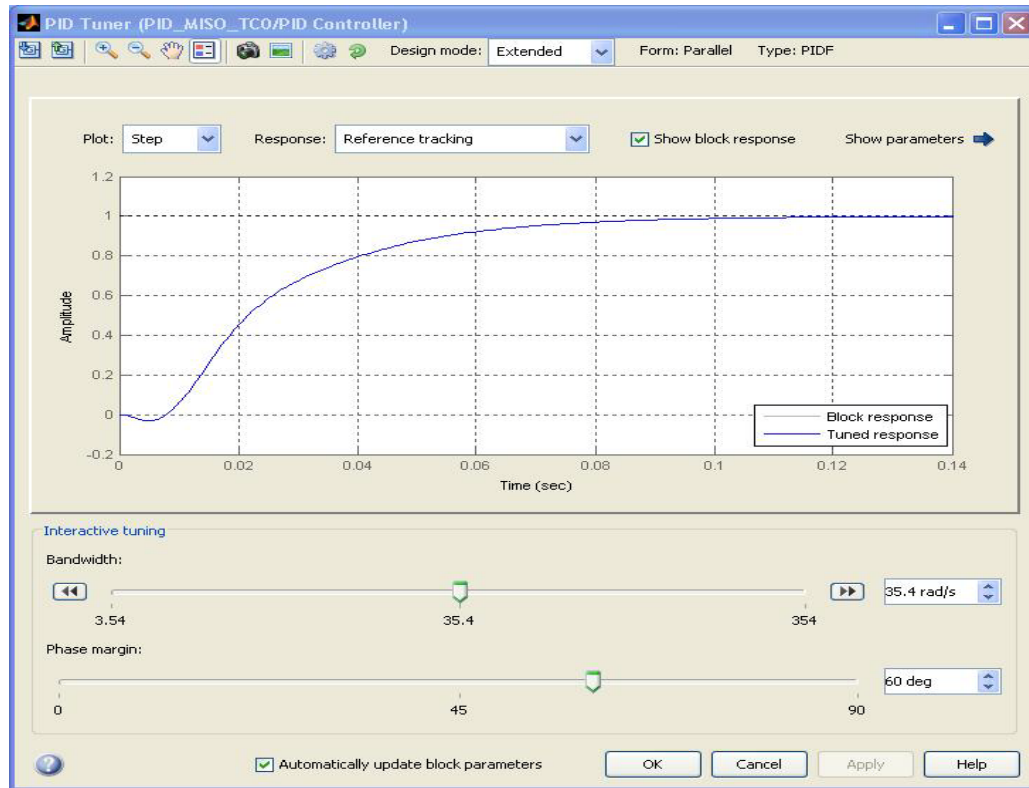


Abbildung 7-19: Sprungantwort des PID-Reglers

7.1.2.2 Simulation

Die Simulation des Modells nach der Abbildung 7-20 zeigt die Abbildung 7-21. Dabei stellt die obere Kurve die Brennstoffzelleneingangsspannung mit einem Sprung von 450 V DC auf 250 V DC dar. Diese simuliert die Variation der Brennstoffzellenausgangsspannung (vom Leerlauf zur Vollast) am Eingang des Hochsetzstellers.

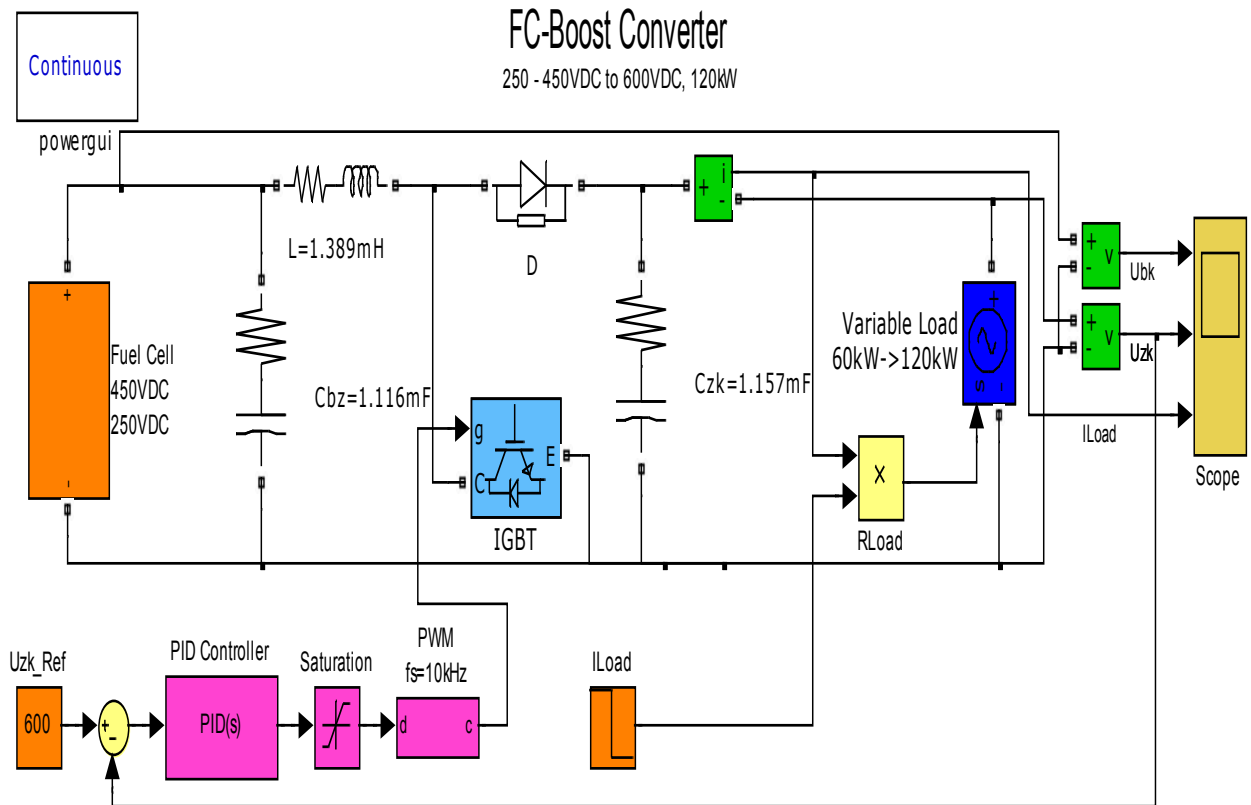


Abbildung 7-20: Close Loop Model des 120-kW-Hochsetzstellers

Die mittlere Kurve zeigt die Ausgangsspannung des Hochsetzstellers. Die untere Kurve illustriert die Variation der Last von 100 A auf 200 A.

Die Ausgangsspannung des Hochsetzstellers bleibt erwartungsgemäß auf 600 V DC trotz Änderung der Eingangsspannung sowie der last konstant.

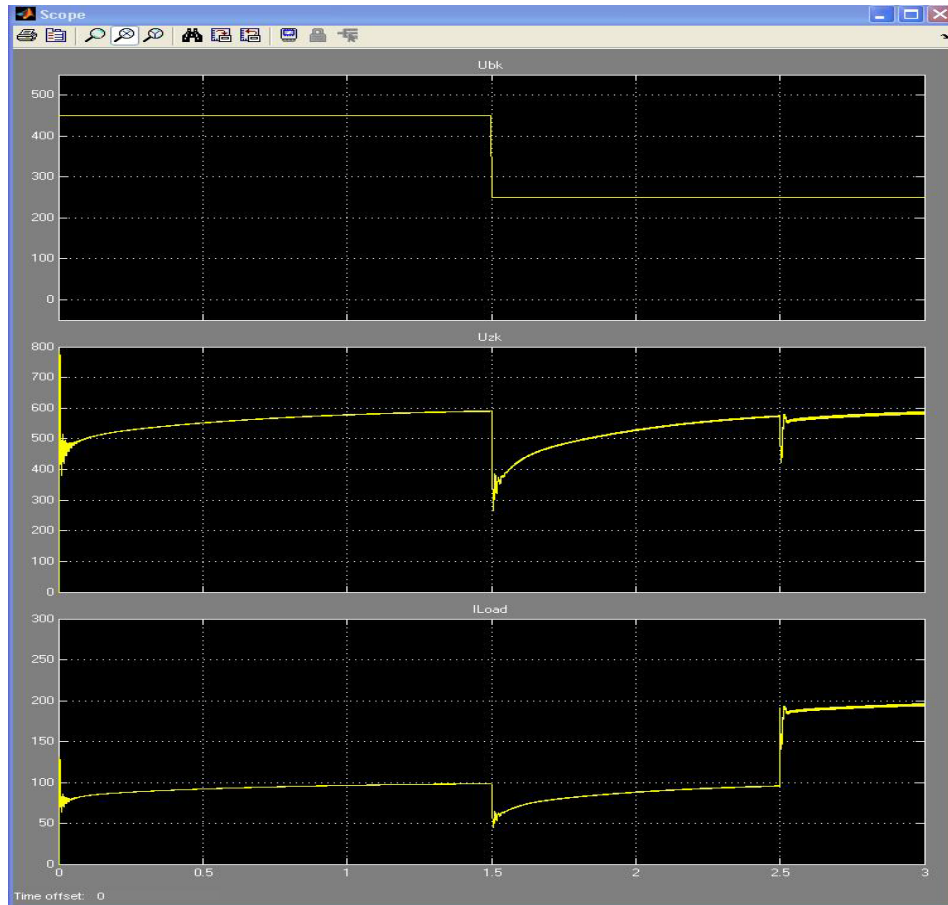


Abbildung 7-21: Strom und Spannungsverläufe des Hochsetzstellers (obere Kurve: Eingangsspannung $U_{BZ} = 450\text{V DC}$ auf 250V DC ; mittlere Kurve: Ausgangsspannung $U_{ZK} = 600\text{V DC}$; untere Kurve: Ausgangsstrom $I_{Load} = 100\text{A}$ auf 200A)

7.2 Modellbildung und Simulation des 120-kW-Wechselrichters

Es wird wie bei der Modellierung des Hochsetzstellers vorgegangen. Daten von Wechselrichtern aus Demonstrationsanlagen stehen nicht zur Verfügung. Daher wird anhand des modellierten Hochsetzstellers ein Wechselrichter modelliert. Die Nennleistung soll 120 kW betragen.

Die Abbildung 7-22 zeigt ein Modell des 3-phasigen Wechselrichters, jedoch ohne PWM-Generator, der die Halbleiterschalt Elemente (IGBTs) ansteuert. Die Zwischenkreisspannung wird mit einer konstanten Spannungsquelle VDC ersetzt. Der eingestellte Wert ist 600 V DC. Als Halbleiterschalt Elemente werden IGBTs eingesetzt. Ausgangseitig ist ein Low Pass Filter 2. Ordnung angebracht.

Auf den drei angebrachten Anzeigen können die Ausgangsphasenspannungen (Phase voltages), die Ausgangsspannungen vor dem Filter (Line Voltages) sowie die Ausgangsspannungen nach dem Filter (Filtered Voltages) graphisch dargestellt werden.

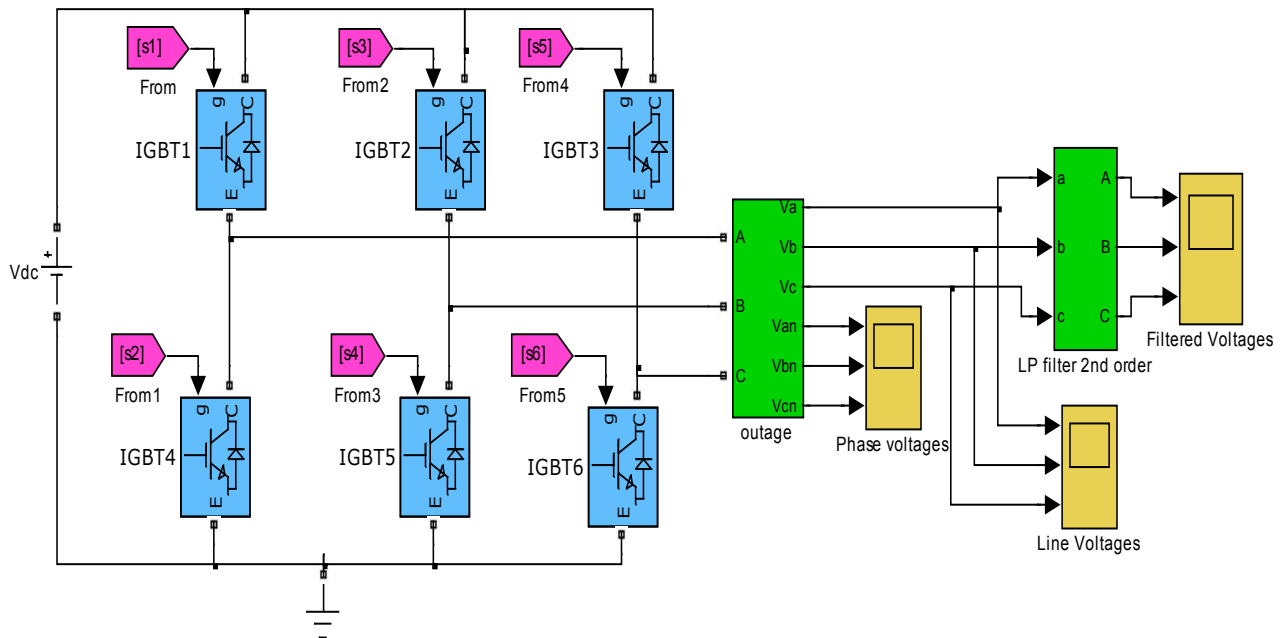


Abbildung 7-22: Modelbildung eines 3-phasigen Wechselrichters

7.2.1 Generierung der PWM-Signale

Um die gewünschte Wechselspannung am Ausgang des Wechselrichters zu generieren, müssen die IGBTs mittels PWM-Signale entsprechend angesteuert werden. Die Ausgangsspannungen sollen einen sinusförmigen Verlauf annehmen. Wie bereits im Unterkapitel 6.5.2 beschrieben sind zwei unterschiedliche PWM-Generierungsverfahren für die Ansteuerung des Wechselrichters bekannt. Hierbei handelt es sich um die Gleichspannungsdreieck-Modulation (SPWM: Sinus PWM) und die Raumvektormodulation (SVPWM: Space Vector PWM).

Um den Unterschied zwischen den beiden PWM-Generierungsverfahren darzustellen, werden anhand des 3-phasigen-Wechselrichtermodells nach Abbildung 7-23, beide Verfahren dargestellt.

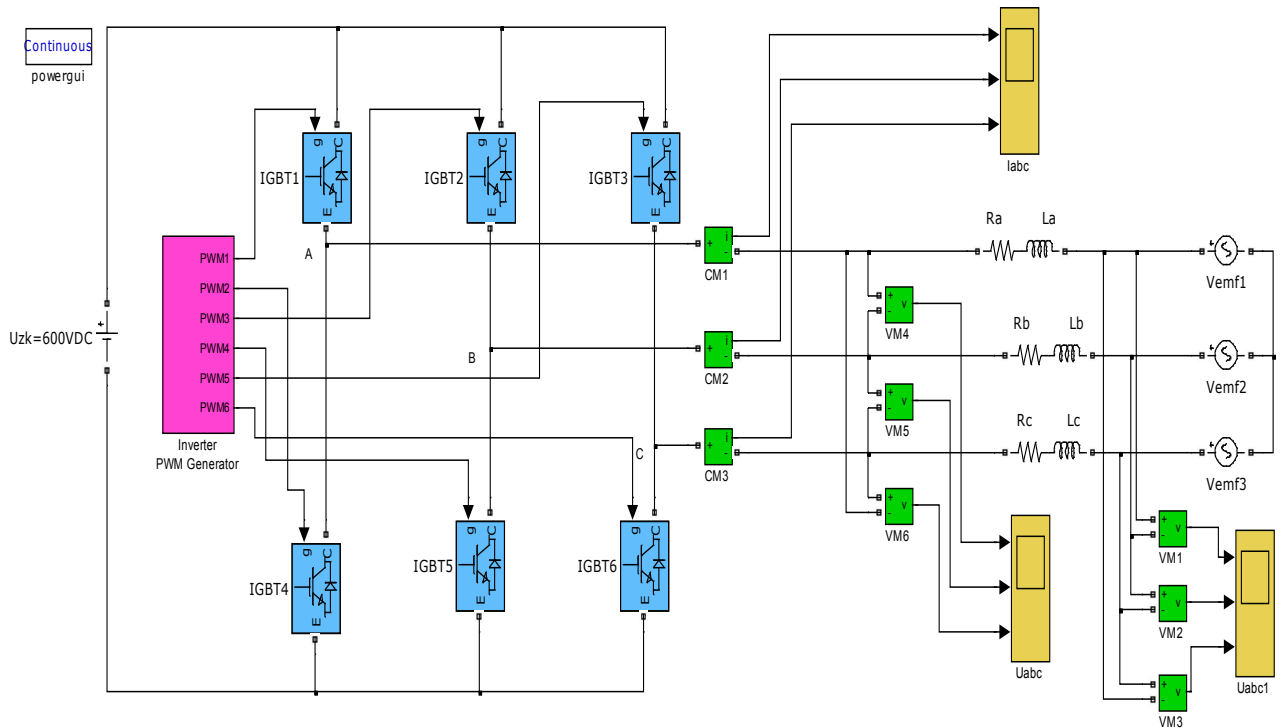


Abbildung 7-23: Model eines 3-phasigen Wechselrichters mit Netzanbindung

7.2.1.1 SPWM-Generierung

Die Sinus Modulation (SPWM) ist das gängige Modulationsverfahren für die PWM-Generierung. Es wird eingesetzt in Applikationen, wo die Nachteile gegenüber der Raumzeigermodulation vernachlässigt werden können (z.B. Motorsteuerung).

Ausgehend von der Zwischenkreisspannung von 600 V DC wird mit dem SPWM-Verfahren nur eine Wechselrichterausgangsspannungsamplitude von 368 V AC erreicht. Die benötigte Wechselspannungsamplitude beträgt aber 400 V AC.

Da bereits im Unterkapitel 6.5.3 die Raumzeigermodulation für die Ansteuerung der IGBTs festgelegt wurde, wird die SPWM-Modulation in diesem Unterkapitel nicht weiter verfolgt.

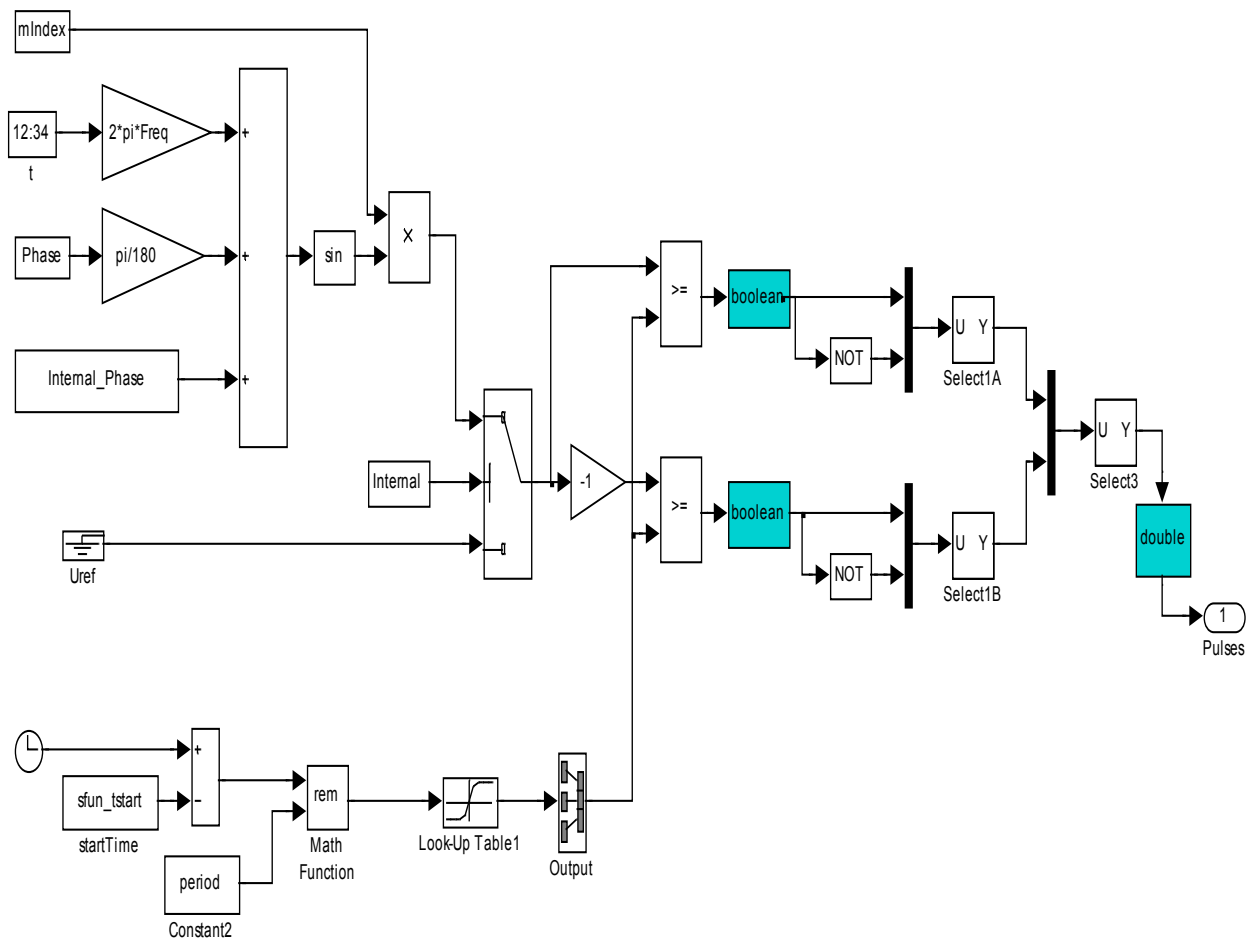


Abbildung 7-24: SPWM Generierung

Die Simulationsergebnisse des Wechselrichtermodells nach Abbildung 7-23 zeigt die Abbildung 7-25.

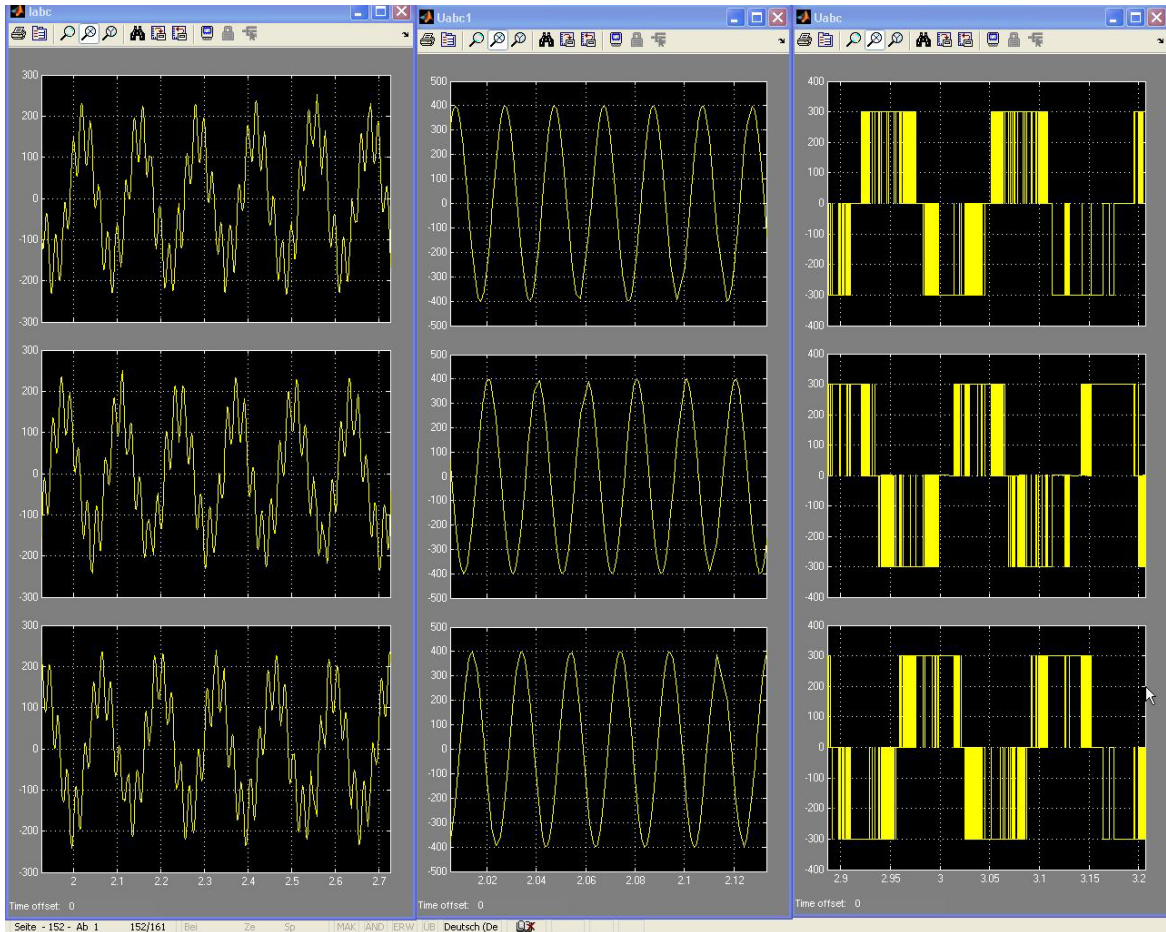


Abbildung 7-25: Ströme und Spannungsverläufe des Wechselrichters mit der SPWM Modulation (linke Spalte: Ausgangsströme; mittlere Spalte: Ausgangsspannungen nach dem Filter; rechte Spalte: Ausgangsspannungen vor dem Filter)

7.2.1.2 Space Vector PWM-Generierung

Die Abbildung 7-26 zeigt das Modell der Ansteuerung mit dem Raumzeigermodulationsverfahren (SVPWM). Als Basis dafür liegt das im Unterkapitel 6.5.2 beschriebene Verfahren zugrunde.

Es wird die Ansteuerung des Modells aus Abbildung 7-23, mit der Raumzeigermodulation, simuliert. Das Ergebnis wird in der Abbildung 7-27 dargestellt. Dabei sind in der linken Spalte die sechs PWM-Signale dargestellt. In der mittleren Spalte sind die verketteten Ausgangsspannungen vor dem Filter und in der rechten Spalte die Wechselrichterausgangsspannungen nach dem Filter dargestellt.

SOFC-Brennstoffzellen-Kraftwerke

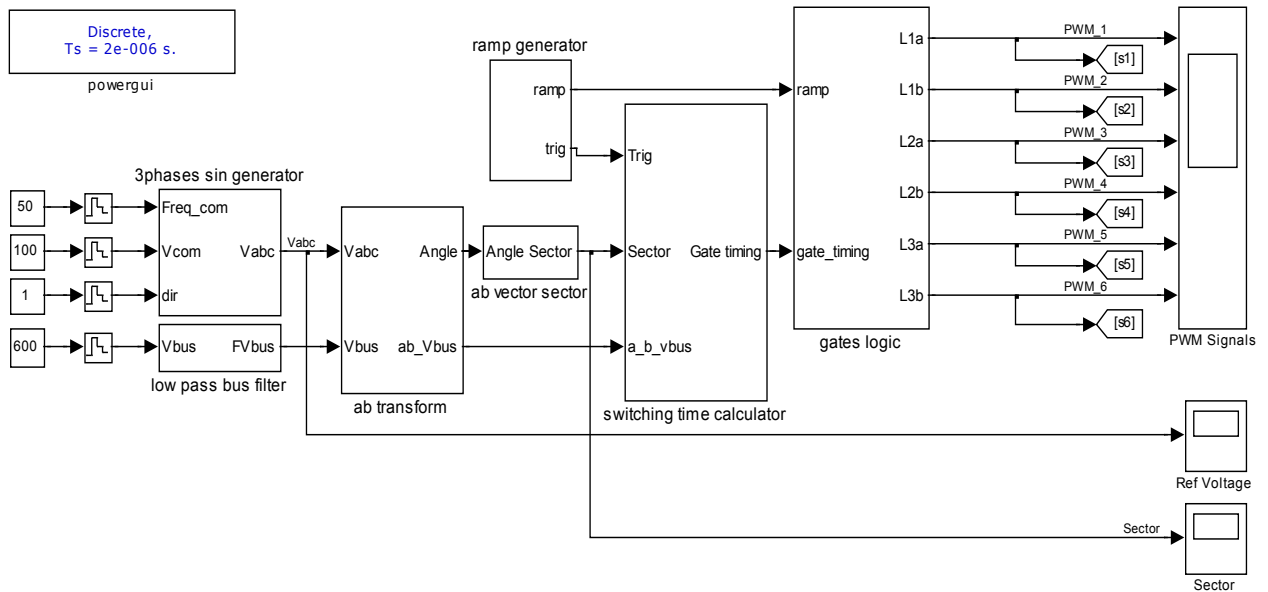


Abbildung 7-26: SVPWM-Generierung

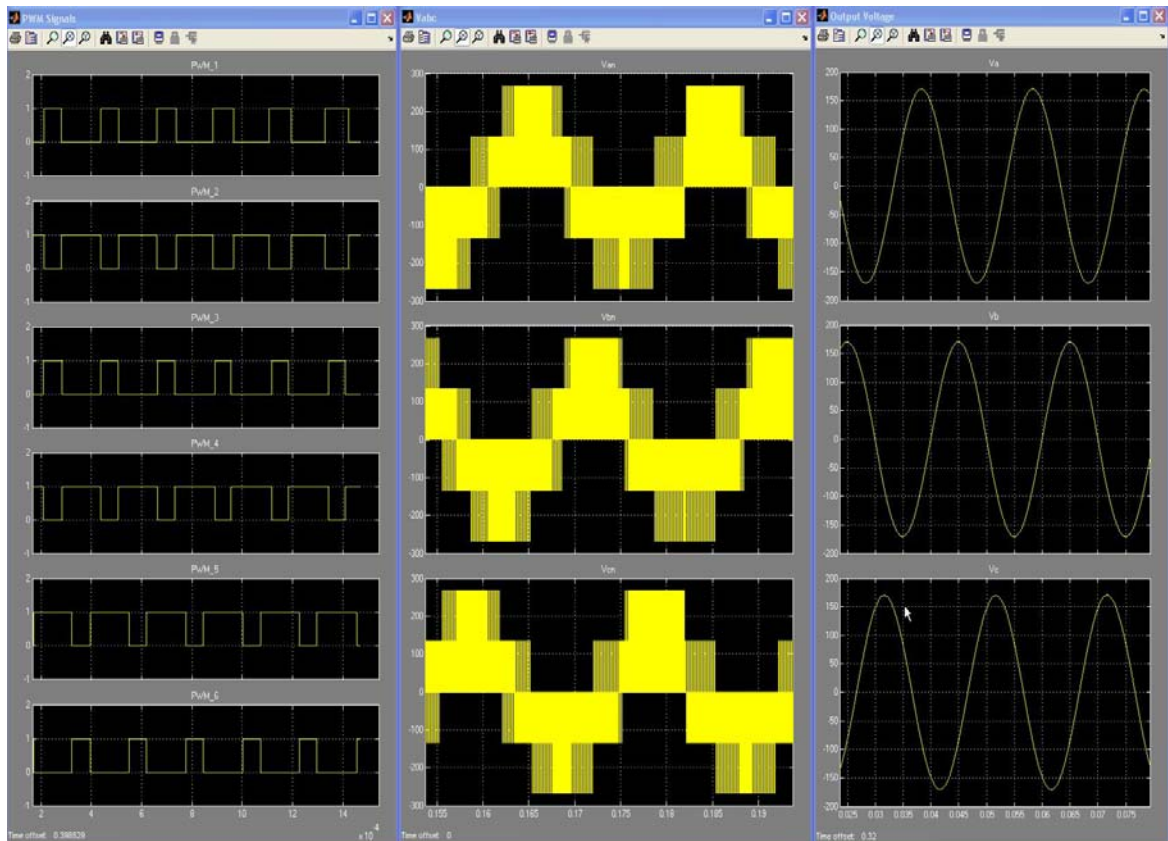


Abbildung 7-27: Ströme und Spannungsverläufe des Wechselrichters mit der Raumzeigermodulation (linke Spalte: PWM-Signale; mittlere Spalte: Ausgangsspannungen vor dem Filter; rechte Spalte: Ausgangsspannungen nach dem Filter)

7.3 Modellbildung und Simulation der 120-kW-SOFC-Brennstoffzellenanlage

Die 120-kW-SOFC-Brennstoffzellenanlage nach Abbildung 7-1 wird nun in diesen Unterkapiteln modelliert und anschließend simuliert.

7.3.1 Modellbildung

Für die Modellierung der 120-kW-SOFC-Brennstoffzellenanlage (Abbildung 7-1) werden die beiden, bereits modellierten, Hochsetzsteller (Abbildung 7-20) und der 3-phasigen Wechselrichter (Abbildung 7-22) eingesetzt. Das resultierende Modell zeigt die Abbildung 7-28.

Die PWM-Signale des Wechselrichters werden nach der Raumzeigermodulation (SVPWM) (Abbildung 7-26) generiert.

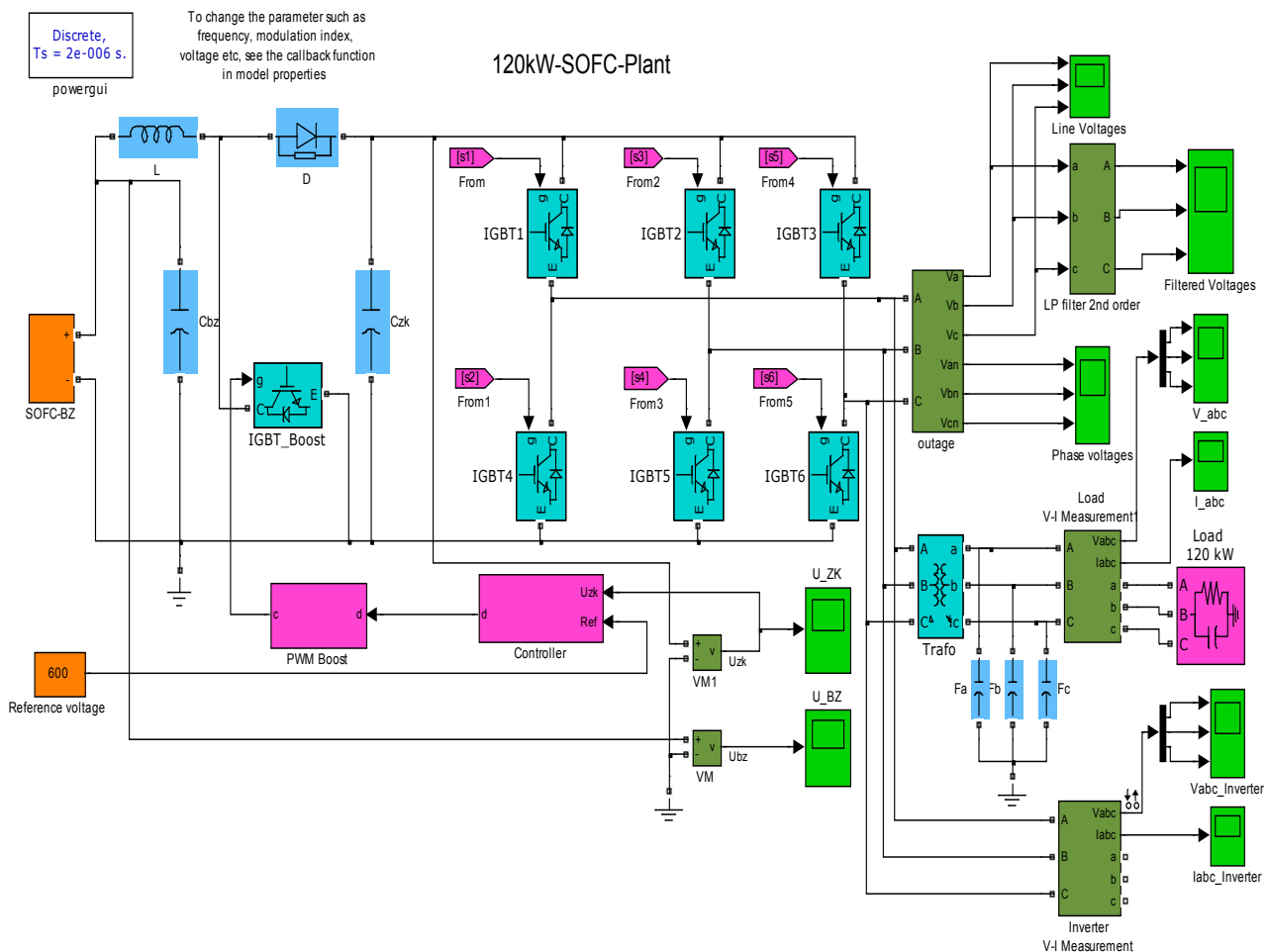


Abbildung 7-28: Modellbildung der 120-kW-SOFC-Brennstoffzellenanlage

Auf dem Modell ist der Close Loop des Hochsetzstellers zu erkennen. Er stellt die Zwischenkreisspannung auf einen konstanten Wert von 600 V DC, unabhängig von der Höhe der Eingangsspannung (U_{BZ}), fest.

7.3.2 Simulation mit SPWM

Die Simulation geschieht anhand des bereits erstellten Modells der Anlage (Abbildung 7-1). Zwei Betriebspunkte der SOFC-Brennstoffzellenspannung werden am Hochsetzstellerseingang festgelegt. Das sind die Volllastspannung von 250 V DC und die Leerlaufspannung von 450 V DC.

Die Simulationsergebnisse der Anlage mit einer Last von 120 kW werden in der Abbildung 7-29 graphisch dargestellt.

Die linke Spalte stellt oben die Brennstoffzellenspannung $U_{BZ} = 250$ V DC dar. In der Mitte ist die Zwischenkreisspannung $U_{ZK} = 600$ V DC zu sehen. Unten sind die Ausgangsströme des Wechselrichters dargestellt.

Die mittlere Spalte zeigt die 3-phasigen-Wechselrichterausgangsspannungen am Transformatoreingang an. Die rechte Spalte stellt Ausgangsspannungen des Wechselrichters vor der Last dar.

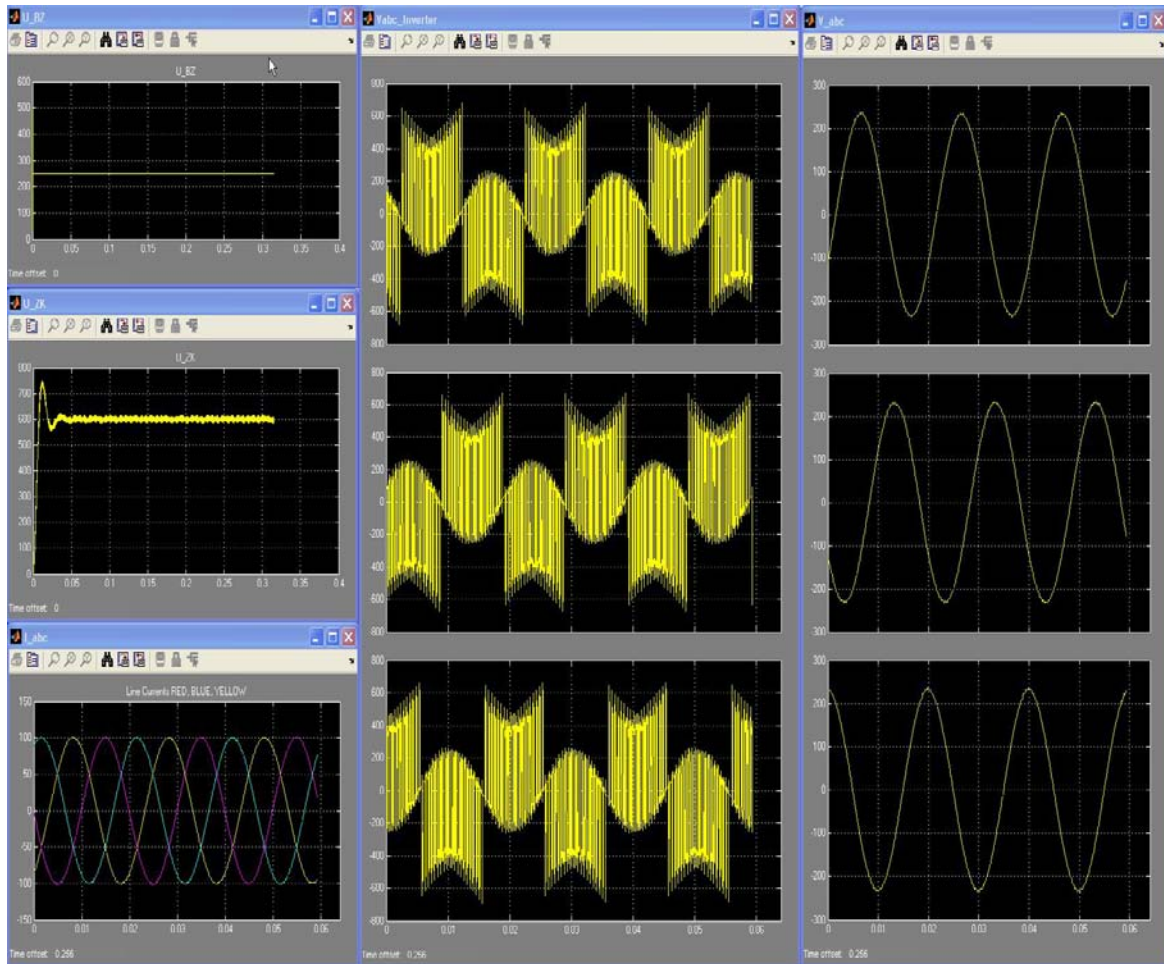


Abbildung 7-29: Ströme und Spannungsverläufe der 120-kW-SOFC-Brennstoffzellenanlage mit der SPWM-Modulation ($U_{BZ} = 250\text{V DC}$) (linke Spalte oben: die BZ-Spannung; linke Spalte mitte: die Zwischenkreisspannung $U_{ZK} = 600\text{V DC}$; linke Spalte unten: die Ausgangsströme; mittlere Spalte: die Ausgangsspannungen vor dem Filter; rechte Spalte: die Ausgangsspannungen nach dem Filter)

Die Abbildung 7-30 zeigt die Simulationsergebnisse des 120-kW-SOFC-Anlagenmodells (Abbildung 7-28) bei der Lastzuschaltung. Dabei beträgt die Brennstoffzellenspannung 450 V DC und die Zwischenkreisspannung 600 V DC.

In der linken Spalte zeigt die obere Kurve die Brennstoffzellenspannung ($U_{BZ} = 450\text{ V DC}$) an. In der Mitte ist der Verlauf der Zwischenkreisspannung $U_{ZK} = 600\text{ V DC}$ zu sehen. Unten sind die Ausgangsströme des Wechselrichters dargestellt.

Die mittlere Spalte stellt die Ausgangsspannungen vor dem Filter dar. Dagegen sind in der rechten Spalte die Ausgangsspannungen nach dem Filter zu sehen.

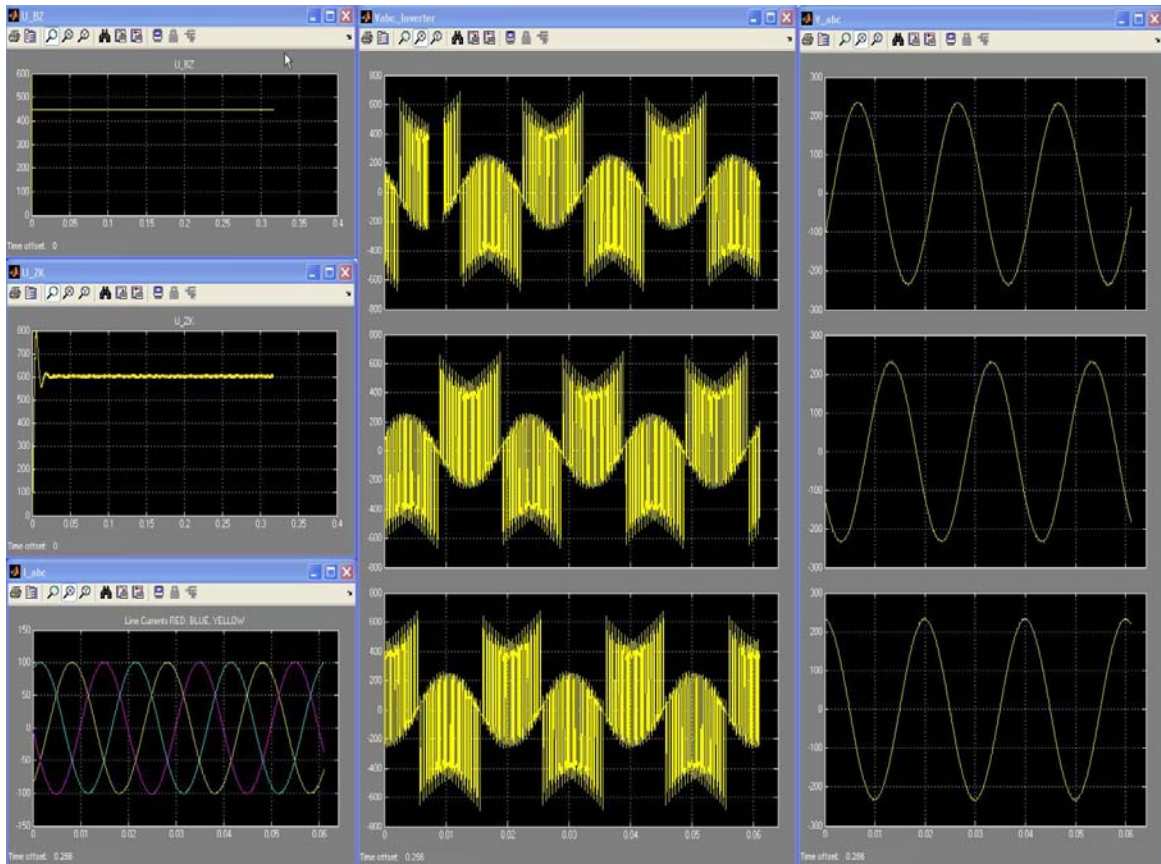


Abbildung 7-30: Ströme und Spannungsverläufe der 120-kW-SOFC-Brennstoffzellenanlage mit der SPWM-Modulation ($U_{BZ} = 450$ V DC) (linke Spalte oben: die BZ-Spannung; linke Spalte mitte: die Zwischenkreisspannung $U_{ZK} = 600$ V DC; linke Spalte unten: die Ausgangsströme; mittlere Spalte: die Ausgangsspannungen vor dem Filter; rechte Spalte: die Ausgangsspannungen nach dem Filter)

7.3.3 Simulation mit SVPWM

Ausgehend von dem Modell der 120-kW-SOFC-Anlage nach Abbildung 7-28 mit der Raumzeigermodulation, werden die Simulationsergebnisse für die beiden Brennstoffzellenausgangsspannungen graphisch dargestellt.

Bei Volllastbetrieb zeigt die Abbildung 7-31 die Simulationsergebnisse. Die linken Spalte stellt oben die Brennstoffzellenspannung $U_{BZ} = 250$ V DC dar. In der Mitte ist die Zwischenkreisspannung $U_{ZK} = 600$ V DC zu sehen. Unten sind die Wechselrichterausgangsströme dargestellt.

Die mittlere Spalte zeigt die verketteten Spannungen des Wechselrichters am Transformatoreingang an. Die rechte Spalte stellt die Wechselrichterausgangsspannungen nach Transformatorausgang dar.

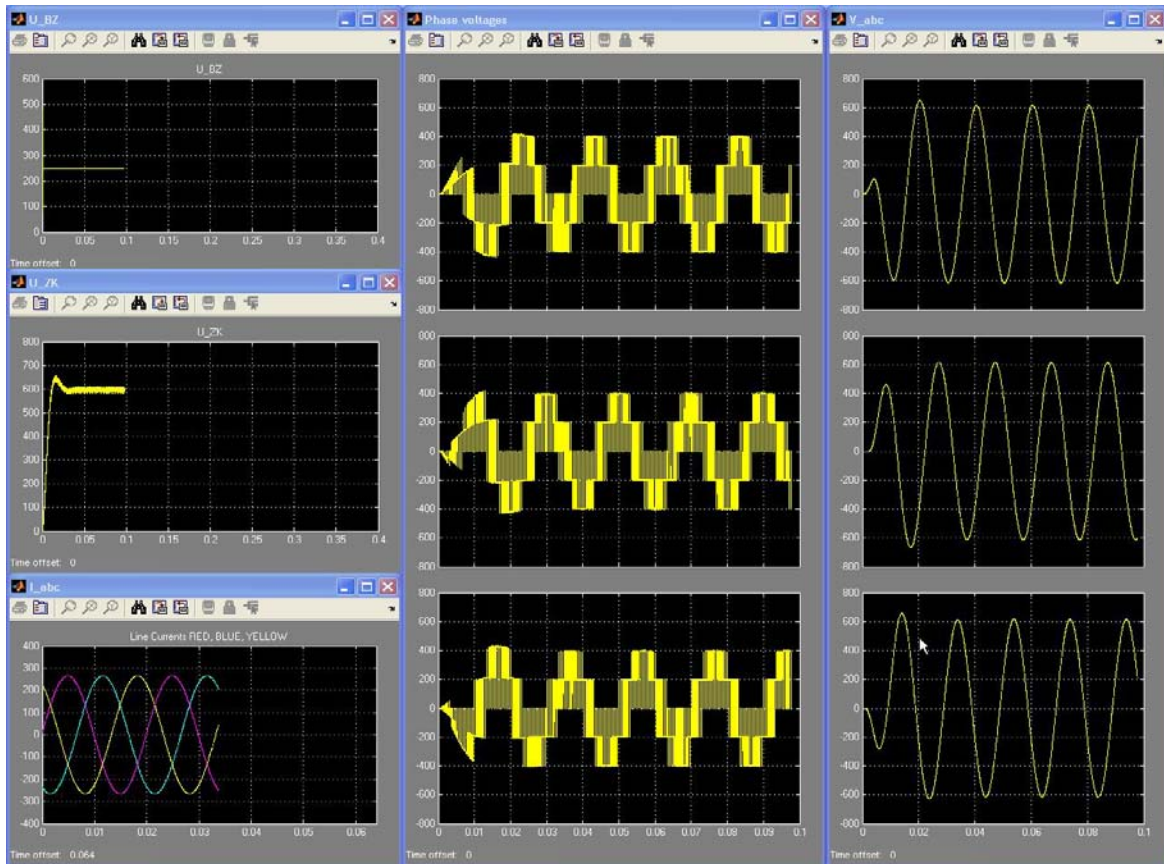


Abbildung 7-31: Ströme und Spannungsverläufe der 120-kW-SOFC-Brennstoffzellenanlage mit der SVPWM-Modulation ($U_{BZ} = 250$ V DC) (linke Spalte oben: die BZ-Spannung; linke Spalte mitte: die Zwischenkreisspannung $U_{ZK} = 600$ V DC; linke Spalte unten: die Ausgangsströme; mittlere Spalte: die Ausgangsspannungen vor dem Filter; rechte Spalte: die Ausgangsspannungen nach dem Filter)

Die Abbildung 7-32 zeigt die Simulationsergebnisse des Modells aus Abbildung 7-28 bei der Lastzuschaltung. Die Brennstoffzellenspannung beträgt 450 V DC.

Die linke Spalte stellt oben die Brennstoffzellenspannung U_{BZ} dar. In der Mitte die Zwischenkreisspannung $U_{ZK} = 600$ V DC und unten sind die Ausgangsströme des Wechselrichters dargestellt.

Die mittlere Spalte zeigt die Ausgangsspannungen vor dem Filter und die rechte die Ausgangsspannungen nach dem Filter an.

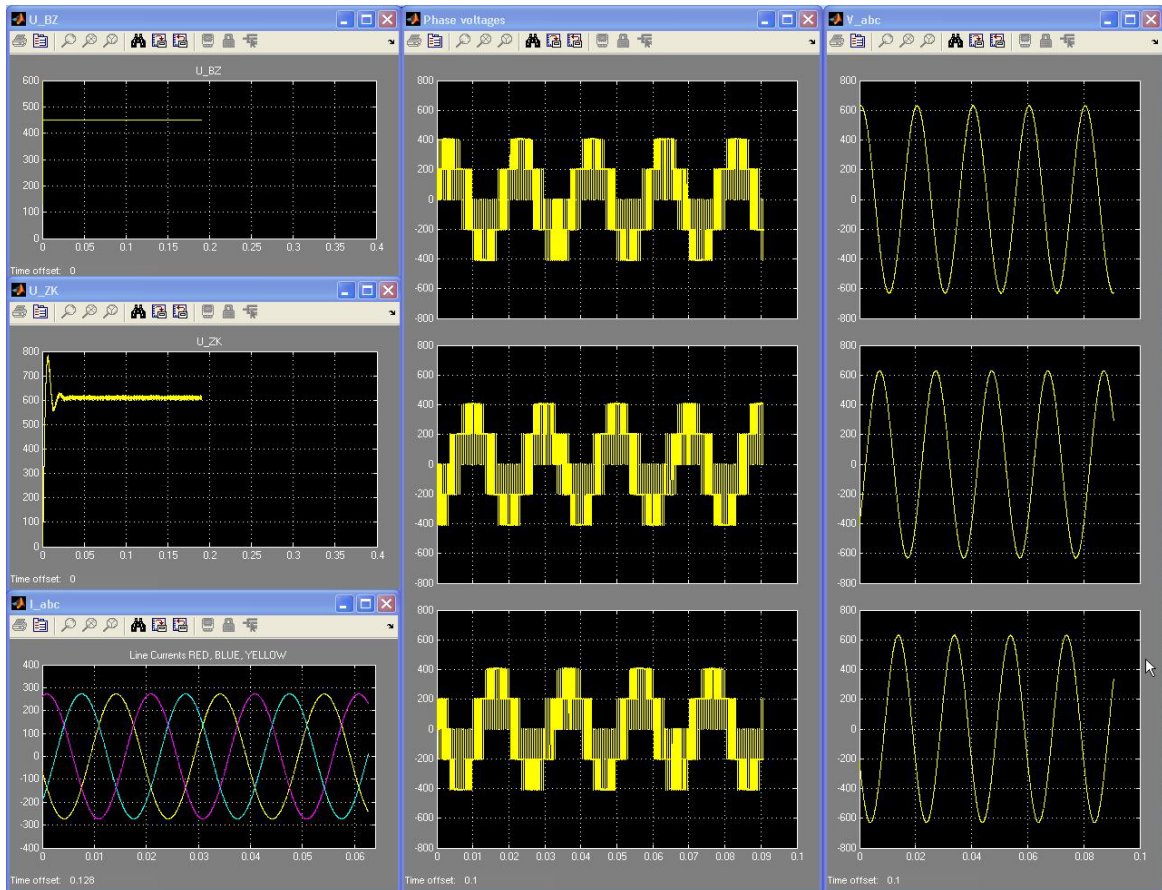


Abbildung 7-32: Ströme und Spannungsverläufe der 120-kW-SOFC-Brennstoffzellenanlage mit der SVPWM-Modulation ($U_{BZ} = 450\text{V DC}$) (linke Spalte oben: die BZ-Spannung; linke Spalte mitte: die Zwischenkreisspannung $U_{ZK} = 600\text{ V DC}$; linke Spalte unten: die Ausgangsströme; mittlere Spalte: die Ausgangsspannungen vor dem Filter; rechte Spalte: die Ausgangsspannungen nach dem Filter)

7.4 Modellbildung und Simulation des 1-MW-SOFC-Brennstoffzellenkraftwerks

Die 120-kW-SOFC-Brennstoffzellenanlage nach Abbildung 7-1 wurde im Unterkapitel 7.3 modelliert und anschließend simuliert. Nun wird das 1-MW-SOFC-Kraftwerk untersucht.

7.4.1 Modellbildung und Simulation des 1-MW-SOFC-Brennstoffzellenkraftwerkes mit SPWM-Ansteuerung

Für die Modellierung des 1-MW-SOFC-Brennstoffzellenkraftwerks wird die Anlage, die im Unterkapitel 6.10 dargestellt wurde betrachtet. Acht 120-kW-SOFC-Brennstoffzellenaggregate mit je einem nachgeschalteten Hochsetzsteller sind parallel über eine DC Leistungsschiene (DC Power Link) verbunden.

Der eingesetzte Hochleistungswechselrichter wird mit der SPWM-Modulation angesteuert. Das entworfene Modell wird in der Abbildung 7-33 vorgestellt.

Die linke Spalte stellt oben die Ausgangsströme am Transformatoreingang dar. In der Mitte sind die Ausgangsströme am Transformatorausgang zu sehen. Unten ist die Zwischenkreisspannung von 600 V DC dargestellt.

Die mittlere Spalte zeigt die verketteten Ausgangsspannungen des Wechselrichters an. Die rechte Spalte stellt die Ausgangsspannungen nach dem Filter dar.

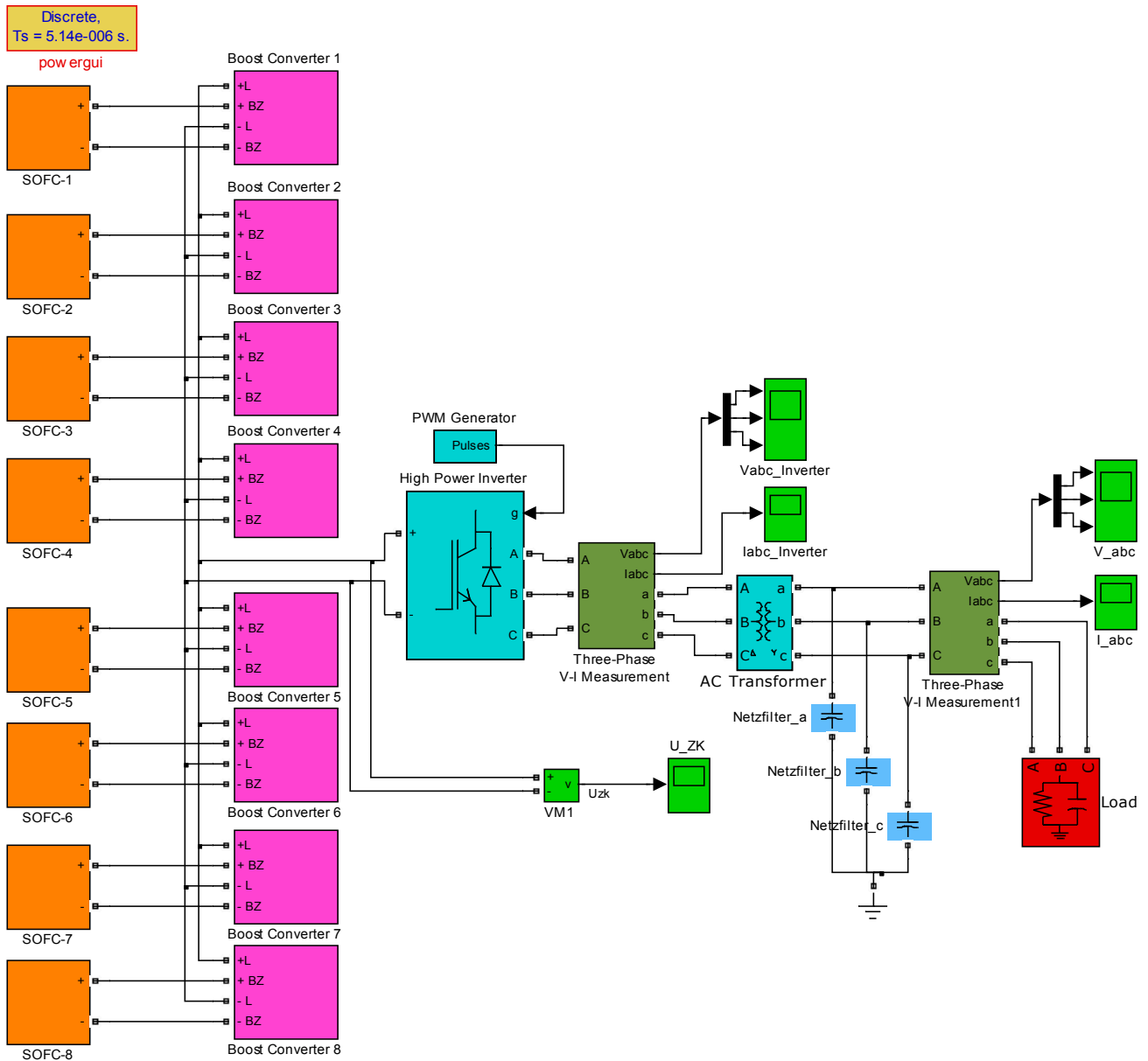


Abbildung 7-33: Modellbildung des 1-MW-SOFC-Brennstoffzellenkraftwerks mit der SPMW-Modulation

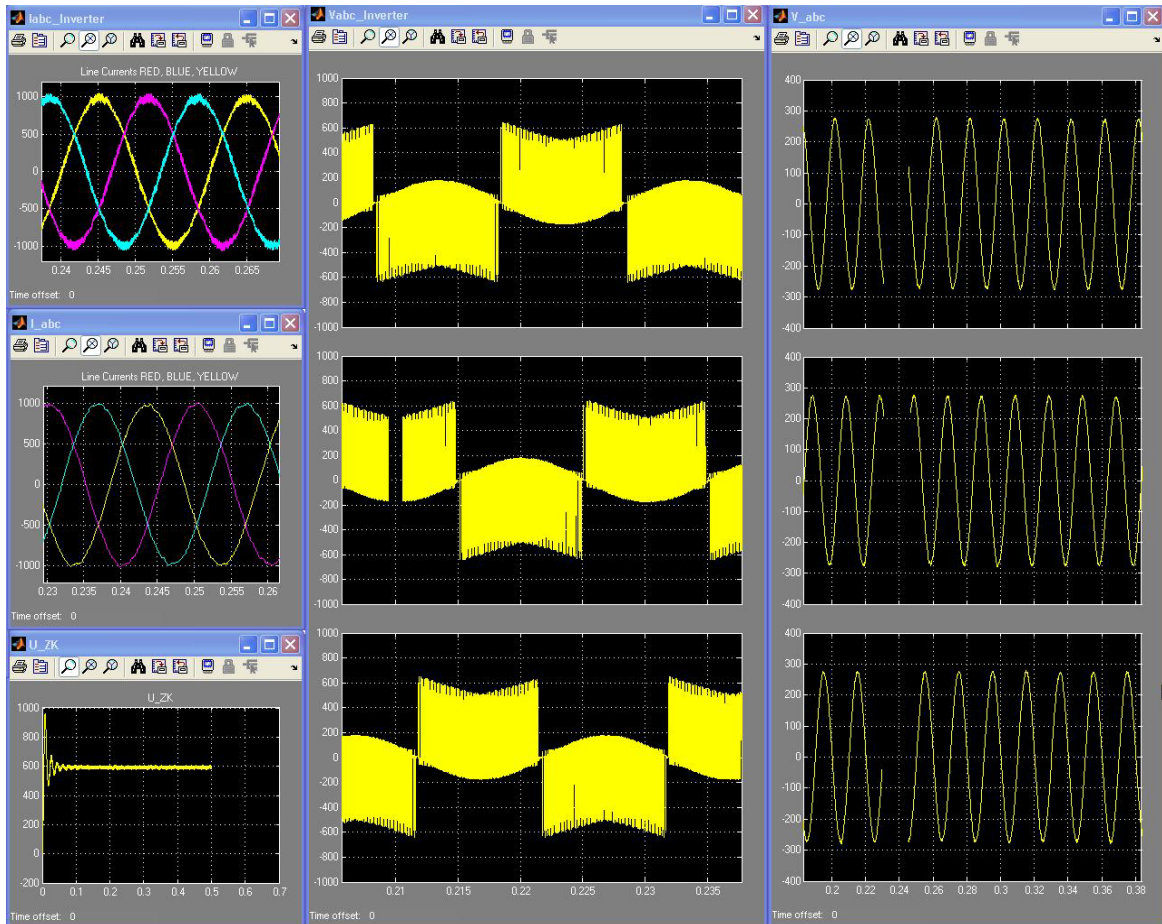


Abbildung 7-34: Ströme und Spannungsverläufe des 1-MW-SOFC-Brennstoffzellenkraftwerks mit der SPWM-Modulation (linke Spalte oben: die Ausgangsströme am Transformatoreingang; linke Spalte mitte: die Ausgangsströme am Transformatorausgang; linke Spalte unten: die Zwischenkreisspannung $U_{ZK} = 600 \text{ V DC}$; mittlere Spalte: die Ausgangsspannungen am Transformatoreingang; rechte Spalte: die Ausgangsspannungen am Transformatorausgang)

7.4.2 Modellbildung und Simulation des 1-MW-SOFC-Brennstoffzellenkraftwerks mit SVPWM-Ansteuerung

Das 1-MW-SOFC-Brennstoffzellenkraftwerk wird modelliert. Das erstellte Modell in der Abbildung 7-35 dargestellt. Mittels SVPWM (Space Vector Pulse Width Modulation) wird der Hochleistungswechselrichter angesteuert.

SOFC-Brennstoffzellen-Kraftwerke

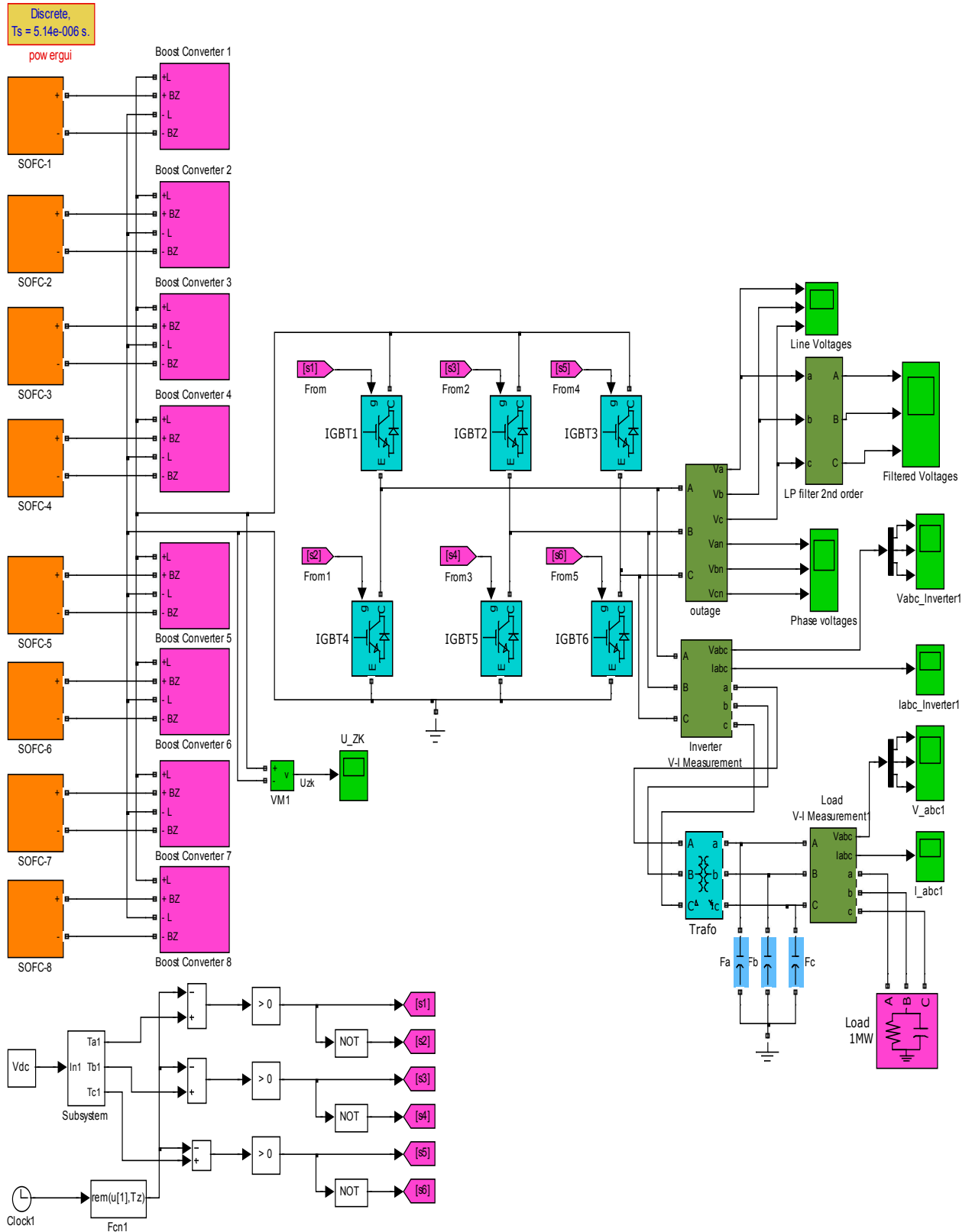


Abbildung 7-35: Modellbildung des 1-MW-SOFC-Brennstoffzellenkraftwerks mit der SVMW-Modulation

Die Simulationsergebnisse sind in der Abbildung 7-36 graphisch dargestellt.

Die linke Spalte stellt oben die Ausgangsströme des Hochleistungswechselrichters am Transformatoreingang dar. In der Mitte sind die Ausgangsströme am Transformatorausgang zu sehen. Unten ist die Zwischenkreisspannung $U_{ZK} = 600 \text{ V DC}$ dargestellt.

Die mittlere Spalte zeigt die Ausgangsspannungen am Transformatoreingang an. Dagegen werden in der rechten Spalte die Ausgangsspannungen am Transformatorausgang gezeigt.

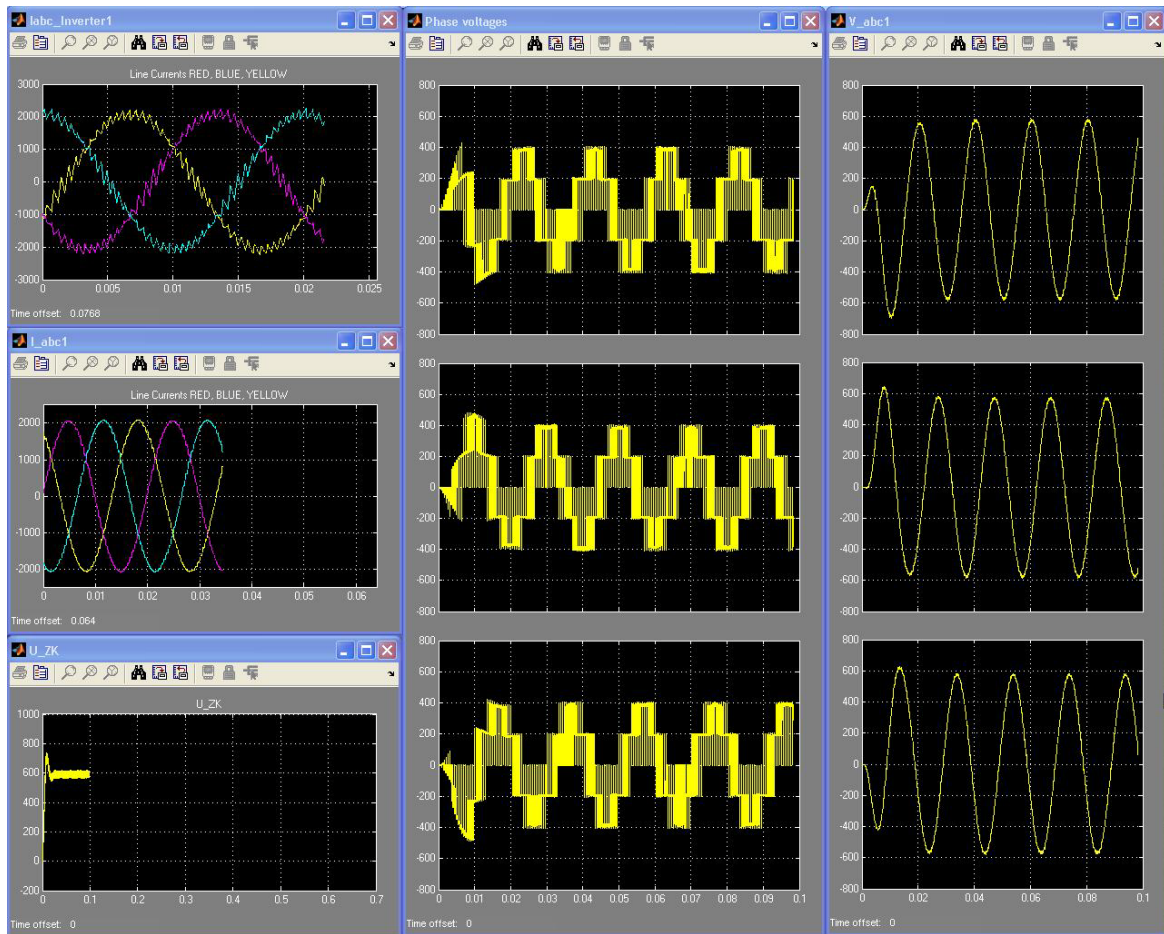


Abbildung 7-36: Ströme und Spannungsverläufe des 1-MW-SOFC-Brennstoffzellenkraftwerks mit der SVPWM-Modulation (linke Spalte oben: die Ausgangsströme am Transformatoreingang; linke Spalte mitte: die Ausgangsströme am Transformatorausgang; linke Spalte unten: die Zwischenkreisspannung $U_{ZK} = 600 \text{ V DC}$; mittlere Spalte: die Ausgangsspannungen am Transformatoreingang; rechte Spalte: die Ausgangsspannungen am Transformatorausgang)

8 Experimentelle Untersuchung

Im Unterkapitel 6.10 wurde die Realisierbarkeit des 1-MW-SOFC-Brennstoffzellen-Kraftwerks mit der Voraussetzung des zum Brennstoffzellenaggregat angepassten Hochsetzstellers vorgestellt. Danach wurde diese Überlegung im Unterkapitel 7.1 anhand eines 120-kW-Modells nachgebildet und anschließend simuliert.

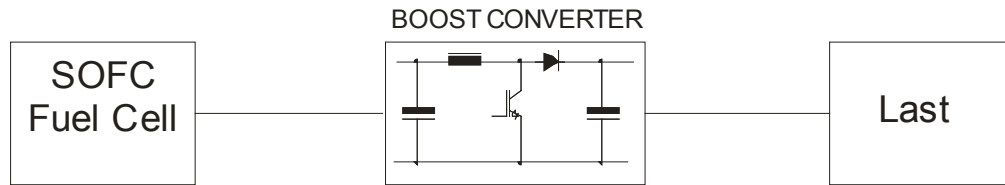


Abbildung 8-1: Blockschaltbild der experimentellen Labornachbaus

Nun werden im diesen Kapitel die Simulationsergebnisse des modellierten Hochsetzstellers (Boost Converter) nach der Abbildung 7-20 auf einem aufgebauten experimentalen Nachbau eines 10 kW-Hochsetzstellers (Abbildung 8-1) nachgewiesen.

8.1 Laboraufbau zur experimentellen Untersuchung

Um die analytisch berechneten Parameter des Hochsetzstellers sowie seinen Funktionsverhalten zu verifizieren wird ein 10-kW-Hochsetzsteller aufgebaut und betrieben (Abbildung 8-2)

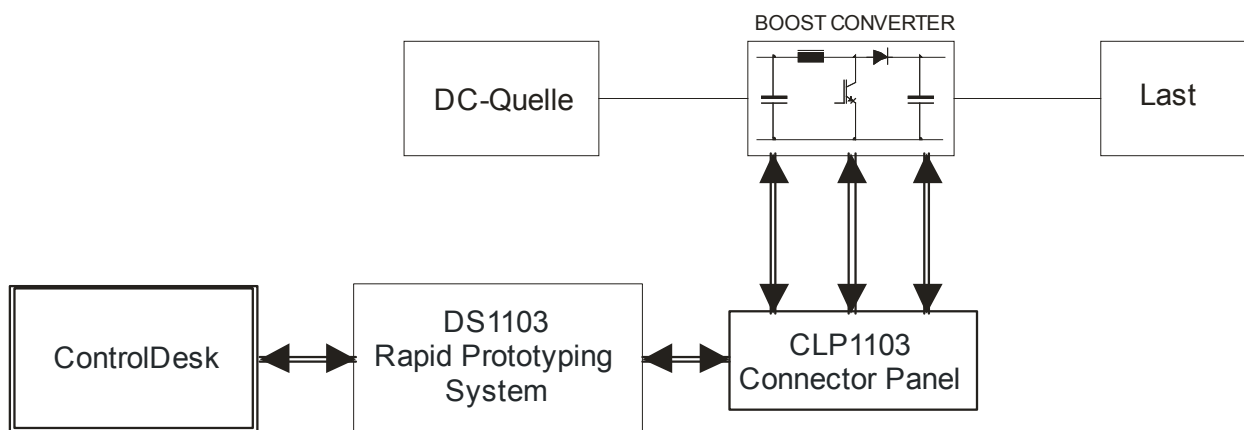


Abbildung 8-2: Blockschaltbild des experimentellen Laboraufbaus



Abbildung 8-3: Bild des Laboraufbaus

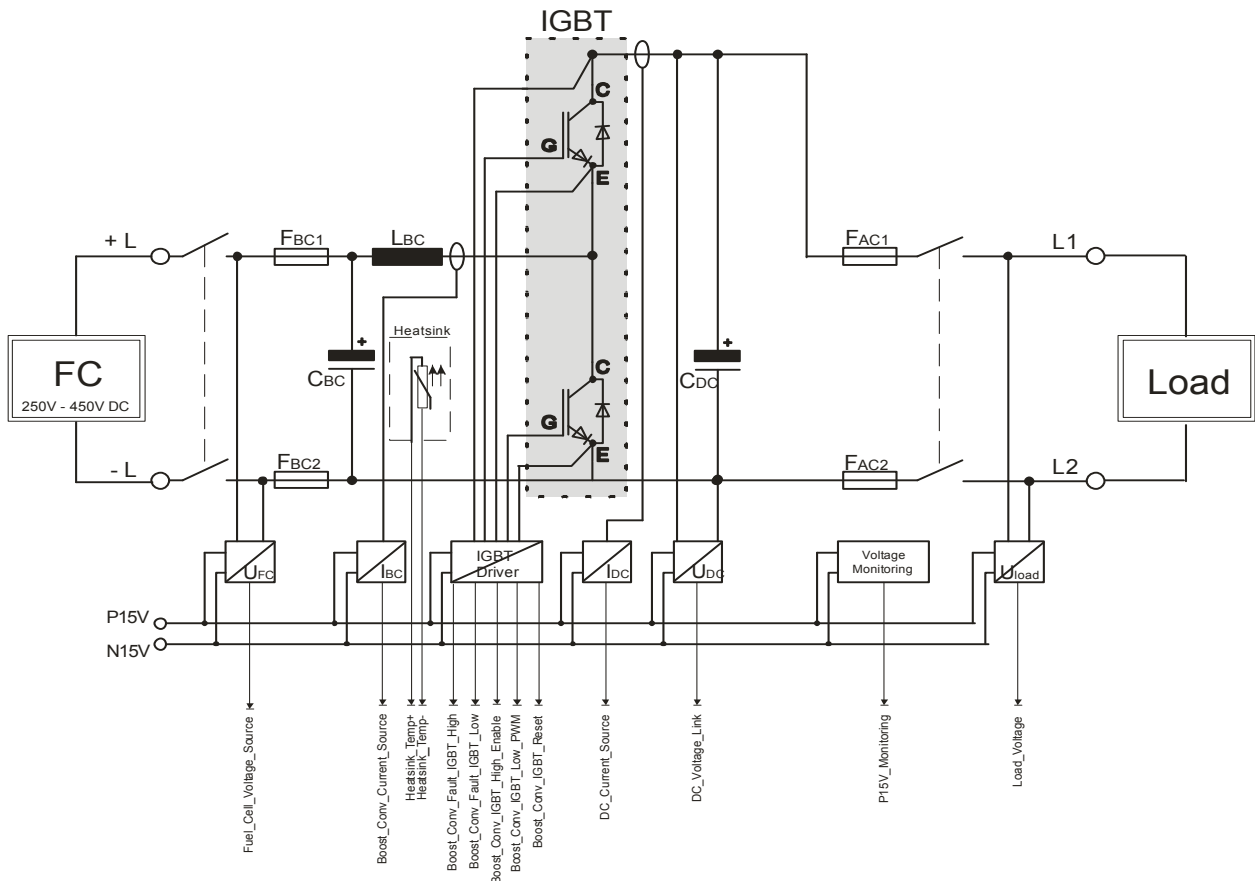


Abbildung 8-4: Blockschaltbild des experimentellen Laboraufbaus

Das Brennstoffzellenaggregat wird durch eine variable DC-Quelle ersetzt. Die Last ist mit Widerständen aufgebaut. Der Hochsetzsteller wird mittels des DSpace DS1103 [29][30][31] angesteuert (Abbildung 8-2).

8.1.1 DC-Quelle

Die variable DC-Quelle ist nach der Schaltung in Abbildung 8-5 aufgebaut. Mittels des Stelltrafos wird die AC-Spannung variiert. Eine nachgeschaltete B6-Gleichrichterbrücke liefert eine Gleichspannung aus. Der Stelltrafo ist an dem Labor-3-phasen-Netz angeschlossen und mit 32 A Sicherungen abgesichert. Die B6-Gleichrichterbrücke ist mit 3 SEMIPACK-Modulen vom Typ SKKD 81/16 (SEMIKRON) [27] bestückt. Am Ausgang des Gleichrichters sind zwei Sicherungen mit je 50 A gegen Kurzschlüssen angebracht. Mit diesem Aufbau kann das Brennstoffzellenaggregat simuliert werden. Die Ausgangsspannung variiert von 250 V DC bis 450 V DC.

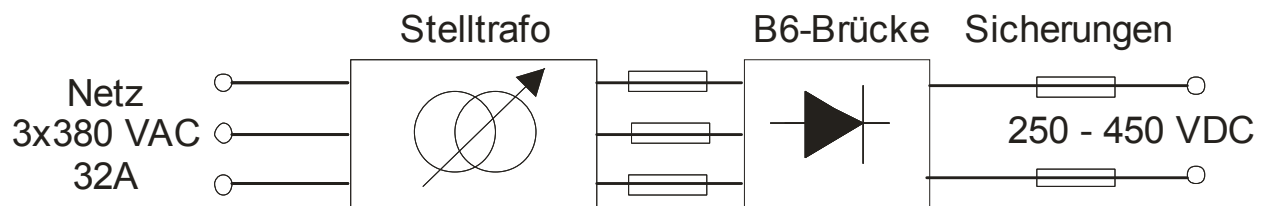


Abbildung 8-5: Variable DC-Spannungsquelle

Tab. 8-1: Elektrische Daten des Stelltrafos

| Daten | Werte |
|--------------|--------------|
| Nennspannung | 3 x 400 V AC |
| Nennstrom | 25 A |

Tab. 8-2: Elektrische Daten der AC-Eingangssicherungen

| Daten | Werte |
|--------------|----------|
| Nennspannung | 500 V AC |
| Nennstrom | 25 A |

Tab. 8-3: Elektrische Daten der Gleichrichterdiode **SKKD 81/16**

| Daten | Werte |
|---------------------------------------|-----------|
| Anzahl | 3 Stück |
| Max. Periodische Spitzensperrspannung | 1600 V DC |
| Max. Dauergleichstrom | 140 A |
| Durchlassspannung | 1,55 V DC |

Tab. 8-4: Elektrische Daten der DC-Ausgangssicherungen

| Daten | Werte |
|--------------|----------|
| Nennspannung | 500 V AC |
| Nennstrom | 25 A |

8.1.2 Hochsetzsteller

Der Hochsetzsteller wird mit folgenden Komponenten aufgebaut:

- Eingangskondensatoren
- Speicherdrossel
- IGBT-Leistungstufe
- Ausgangskondensator (Zwischenkreiskondensator)

8.1.2.1 Eingangskondensatoren

Die Eingangspufferkondensatorbank ist bestückt mit acht Elektrolyt-Kondensatoren vom Typ B43465-U6158-M1 (SIEMENS) [19]. Die gesamte Kapazität beträgt 12 mF.

Tab. 8-5: Elektrische Daten des Kondensators **B43465-U6158-M1**

| Daten | Werte |
|--------------------|---------------------|
| Nennspannung | 500 V DC |
| Kapazität | 1500 μ F +/-20% |
| Betriebstemperatur | -25°C bis +70°C |

8.1.2.2 Speicherdrossel

Die Speicherdrossel ist vom Typ 4EN4312-5CB (SIEMENS) [18] und besitzt zwei getrennte Windungen mit Induktivitätswerte von je 1,1 mH. Durch die Serienschaltung beider Spulen erhalten wir eine gesamte Induktivität von 2,2 mH.

Tab. 8-6: Elektrische Daten der Speicherdrossel **4EN4312-5CB**

| Daten | Werte |
|--------------|------------|
| Nennspannung | 415 V |
| Nennstrom | 130 A |
| Induktivität | 2 x 1,1 mH |

8.1.2.3 IGBT-Leistungsstufe

Der eingesetzte IGBT ist vom Typ FF900R12IP4 (EUPEC) [22] und ist auf einem Alu-Kühlkörper montiert. Da die Leistungsstufe für 120 kW ausgelegt ist, kann sie bei 10 kW ohne Lüfter betrieben werden.

Tab. 8-7: Elektrische Daten des IGBT-Moduls **FF900R12IP4** (IGBT)

| Daten | Werte |
|--------------------------------------|-----------|
| Max. Kollektor-Emitter-Sperrspannung | 1200 V DC |
| Max. Kollektor-Dauergleichstrom | 900 A |
| Kollektor-Emitter Sättigungsspannung | 2,00 V DC |
| R _{don} | 0,30 Ω |

Tab. 8-8: Elektrische Daten des IGBT-Moduls **FF900R12IP4** (Diode)

| Daten | Werte |
|---------------------------------------|-----------|
| Max. Periodische Spitzensperrspannung | 1200 V DC |
| Max. Dauergleichstrom | 900 A |
| Durchlassspannung | 1,85 V DC |

Die Ansteuerung des IGBTs erfolgt mit einem Treiber 2SD315A [17] von CT-Concept (Abbildung 8-6).

Für die Strommessung werden am Eingang sowie am Ausgang des Hochsetzstellers zwei Stromwandler vom Typ ES100-9594 (ABB) angebracht [20]. Die Messdaten werden über zwei selbst aufgebauten Strom-Messwerterfassungskarten an den Controller übermittelt [84].

Analog dazu werden die Ergebnisse der Spannungsmessung ebenso mittels Spannung-Messwerterfassungskarten an den Controller übermittelt.

Für die Stromversorgung der Messwerterfassungskarten sowie der IGBT-Treiber liefern zwei Laborspannungsquellen die nötigen P15V- und N15V-Spannungen.

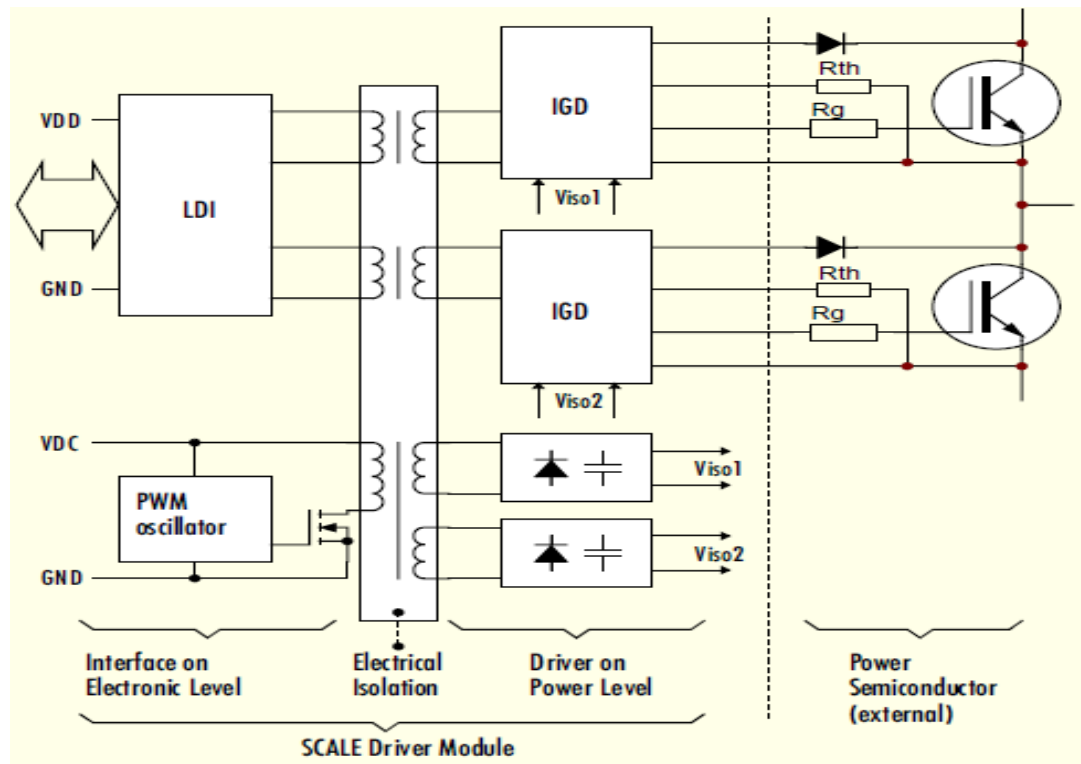


Abbildung 8-6: Blockschaltbild des SCALE-Treibers 2SD315A

8.1.2.4 Ausgangskondensator

Der Ausgangskondensator ist ein Folienkondensator vom Typ B25655A1458K001 (EPCOS) [25] und hat folgende Parameter:

Tab. 8-9: Elektrische Daten des Ausgangskondensators **B25655A1458K001**

| Daten | Werte |
|--------------------|---------------------------|
| Nennspannung | 1100 V DC |
| Max. Strom | 270 A |
| Kapazität | 4500 μF +/-10% |
| Induktivität | 30 nH |
| Widerstand | 0,7 m Ω |
| Betriebstemperatur | -40°C bis + 70°C |

8.1.3 Last

Die Zwischenkreisbelastung wird mit einer Reihenschaltung aus ohmschen Lasten simuliert. Der gesamte Widerstandswert beträgt 65 Ohm (Abbildung 8-8).

8.1.4 Ansteuerung des Hochsetzstellers mit DSpace Rapid Prototyping System (DS1103)

Die Ansteuerung des Hochsetzstellers erfolgt durch das DSpace Rapid Prototyping System (DS1103) [31][32].

Das Controller Board (DSP)⁶⁰ des DS1103 ist eine Reglerkarte, welche es ermöglicht Regelungs- und Steuerungsaufgaben mittels Berechnungen von MATLAB (Code) sowie Simulationen von Simulink (Modell) auf Prototypen vor der Implementierung zu testen. Es verfügt über einen Echtzeitprozessor sowie über diverse Schnittstellen.

Das Tool Real Time Interface (RTI) von MATLAB/Simulink wandelt zuerst die Modelldaten in einem C-Code um. Anschließend werden diese in des DSP (Controller) geladen.

Es verfügt außerdem über ein ControlDesk, welches das Ändern der Eingangsparameter sowie die graphischen Echtzeit-Darstellung der Ausgangsdaten des Systems ermöglicht.

Der Hochsetzsteller wird Mittels des Connector Panels (CLP1103) an dem DS1103 verbunden (Abbildung 8-2). Er verfügt über zwanzig (20) Analog-to-Digital (ADC)⁶¹ Eingänge sowie acht (8) Digital-to-Analog Ausgänge (DAC)⁶². Außerdem stehen mehrere Digital I/O, Slave/DSP I/O, Incremental Encoder Schnittstellen, CAN-Schnittstellen sowie Serielle Schnittstellen zur Verfügung.

Der Mittels MATLAB/Simulink entworfenen Regleralgorithmus ist in dem DSpace Controller Board implementiert und steuert den Hochsetzsteller (Abbildung 8-4), sodass die Ausgangsspannung wie gewünscht auf 600 V DC stabilisiert wird. Dabei variiert die DC-Eingangsspannung zwischen 450 V DC und 250 V DC.

⁶⁰ DSP: Digital Signal Processor

⁶¹ ADC: Analog to Digital Converter

⁶² DAC: Digital to Analog Converter

8.2 Messungen am experimentellen Aufbau

Die Abbildung 8-8 zeigt die verschiedenen Komponenten des praktischen Aufbaus zur experimentalen Untersuchung.

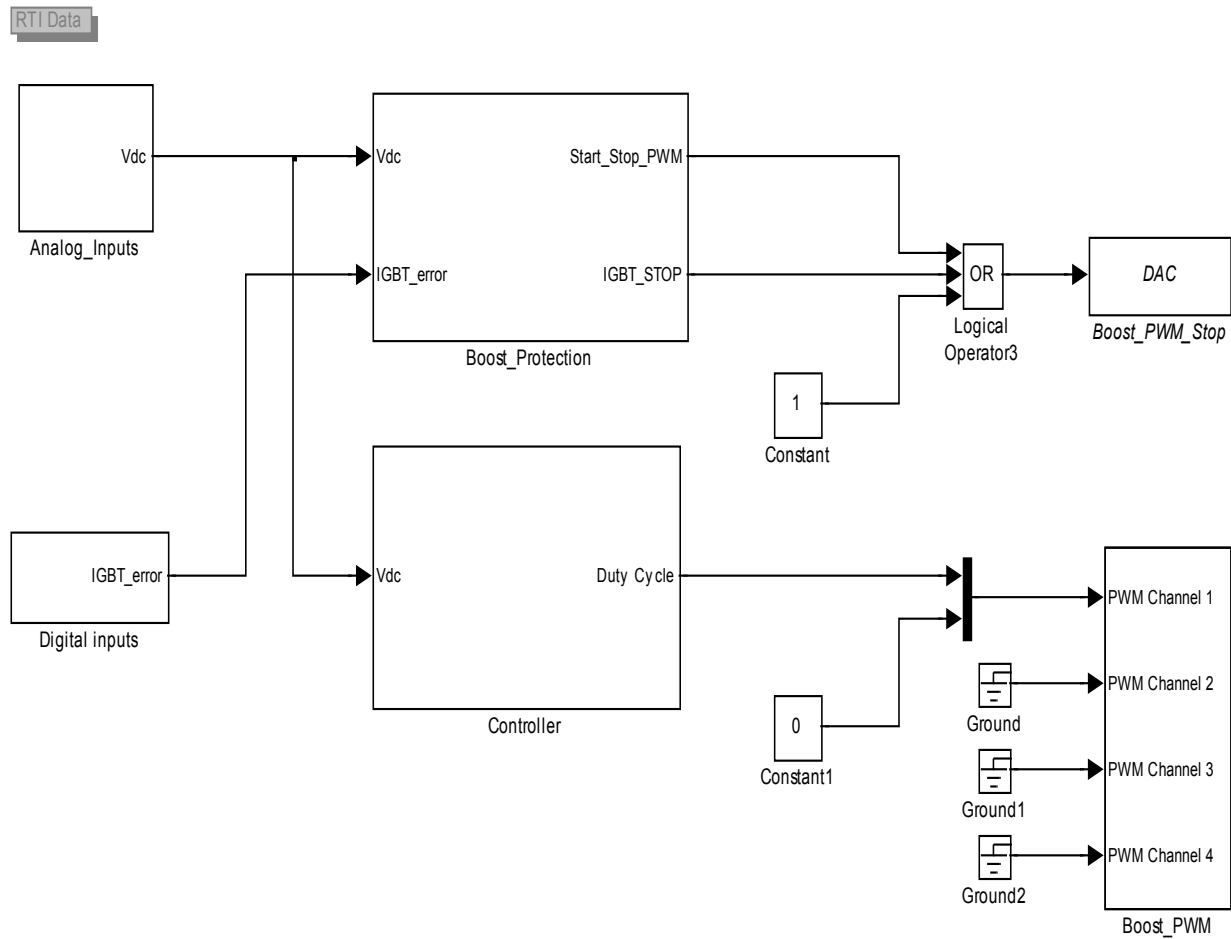


Abbildung 8-7: Regler- und Schutzkonzept des Hochsetzstellers mittels SIMULINK RTI⁶³

⁶³ SIMULINK Real Time Interface

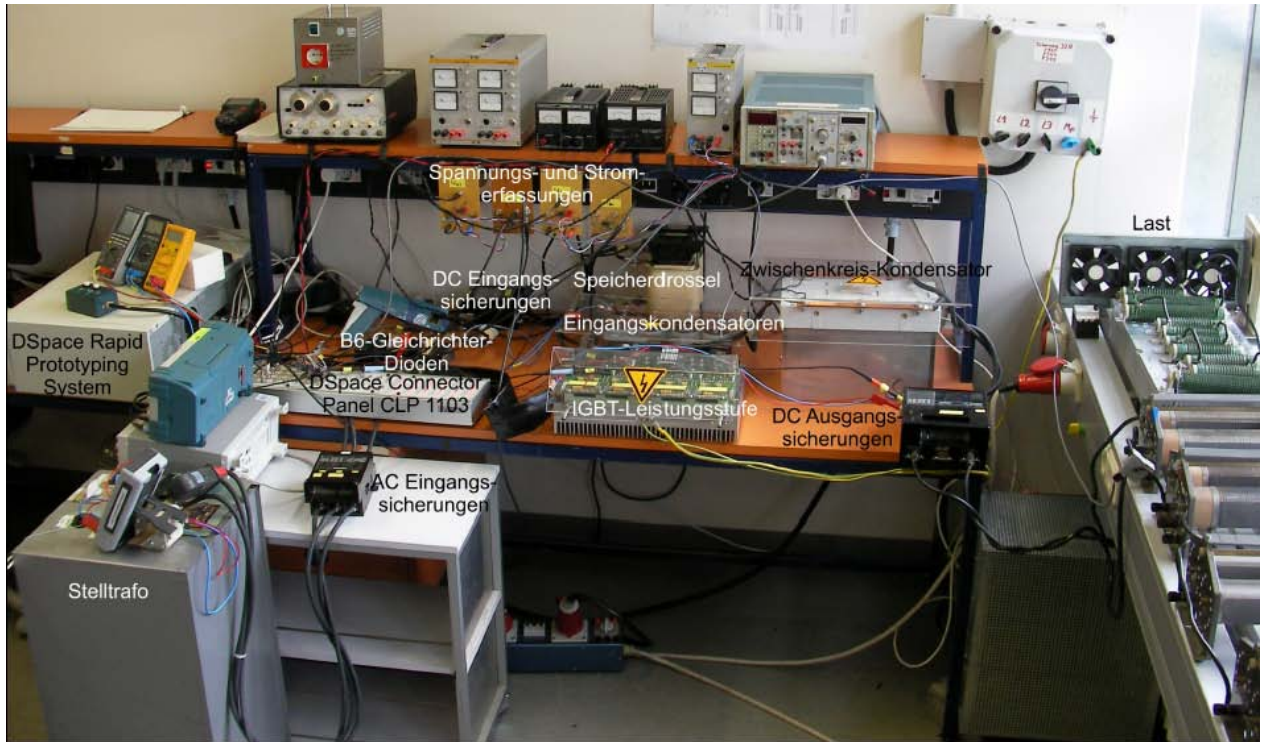


Abbildung 8-8: Laboraufbau zur experimentellen Untersuchung

Mit dem ControlDesk (Abbildung 8-9) werden die Parametersollwerte des Systems eingegeben. Die System-Istwerte sind auf dem Bildschirm dargestellt.

Als Parametersollwerte können die DC-Eingangsspannung der Brennstoffzelle (FUEL CELL DC VOLTAGE), die Ausgangsspannung oder Zwischenkreisspannung genannt – (DC LINK VOLTAGE) des Hochsetzsteller, die PID-Reglerparameter (Proportional-, Integral- und Derivative-Gain) sowie die Offset und Begrenzungswerte eingegeben werden.

Mit dem Hauptschaltknopf (MAIN CONTROL) kann das ganze System ein- bzw. ausgeschaltet werden.

Als Ausgabewerte können die momentanen DC-Eingangsspannungen (FUEL CELL DC VOLTAGE), die DC-Ausgangsspannung (DC LINK VOLTAGE) sowie der Eingangsstromripple (FUEL CELL DC CURRENT RIPPLE) des Systems wiedergegeben werden.



Abbildung 8-9: Bild-Darstellung des ControlDesk

8.2.1 IGBT-Messungen

Bevor die Messungen unter Vollast durchgeführt werden, wird das Schaltverhalten des IGBTs untersucht. Es ist zu vermeiden, dass Störquellen unzulässige hohe Spannungen am IGBT verursachen, welche das Halbleiterbauelement sowie andere Komponenten des Systems beschädigen würden. Diese Störungen können durch Rückkopplungen am Laboraufbau entstehen. Sie nehmen mit der Höhe der aufgelegten DC-Spannung sowie mit einer Erhöhung der eingestellten Schaltfrequenz zu.

Deswegen wird zuerst mit kleinen Spannungen und Schaltfrequenzen begonnen. Dabei wird die Höhe der Spannung am IGBT (V_{CE}) überwacht. Die Abbildung 8-10 zeigt das gestörte Schaltverhalten des IGBTs, verursacht durch einen nicht sachgemäßen Versuchsaufbau.

Abhilfe schafft die Abschirmung des Steuerkabels zwischen der IGBT-Ansteuerkarte und des CLP1103 DS Connector Panels sowie die Verkürzung des Verbindungskabels zwischen dem

IGBT und dem Ausgangskondensator. Außerdem werden die Kabel, soweit wie möglich, verdreht. Ergebnisse dieser Maßnahmen zeigen die Abbildung 8-11 und Abbildung 8-12.

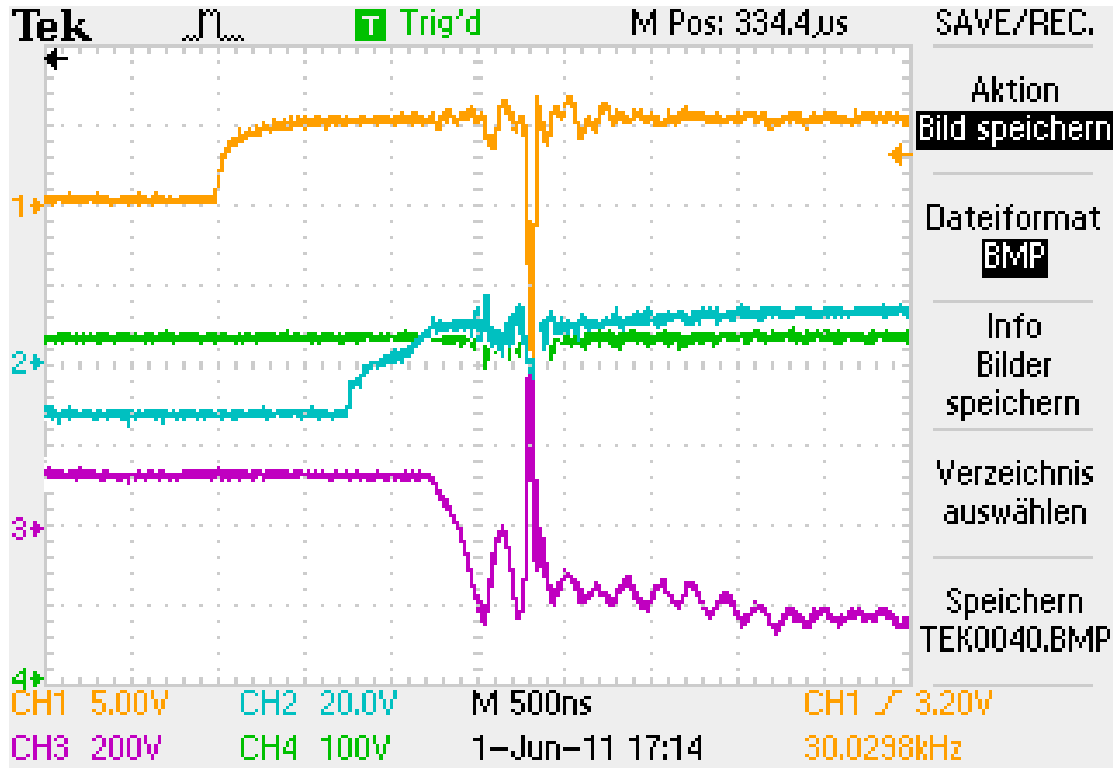


Abbildung 8-10: Gestörtes Schaltverhalten des IGBTs (Kanal 1: PWM-Signal, Kanal 2: IGBT-Gate-Spannung, Kanal 3: IGBT- V_{CE} -Spannung und Kanal 4: DC-Ausgangsspannung)

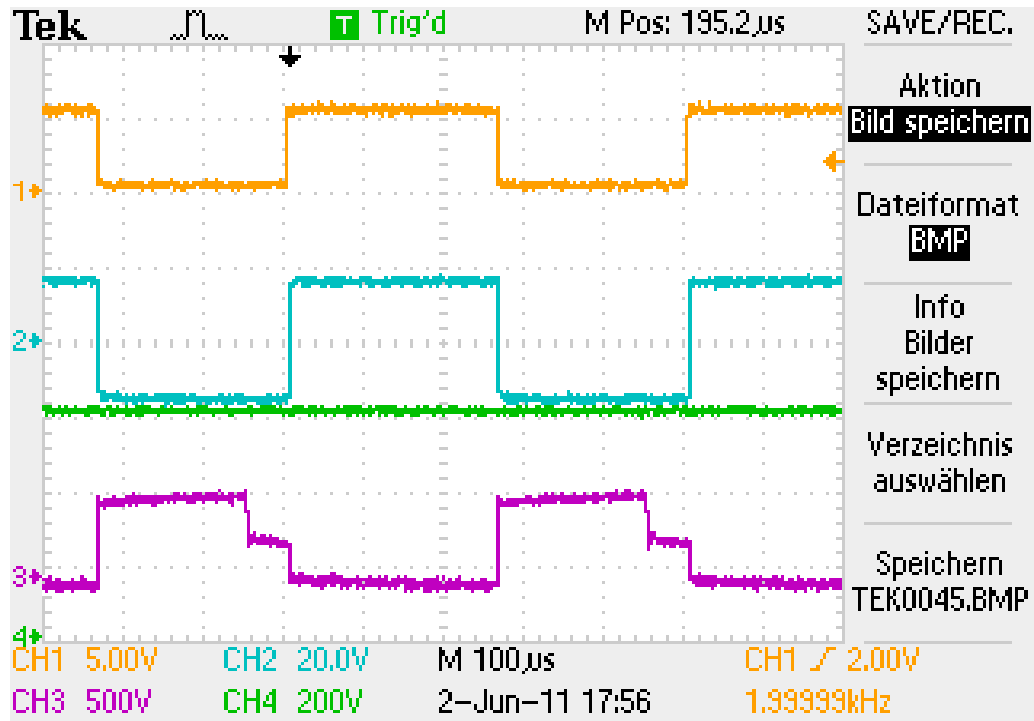


Abbildung 8-11: Ungestörtes IGBT-Schaltverhalten (Kanal 1: PWM-Signal, Kanal 2: IGBT-Gate-Spannung, Kanal 3: IGBT- V_{CE} -Spannung und Kanal 4: DC-Ausgangsspannung)

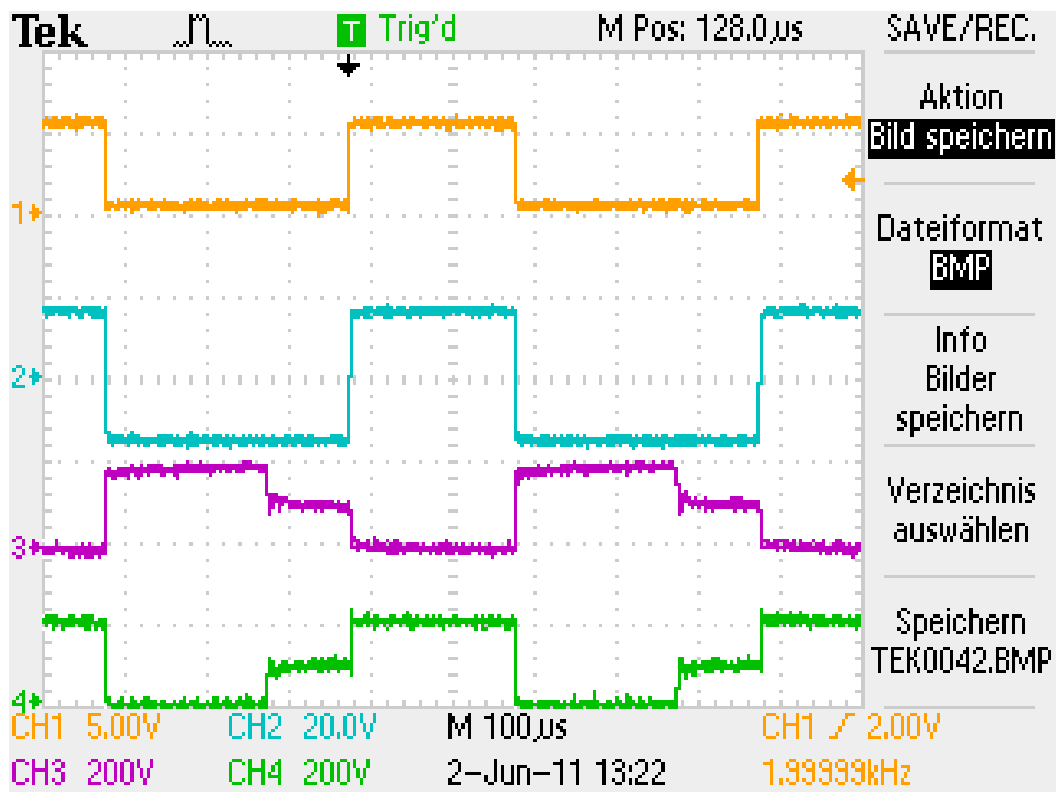


Abbildung 8-12: ungestörte Schaltverhalten des IGBTs und der Diode (Kanal 1: PWM-Signal, Kanal 2: IGBT-Gate-Spannung, Kanal 3: IGBT- V_{CE} -Spannung und Kanal 4: Diode-Spannung)

8.2.2 Regler-Test

Bei den vorigen Messungen am IGBT, wurde der Regler auf „MANUAL“ (Manual Switch) gestellt. Der IGBT wird dann über eine Tastverhältnis-Eingabe (Duty Cycle) gesteuert und kontrolliert (Abbildung 8-13). Dabei hilft die eingesetzte Begrenzung des anzugebenden Tastverhältnisses (Saturation_Duty_Cycle). Folglich würde eine falsche Eingabe des Tastverhältnisses dann die Ausgangsspannung begrenzen.

Für die weiteren Messungen wird der Regler auf seine Funktionalität getestet. Dabei helfen weiterhin die verschiedenen eingesetzten Offsets und Begrenzungen. Zum Beispiel wird die Begrenzung der Reglerausgang „Saturation“ auf maximal 0,5 eingestellt. Dadurch kann die Ausgangsspannung nicht den doppelten Wert der Eingangsspannung überschreiten (Abbildung 8-13).

Außerdem kann der Sollwert der Ausgangsspannung mit dem „Saturation_Uzk_Soll“ begrenzt werden. Zum Beispiel kann die maximal anzugebende Spannung auf 80 V DC eingeschränkt werden.

Der Regler-Test beginnt zunächst mit niedrigen Eingangsspannungs-Werten. Das Reglerverhalten kann währenddessen mit den Reglerparametern optimiert werden.

Erst nach einem erfolgreichen Test des Reglers, können die Messungen durchgeführt werden.

RTI Data

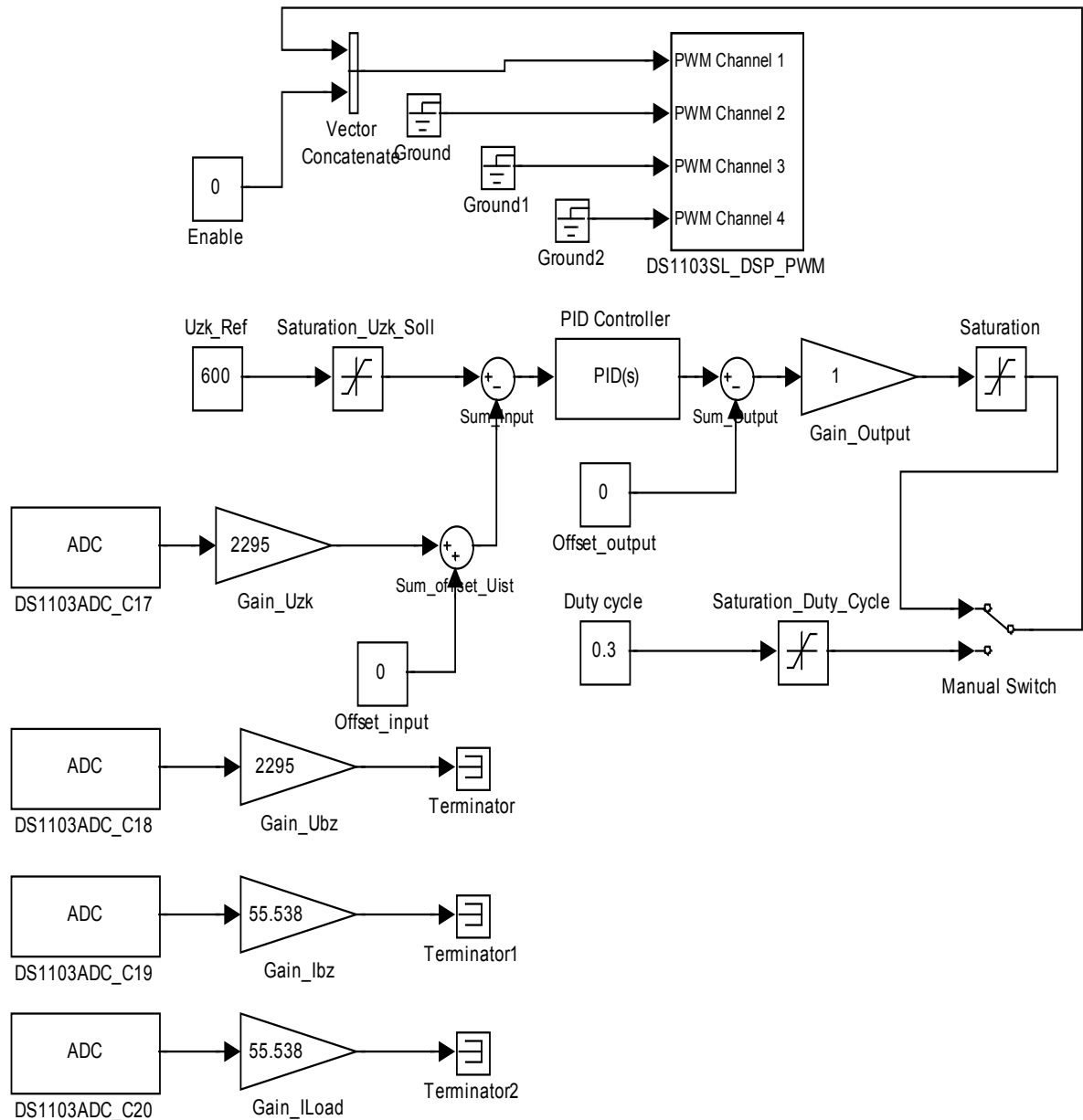


Abbildung 8-13: Reglerkonzept des Hochsetzstellers

8.2.3 Leerlauf-Messungen

Nachdem die Störungen am IGBT behoben sind können die Belastungsversuche durchgeführt werden. Zuvor müssen die Systembegrenzungen gesetzt werden. Falls der Regler ein unkontrolliertes Verhalten aufzeigen sollte, wäre aufgrund der gesetzten Systembegrenzungen der Aufbau geschützt.

Die folgende Abbildung 8-14 zeigt das ControlDesk beim Leerlaufversuch. Die DC-Eingangsspannung beträgt 453,78 V DC und die Ausgangsspannung 600,36 V DC. Diese Werte sind auf die Kurven links und rechts des Bildschirms dargestellt. Das vom Regler errechnete Tastverhältnis beträgt 0,177 und die Begrenzung ist auf 0,596 gesetzt. Die Reglerparametern sind: P: 0,001; I: 0,004 und D: 0,000.

Die untere Kurve zeigt den Eingangsstromripple des Systems.

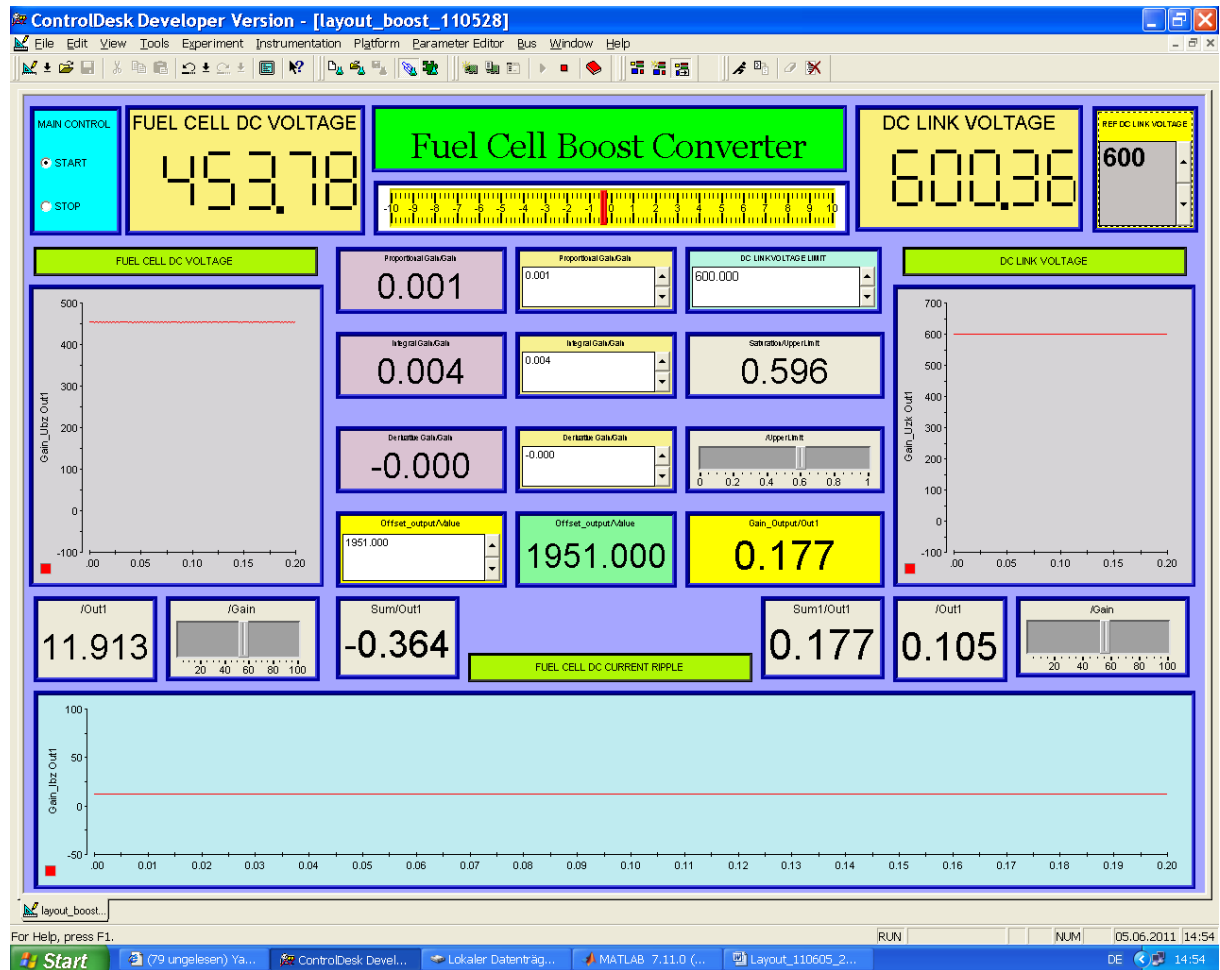


Abbildung 8-14: ControlDesk Bildschirmdarstellung für 450V - 600 V DC
Zusätzlich zum ControlDesk, sind die Messungen auf dem Oszilloskop dargestellt (Abbildung 8-15). Die untere Kurve auf Kanal 4 stellt den DC-Eingangsstromripple dar.

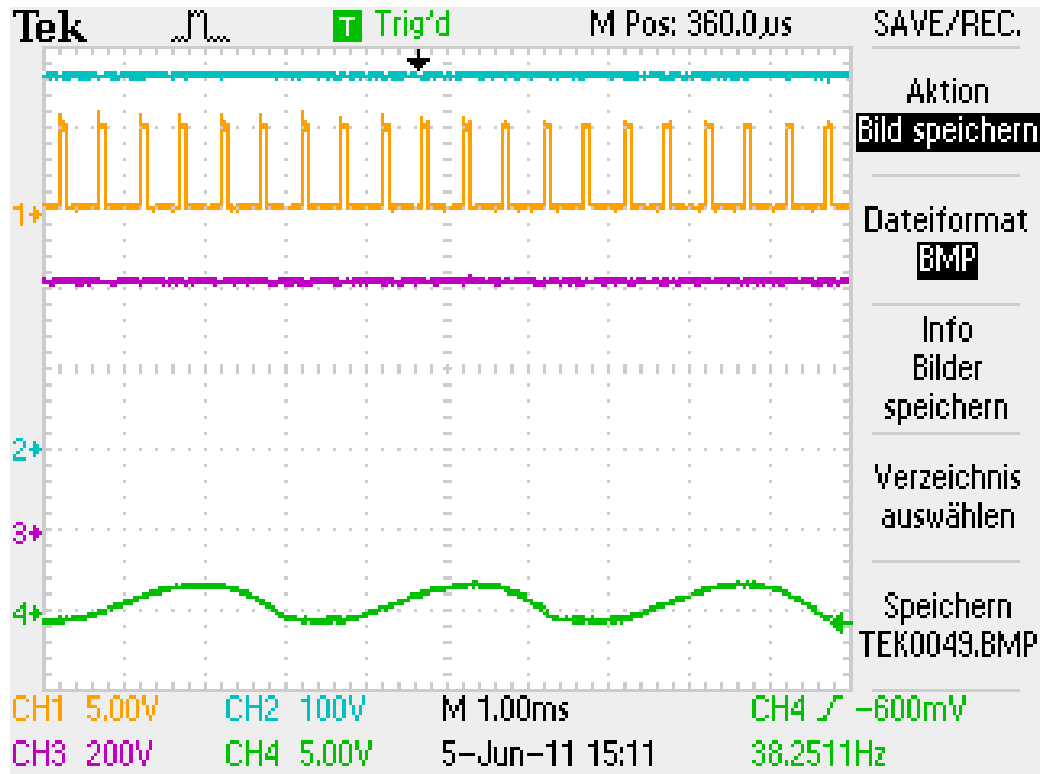


Abbildung 8-15: Leerlauf-Messdarstellungen mit einer Eingangsspannung von 450V und einer Ausgangsspannung von 600V DC. (Kanal 1: PWM-Signal, Kanal 2: DC-Eingangsspannung, Kanal 3: DC-Ausgangsspannung und Kanal 4: DC-Eingangsstromripple)

8.2.4 Volllast-Messungen

Analog zur Leerlauf-Messung, wird die Eingangsspannung auf 250 V DC herabgesetzt. Dabei steigt das Tastverhältnis auf 0,5 bei einer Begrenzung von 0,596 (Abbildung 8-16) an. Aus dem ControlDesk können wir feststellen, dass die Eingangsspannung 251,86 V DC und die Ausgangsspannung 600,29 V DC betragen.

Die Messdarstellungen auf dem Oszilloskop weisen eine Verringerung des DC-Eingangsstromripples auf (Abbildung 8-17).

SOFC-Brennstoffzellen-Kraftwerke

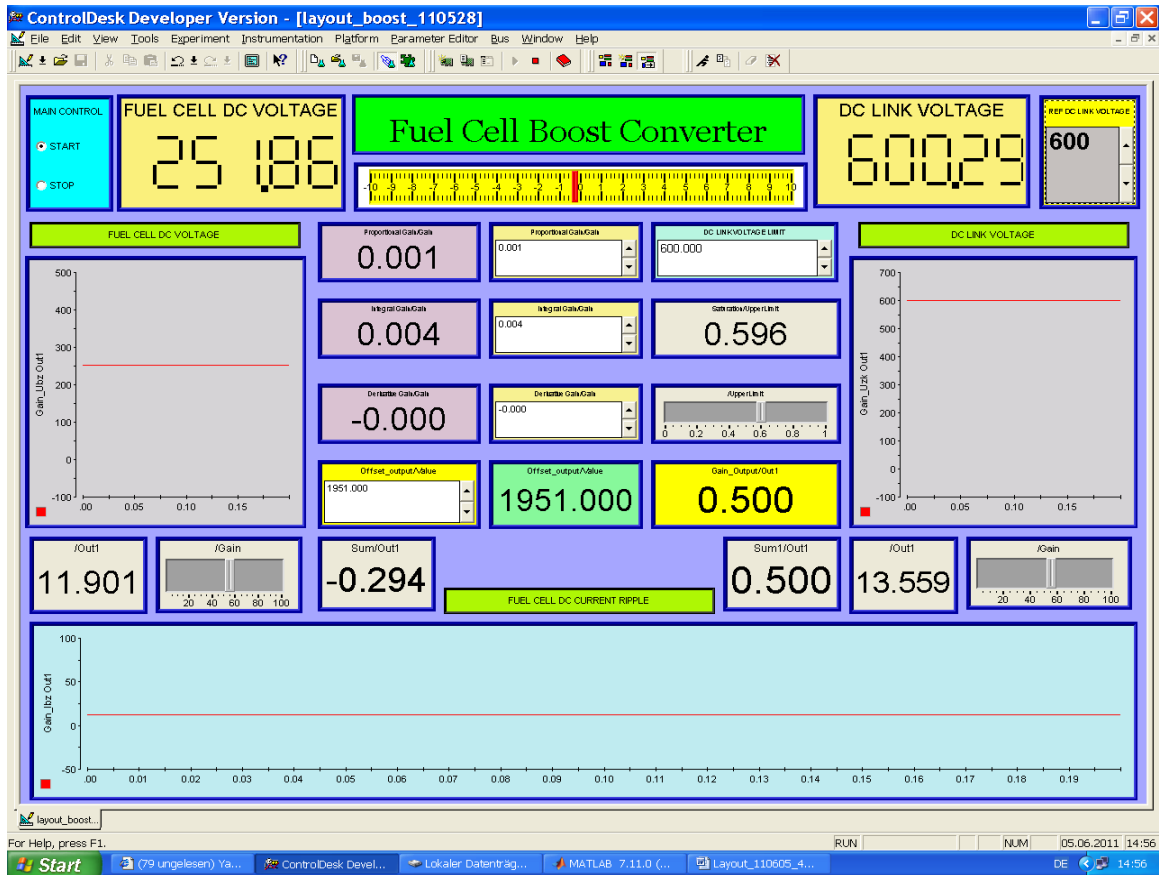


Abbildung 8-16: ControlDesk für 250 V - 600 V DC

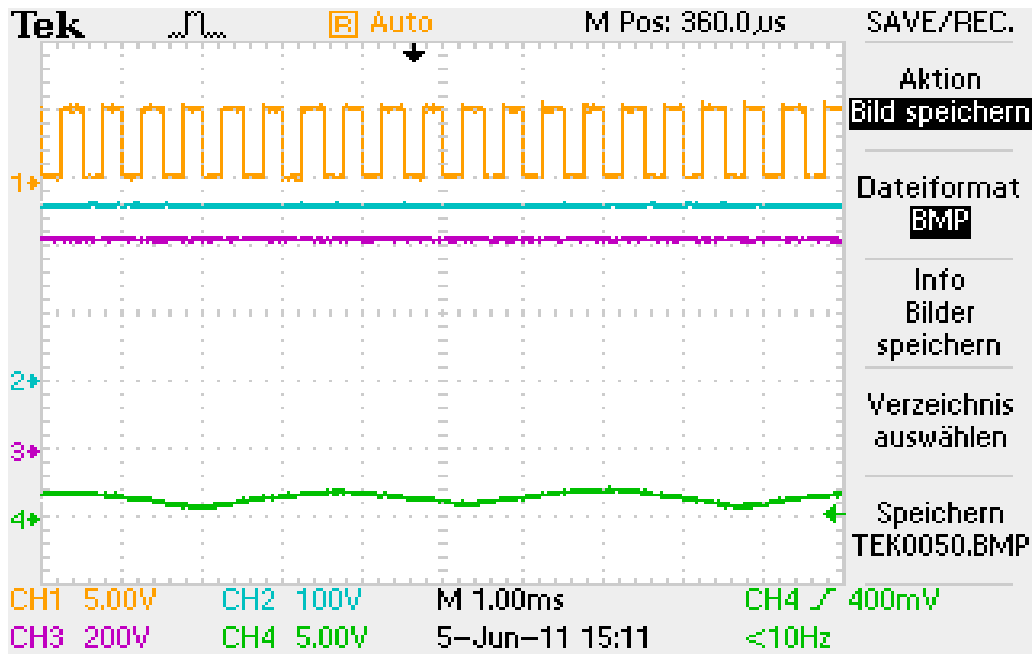


Abbildung 8-17: Volllast-Messdarstellungen mit einer Eingangsspannung von 250V und einer Ausgangsspannung von 600V DC. (Kanal 1: PWM-Signal, Kanal 2: DC-Eingangsspannung, Kanal 3: DC-Ausgangsspannung und Kanal 4: DC-Eingangsstromripple)

8.3 Verifikation der Messergebnisse

Die Messungen am experimentellen Aufbau zeigen wie erwartet, dass die Ausgangsspannung (Zwischenkreisspannung) auf 600 V DC konstant ist obwohl die Eingangsspannung von 450 V DC auf 250 V DC sinkt. Der Regler arbeitet somit richtig. Dadurch sind alle vorher berechnete und simulierte Parameter ebenfalls richtig.

Weiterhin wird festgestellt, dass die Eingangsstufe (Eingangskondensator und Drossel) richtig dimensioniert ist, sodass der Stromripple am Eingang des Systems gering ist. Das war eine wichtige Anforderung an dem Hochsetzsteller. Dadurch soll erreicht werden, dass die Zellen der Brennstoffzelle nicht durch hohe Stromripple schnell veralten.

Mit diesem aufgebauten Hochsetzsteller, der für den Brennstoffzelleneinsatz optimiert ist können mehrere Brennstoffzellenaggregate parallel geschaltet werden und über einen Gleichspannung Leistungsschiene (DC-Power-Link) einen 1-MW-Wechselrichter mit elektrischer Energie versorgen.

Somit ist eine Realisierung des 1-MW-SOFC-Brennstoffzellenkraftwerkes nach Unterkapitel 6.10 möglich.

9 Zusammenfassung und Ausblick

Die Brennstoffzellentechnologie allgemein und insbesondere der SOFC-Zellentyp stellt für die dezentrale Energieversorgung eine zukünftige Schlüsselrolle dar. Obwohl bei der Untersuchung nur die elektrische Energiegewinnung betrachtet wurde, wird auch die Wärmenutzung dazu beitragen, diese Technologie voranzutreiben. Nach der Marktliberalisierung der elektrischen Energieversorgung stellt die dezentrale Netzanbindung von Brennstoffzellenanlagen eine Herausforderung an die Netzbetreiber. Sie müssen neue Netzmodelle unter Betrachtung der immer wachsenden Anzahl von einspeisenden dezentralen Energieerzeugern erstellen.

Ausgangspunkt dieser Arbeit war die aktuelle globale Klimasituation und ihre Auswirkungen auf die Menschen. Eine mögliche Lösung zur Reduzierung der Treibhausgase, die hauptsächlich Klimaveränderungen verursachen, wurde vorgestellt. Der Wasserstoff stellte eine sinnvolle Alternative zu fossilen Energieträgern (Erdöl, Erdgas, Kohle, ...) dar, vorausgesetzt, dass seine Gewinnung nicht durch den Einsatz von primären Energieträgern hervorgerufen wird. Die mögliche Wasserstoffgewinnung mittels Solar- oder Windenergie wurde bereits vorgestellt. Auch die Zwischenspeicherung sowie der Transport des hergestellten Wasserstoffs sind erprobt und stellen heute kein Problem dar.

Der Wasserstoff alleine kann wenig zur elektrischen Energieversorgung beitragen. Er muss noch in elektrische Energie umgewandelt werden. Ab da kommt die Brennstoffzellentechnik zum Einsatz. Diese Technik wurde bereits lange erprobt, jedoch mit der Erfindung des Verbrennungsmotors sowie des elektrischen Generators verdrängt. Erst nach der Erkenntnis der Knappheit der fossilen Energieträger sowie aufgrund der Klimaproblematik wurde sie wieder ins Leben gerufen. Nach weiteren Entwicklungen ist die Brennstoffzellentechnologie heutzutage ökonomisch und wirtschaftlich einsetzbar. Sie ist Teil der dezentralen Energieversorgungskette.

Um die Brennstoffzelle wirtschaftlich zu betreiben, muss noch die Effizienz der Anlage erhöht werden, damit sie sich im Markt etablieren kann. Im Rahmen der Untersuchung zu diesem Thema wurde eine 120-kW-SOFC-Demonstrationsanlage betrachtet. Da für die Untersuchung wenig Informationen zur Anlage seitens des Betreibers zur Verfügung standen, mussten wir

anhand der bekannten Anlagendaten eine ähnliche Anlage berechnen, modellieren und anschließend mittels MATLAB/Simulink simulieren.

Zuvor wurden die einzelnen Anlagenkomponenten beschrieben. Zwei davon (der Hochsetzsteller sowie der Wechselrichter) wurden eingehender betrachtet. Als Ergebnis der Untersuchung, wurde festgestellt, dass ein Standard-Netzwechselrichter, der für andere Applikationen wie z.B. die Photovoltaik oder die Windkraft konzipiert ist, auch für die Brennstoffzelle eingesetzt werden kann. Das war leider nicht der Fall für den vorgeschalteten Hochsetzsteller. Er musste für den eingesetzten Brennstoffzellentyp genauestens konzipiert werden. Nach dieser Erkenntnis wurden Informationen zur Realisierung einer 1-MW-Brennstoffzellenanlage gewonnen.

Die Topologie der 1-MW-Anlage wurde auf Basis der 120-kW-Anlage festgelegt. Sie sieht eine Parallelschaltung von acht 120-kW-SOFC-Brennstoffzellenaggregaten vor, sowie den nachgeschalteten 120-kW-Hochsetzsteller. Ein Standard-Netzwechselrichter der Leistung 1 MW sowie ein 1-MVA-Netztransformator könnten dann zur Realisierung der 1-MW-Anlage eingesetzt werden.

Die Anbindung der Anlage am Drehstromnetz wurde angesichts der Normen, Gesetze und Anschlussbedingungen untersucht. Neben der Unterscheidung der Betriebsformen der Anlage (Netzparallel oder Inselbetrieb) wurde die Sicherheit der Anlage bezüglich der schnellen Fehlererkennung, der sicheren Netztrennung im Fehlerfall sowie der Einhaltung der vorgeschriebenen Vorschriften hervorgehoben.

Um die errechnete Berechnungen sowie die erstellten Modellen zu verifizieren, wurde eine 10-kW-Anlage im Labor nachgebaut und untersucht. Diese experimentelle Untersuchung wurde auf den Hochsetzsteller fokussiert, da er die Hauptkomponente der Anlage ist. Die Messergebnisse stimmten gut mit den zuvor errechneten und simulierten Werten überein.

Damit wurde bewiesen, dass es möglich ist, eine SOFC-Brennstoffzellenanlage großer Leistung (1-MW-elektrisch) mit Wasserstoff als primärer Energieträger als Beitrag zum Kampf gegen die globale Klimaerwärmung zu verwenden. Auch die Integration in das elektrische Energieversorgungsnetz ist machbar.

Die kürzliche Atomkatastrophe in Japan (Kernkraftwerk Fukushima) zeigt, dass wir nicht nur wegen die rückläufige fossile Energieträgervorräte umdenken müssen, sondern auch wegen der Sicherheit der eingesetzten Kernkraftwerke. Das Projekt DESERTEC könnte ein Türoffner für das endgültige Etablieren der Brennstoffzellentechnologie sein.

Die vorgestellten Untersuchungsergebnisse sind nicht nur für den SOFC-Brennstoffzellentyp anwendbar sondern auch für alle andere Brennstoffzellentypen, die für die elektrische Energieerzeugung geeignet sind.

Abkürzungen

| | |
|---------------|--|
| AFC | Alkalische Brennstoffzelle – engl. Alkaline Fuel Cell |
| ATR | Autotherme Reformierung |
| BHKW | Blockheizkraftwerk |
| DMFC | Direkte Methanol Brennstoffzelle - engl. Direct Methanol Fuel Cell |
| GuD-Kraftwerk | Gas- und Dampf-Kraftwerk |
| KWK | Kraft-Wärme-Kopplung |
| MCFC | Karbonatschmelzenbrennstoffzellen - engl. Molten Carbonate Fuel Cell |
| PAFC | Phosphorsaure Brennstoffzelle - engl. Phosphoric Acid Fuel Cell |
| PEMFC | Membranbrennstoffzelle - engl. Proton Exchange Membrane Fuel Cell |
| POX | Partielle Oxidation |
| ppm | parts per million (zu deutsch „Teile von einer Million“) |
| SOFC | Oxidkeramische Brennstoffzelle - engl. Solid Oxide Fuel Cell |
| SR | Dampfreformierung – engl. Steam reforming |

Abkürzungsverzeichnis chemischer Symbole

| | |
|----------------------------------|-------------------------|
| Al | Aluminium |
| Ag | Silber |
| C | Kohlenstoff |
| CH ₃ OH | Methanol |
| CH ₄ | Methan |
| C ₂ H ₅ OH | Ethanol |
| C ₂ H ₆ | Ethan |
| C ₃ H ₈ | Propan |
| C ₄ H ₁₀ | Butan |
| Co | Kobalt |
| CO | Kohlenmonoxid |
| CO ₂ | Kohlendioxid |
| CO ₃ ²⁻ | Karbonationen |
| Cr | Chrom |
| H ⁺ | Wasserstoffion (Proton) |
| H ₂ O | Wasser |

SOFC-Brennstoffzellen-Kraftwerke

| | |
|---------------------------------|-----------------------------------|
| H ₂ S | Schwefelwasserstoff |
| H ₃ PO ₄ | Phosphorsäure |
| K | Kalium |
| KOH | Kalilauge |
| K ₂ CO ₃ | Kaliumkarbonat |
| LaCoO ₃ | Lanthankobaltit |
| LaMnO ₃ | Lanthanmanganat |
| Li | Lithium |
| Li ₂ CO ₃ | Lithiumkarbonat |
| Mn | Mangan |
| Mo | Molybdän |
| Na | Natrium |
| Ni | Nickel |
| NiO | Nickeloxid |
| NiS | Nickelsulfid |
| O ₂ | Sauerstoff |
| O ²⁻ | Sauerstoffion |
| OH ⁻ | Hydroxylionen |
| Pd | Palladium |
| Pt | Platin |
| Ru | Ruthenium |
| S | Schwefel |
| Sr | Strontium |
| WO ₃ | Wolframoxid |
| YSZ | Yttrium stabilisiertes Zirkonoxid |
| ZrO ₂ | Zirkoniumoxid |
| Y ₂ O ₃ | Yttriumoxid |

Verwendete Formel- und Nebenzeichen

| | |
|------------|--|
| I | elektrische Stromstärke |
| Q | Elektrische Ladung |
| U | Elektrische Spannung, elektrische Potentialdifferenz |
| φ | Phase |
| R | ohmscher Widerstand , Wirkwiderstand |
| E | Elektrische Feldstärke |
| C | Elektrische Kapazität |
| L | Induktivität |
| S | Scheinleistung |
| P | Wirkleistung |
| Q | Blindleistung |
| T | Absolute Temperatur |
| Q | Wärme, Wärmemenge |
| H | Enthalpie |
| c | spezifische Wärmekapazität |
| S | Entropie |
| λ | Wärmeleitfähigkeit |
| t | Zeit, Zeitspanne, Dauer |
| T | Periodendauer |
| η | Wirkungsgrad |
| ΔU | Spannungsänderung |
| ΔI | Stromwelligkeit |
| f | Frequenz |

Tabellenverzeichnis

| | |
|---|---------|
| Tab. 3-1: Eigenschaften von Wasserstoff..... | - 17 - |
| Tab. 4-1: Brennstoffzellentypen..... | - 37 - |
| Tab. 5-1: Zulässige Oberschwingungsströme nach EN 61000-3-2..... | - 54 - |
| Tab. 6-1: Elektrische Parameter des 120-kW-SOFC-Aggregats..... | - 108 - |
| Tab. 6-2: Elektrische Parameter des 120-kW-Hochsetzstellers..... | - 108 - |
| Tab. 6-3: Elektrische Parameter des 1-MW-Wechselrichters..... | - 109 - |
| Tab. 8-1: Elektrische Daten des Stelltrafos..... | - 146 - |
| Tab. 8-2: Elektrische Daten der AC-Eingangssicherungen..... | - 146 - |
| Tab. 8-3: Elektrische Daten der Gleichrichterdiode SKKD 81/16..... | - 147 - |
| Tab. 8-4: Elektrische Daten der DC-Ausgangssicherungen..... | - 147 - |
| Tab. 8-5: Elektrische Daten des Kondensators B43465-U6158-M1..... | - 147 - |
| Tab. 8-6: Elektrische Daten der Speicherdrossel 4EN4312-5CB..... | - 148 - |
| Tab. 8-7: Elektrische Daten des IGBT-Moduls FF900R12IP4 (IGBT)..... | - 148 - |
| Tab. 8-8: Elektrische Daten des IGBT-Moduls FF900R12IP4 (Diode)..... | - 148 - |
| Tab. 8-9: Elektrische Daten des Ausgangskondensators B25655A1458K001..... | - 149 - |

A Anhang***PID-Controller C-File***

```

1  /*
2  * Controller.c
3  *
4  * Real-Time Workshop code generation for Simulink model
"Controller.mdl".
5  *
6  * Model version           : 1.0
7  * Real-Time Workshop version : 7.6 (R2010b) 03-Aug-
2010
8  * C source code generated on : Thu Jun 30 15:22:48 2011
9  *
10 * Target selection: grt.tlc
11 * Note:
12 * Embedded hardware selection:
13 * Code generation objectives:
14 * Validation result:
15 */
16
17 #include "Controller.h"
18 #include "Controller_private.h"
19
20 /* Block signals (auto storage) */
21 BlockIO Controller Controller_B;
22
23 /* Block states (auto storage) */
24 D Work Controller Controller_DWork;
25
26 /* External inputs (root inport signals with auto
storage) */
27 ExternalInputs Controller Controller_U;
28
29 /* External outputs (root outports fed by signals with
auto storage) */
30 ExternalOutputs Controller Controller_Y;
31
32 /* Real-time model */
33 RT MODEL Controller Controller_M_;
34 RT MODEL Controller *Controller_M = &Controller M ;
35
36 /* Model output function */
37 static void Controller_output(int_T tid)
38 {
39     /* Gain: '<S1>/P' incorporates:

```

SOFC-Brennstoffzellen-Kraftwerke

```

40     * Inport: '<Root>/In'
41     */
42     Controller B.P = Controller P.P_Gain * Controller U.In;
43
44     /* UnitDelay: '<S1>/Unit Delay' */
45     Controller B.UnitDelay =
Controller DWork.UnitDelay_DSTATE;
46
47     /* Sum: '<S1>/Add1' incorporates:
48     * Inport: '<Root>/In'
49     */
50     Controller B.Add1 = Controller U.In -
Controller B.UnitDelay;
51
52     /* Gain: '<S1>/P2' */
53     Controller B.P2 = Controller P.P2_Gain *
Controller B.Add1;
54
55     /* Gain: '<S1>/D' */
56     Controller B.D = Controller P.D_Gain * Controller B.P2;
57
58     /* Sum: '<S1>/Add3' */
59     Controller Y.Out = Controller B.P + Controller B.D;
60
61     /* tid is required for a uniform function interface.
62     * Argument tid is not used in the function. */
63     UNUSED_PARAMETER(tid);
64 }
65
66 /* Model update function */
67 static void Controller_update(int_T tid)
68 {
69     /* Update for UnitDelay: '<S1>/Unit Delay'
incorporates:
70     * Update for Inport: '<Root>/In'
71     */
72     Controller DWork.UnitDelay_DSTATE = Controller U.In;
73
74     /* Update absolute time for base rate */
75     /* The "clockTick0" counts the number of times the code
of this task has
76     * been executed. The absolute time is the
multiplication of "clockTick0"
77     * and "Timing.stepSize0". Size of "clockTick0" ensures
timer will not
78     * overflow during the application lifespan selected.
79     * Timer of this task consists of two 32 bit unsigned
integers.

```

```

80      * The two integers represent the low bits
Timing.clockTick0 and the high bits
81      * Timing.clockTickH0. When the low bit overflows to 0,
the high bits increment.
82      */
83      if (!(++Controller_M->Timing.clockTick0)) {
84          ++Controller_M->Timing.clockTickH0;
85      }
86
87      Controller_M->Timing.t[0] = Controller_M-
>Timing.clockTick0 *
88          Controller_M->Timing.stepSize0 + Controller_M-
>Timing.clockTickH0 *
89          Controller_M->Timing.stepSize0 * 4294967296.0;
90
91      /* tid is required for a uniform function interface.
92       * Argument tid is not used in the function. */
93      UNUSED_PARAMETER(tid);
94  }
95
96  /* Model initialize function */
97  void Controller_initialize(boolean_T firstTime)
98  {
99      (void)firstTime;
100
101      /* Registration code */
102
103      /* initialize non-finites */
104      rt InitInfAndNaN(sizeof(real_T));
105
106      /* initialize real-time model */
107      (void)memset((void *)Controller_M, 0,
108                  sizeof(RT_MODEL Controller));
109
110      /* Initialize timing info */
111      {
112          int_T *mdlTsMap = Controller_M-
>Timing.sampleTimeTaskIDArray;
113          mdlTsMap[0] = 0;
114          Controller_M->Timing.sampleTimeTaskIDPtr =
(&mdlTsMap[0]);
115          Controller_M->Timing.sampleTimes = (&Controller_M-
>Timing.sampleTimesArray[0]);
116          Controller_M->Timing.offsetTimes = (&Controller_M-
>Timing.offsetTimesArray[0]);
117
118          /* task periods */
119          Controller_M->Timing.sampleTimes[0] = (0.001);

```

```

120
121     /* task offsets */
122     Controller_M->Timing.offsetTimes[0] = (0.0);
123 }
124
125     rtmSetTPtr(Controller_M, &Controller_M-
>Timing.tArray[0]);
126
127     {
128         int_T *mdlSampleHits = Controller_M-
>Timing.sampleHitArray;
129         mdlSampleHits[0] = 1;
130         Controller_M->Timing.sampleHits =
(&mdlSampleHits[0]);
131     }
132
133     rtmSetTFinal(Controller_M, -1);
134     Controller_M->Timing.stepSize0 = 0.001;
135
136     /* Setup for data logging */
137     {
138         static RTWLogInfo rt_DataLoggingInfo;
139         Controller_M->rtwLogInfo = &rt_DataLoggingInfo;
140     }
141
142     /* Setup for data logging */
143     {
144         rtwliSetLogXSignalInfo(Controller_M->rtwLogInfo,
(NULL));
145         rtwliSetLogXSignalPtrs(Controller_M->rtwLogInfo,
(NULL));
146         rtwliSetLogT(Controller_M->rtwLogInfo, "tout");
147         rtwliSetLogX(Controller_M->rtwLogInfo, "");
148         rtwliSetLogXFinal(Controller_M->rtwLogInfo, "");
149         rtwliSetSigLog(Controller_M->rtwLogInfo, "");
150         rtwliSetLogVarNameModifier(Controller_M->rtwLogInfo,
"rt_");
151         rtwliSetLogFormat(Controller_M->rtwLogInfo, 0);
152         rtwliSetLogMaxRows(Controller_M->rtwLogInfo, 1000);
153         rtwliSetLogDecimation(Controller_M->rtwLogInfo, 1);
154
155         /*
156         * Set pointers to the data and signal info for each
output
157         */
158         {
159             static void * rt_LoggedOutputSignalPtrs[] = {
160                 &Controller_Y.Out

```

SOFC-Brennstoffzellen-Kraftwerke

```

161     };
162
163     rtwliSetLogYSignalPtrs(Controller_M->rtwLogInfo,
((LogSignalPtrsType)
164     rt_LoggedOutputSignalPtrs));
165 }
166
167 {
168     static int_T rt_LoggedOutputWidths[] = {
169         1
170     };
171
172     static int_T rt_LoggedOutputNumDimensions[] = {
173         1
174     };
175
176     static int_T rt_LoggedOutputDimensions[] = {
177         1
178     };
179
180     static boolean_T rt_LoggedOutputIsVarDims[] = {
181         0
182     };
183
184     static int_T* rt_LoggedCurrentSignalDimensions[] =
{
185         (NULL)
186     };
187
188     static BuiltInDTypeId rt_LoggedOutputDataTypes[]
= {
189         SS_DOUBLE
190     };
191
192     static int_T rt_LoggedOutputComplexSignals[] = {
193         0
194     };
195
196     static const char_T *rt_LoggedOutputLabels[] = {
197         "" };
198
199     static const char_T *rt_LoggedOutputBlockNames[] =
{
200         "Controller/Out" };
201
202     static RTWLogDataTypeConvert
rt_RTWLogDataTypeConvert[] = {
203         { 0, SS_DOUBLE, SS_DOUBLE, 0, 0, 0, 1.0, 0, 0.0 }

```

SOFC-Brennstoffzellen-Kraftwerke

```

204     };
205
206     static RTWLogSignalInfo rt_LoggedOutputSignalInfo[]
= {
207         {
208             1,
209             rt_LoggedOutputWidths,
210             rt_LoggedOutputNumDimensions,
211             rt_LoggedOutputDimensions,
212             rt_LoggedOutputIsVarDims,
213             rt_LoggedCurrentSignalDimensions,
214             rt_LoggedOutputDataTypeIds,
215             rt_LoggedOutputComplexSignals,
216             (NULL),
217
218             { rt_LoggedOutputLabels },
219             (NULL),
220             (NULL),
221             (NULL),
222
223             { rt_LoggedOutputBlockNames },
224
225             { (NULL) },
226             (NULL),
227             rt_RTWLogDataTypeConvert
228         }
229     };
230
231     rtwliSetLogYSignalInfo(Controller_M->rtwLogInfo,
rt_LoggedOutputSignalInfo);
232
233     /* set currSigDims field */
234     rt_LoggedCurrentSignalDimensions[0] =
&rt_LoggedOutputWidths[0];
235     }
236
237     rtwliSetLogY(Controller_M->rtwLogInfo, "yout");
238     }
239
240     Controller_M->solverInfoPtr = (&Controller_M-
>solverInfo);
241     Controller_M->Timing.stepSize = (0.001);
242     rtwsiSetFixedStepSize(&Controller_M->solverInfo, 0.001);
243     rtwsiSetSolverMode(&Controller_M->solverInfo,
SOLVER_MODE_SINGLETASKING);
244
245     /* block I/O */

```


SOFC-Brennstoffzellen-Kraftwerke

```

246     Controller_M->ModelData.blockIO = ((void *)
&Controller B);
247     (void) memset(((void *) &Controller B), 0,
248                   sizeof(BlockIO Controller));
249
250     /* parameters */
251     Controller_M->ModelData.defaultParam = ((real_T
*) &Controller P);
252
253     /* states (dwork) */
254     Controller_M->Work.dwork = ((void *)
&Controller DWork);
255     (void) memset((void *) &Controller DWork, 0,
256                   sizeof(D Work Controller));
257
258     /* external inputs */
259     Controller_M->ModelData.inputs =
((void*) &Controller U);
260     Controller U.In = 0.0;
261
262     /* external outputs */
263     Controller_M->ModelData.outputs = (&Controller Y);
264     Controller Y.Out = 0.0;
265 }
266
267 /* Model terminate function */
268 void Controller_terminate(void)
269 {
270 }
271
272
273     * Start of GRT compatible call interface
274
275 void MdlOutputs(int_T tid)
276 {
277     Controller output(tid);
278 }
279
280 void MdlUpdate(int_T tid)
281 {
282     Controller update(tid);
283 }
284

```

SOFC-Brennstoffzellen-Kraftwerke

```

285 void MdlInitializeSizes(void)
286 {
287     Controller_M->Sizes.numContStates = (0); /* Number of
continuous states */
288     Controller_M->Sizes.numY = (1); /* Number of model
outputs */
289     Controller_M->Sizes.numU = (1); /* Number of model
inputs */
290     Controller_M->Sizes.sysDirFeedThru = (1); /* The model
is direct feedthrough */
291     Controller_M->Sizes.numSampTimes = (1); /* Number of
sample times */
292     Controller_M->Sizes.numBlocks = (7); /* Number of
blocks */
293     Controller_M->Sizes.numBlockIO = (6); /* Number of block
outputs */
294     Controller_M->Sizes.numBlockPrms = (4); /* Sum of
parameter "widths" */
295 }
296
297 void MdlInitializeSampleTimes(void)
298 {
299 }
300
301 void MdlInitialize(void)
302 {
303     /* InitializeConditions for UnitDelay: '<S1>/Unit
Delay' */
304     Controller DWork.UnitDelay_DSTATE =
Controller P.UnitDelay_X0;
305 }
306
307 void MdlStart(void)
308 {
309     MdlInitialize();
310 }
311
312 void MdlTerminate(void)
313 {
314     Controller terminate();
315 }
316
317 RT MODEL Controller *Controller(void)
318 {
319     Controller initialize(1);
320     return Controller_M;
321 }
322

```

```
323  
/*=====*/  
=====*  
324      * End of GRT compatible call interface
```

Literaturverzeichnis

- [1] Albritton, D.L. & all. - Climate Change 2001: Synthesis Report - Intergovernmental Panel on Climate Change; 2001
- [2] Althoetmar, K.: Planet Wissen: Klimaforschung: Stand 01.06.2006
- [3] Audring, D. & all: Netzbeeinflussung von BZ-Heizkraftwerken zur Energieversorgung von Wohngebäuden; ETG Fachausschuss
- [4] Audring, Dirk: Elektrische Netzeinbindung dezentraler Bennisstoffzellenanlagen, Dissertation Technische Universität Darmstadt, 2003
- [5] Bakon, T. P.: Einsatz von Stromrichtern in der Energieversorgung zur Netzunterstützung und Fehlerstromlöschung, Diss., 2008
- [6] Bard E.; Raisbeck G.; Yiou F.; Jouzel J.: Solar irradiance during the last 1200 years based on cosmogenic nuclides, 2000
- [7] BDEW: Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz, 2009
- [8] BDEW: Technische Richtlinien Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz, 2009
- [9] Bendel, C.; Nestle, D.: Decentralized electrical power generators in the low voltage grid - Development of a technical and economical integration strategy; International Journal of Distributed Energy Resources, Volume 1, Number 1, 2005
- [10] Bertling, Frank: Optimierter Brennstoffzellen-Wechselrichter für den Netz- und Inselbetrieb; Dissertation Technische Universität Dortmund, 2007
- [11] Beuth, Olaf; Beuth, Klaus: Leistungselektronik, 2004
- [12] Bicker et al.: Neue Empfänger und zusätzliche Funktionen der Funk-Rundsteuerung; 2004
- [13] Böttinger, Michael; Biercamp, Joachim; Münzenberg Dr, Annette: Herausforderung Klimawandel (Bundesministerium für Bildung und Forschung): BMBF 2003
- [14] Claussen, Martin: Klimaänderungen: Mögliche Ursachen in Vergangenheit und Zukunft, 2003
- [15] Claussen, Martin: Physik des Klimasystems, 2004
- [16] Cubasch, U.; Kasang, D.: Anthropogener Klimawandel, 2000
- [17] Datenblatt 2SD315A CT-Concept
- [18] Datenblatt 4EN4312-5CB SIEMENS
- [19] Datenblatt B43465-U6158-M1 SIEMENS
- [20] Datenblatt ES100-9594 ABB
- [21] Datenblatt IGBT-Modul FF600R12IP4 EUPEC

- [22] Datenblatt IGBT-Modul FF900R12IP4: EUPEC
- [23] Datenblatt IGBT-Modul FS200R12PT4 EUPEC
- [24] Datenblatt IGBT-Modul FT150R12KE3 EUPEC
- [25] Datenblatt MKK B25655A1458K001 EPCOS
- [26] Datenblatt SINVERT 1000 MS TL SIEMENS
- [27] Datenblatt SKKD 81/16 SEMIKRON
- [28] DIN Norm: EN 50160: Merkmale der Spannung in öffentlichen Elektrizitätsversorgungsnetzen
- [29] dSpace GmbH: Automation Guide, Release 5.3: Paderborn 2007
- [30] dSpace GmbH: Experiment Guide, Release 5.3: Paderborn 2007
- [31] dSpace GmbH: Implementation Guide, Release 5.3: Paderborn 2007
- [32] dSpace GmbH: Installation and Configuration, Release 5.3: Paderborn 2007
- [33] Enercity: Abschlussbericht zum ZIP-Fördervorhaben 0327129, SOFC-Brennstoffzellenprojekt eCell, Hannover 2007
- [34] Felderhoff, Rainer; Busch Udo: Leistungselektronik, 2006
- [35] Fogang Tchoula, Etienne: Hoch-/Tiefsetzsteller, insbesondere zur Einspeisung mit Brennstoffzellen in ein elektrisches Netz, sowie geeignete Verwendungen; Patent-Offenlegungsschrift D 10 2007 058 681 A1, 2007
- [36] Fogang Tchoula, Etienne: Kompakter Dreiphasen-Wechselrichter mit vorgeschaltetem, integriertem Hochsetzsteller; Patent-Offenlegungsschrift D 10 2008 059 330 A1, 2008
- [37] Fogang Tchoula, Etienne: Verwendung eines 3-Phasen-Moduls als Baueinheit zur Realisierung eines hochverfügbaren Hoch- und Tiefsetzstellers; Patent-Offenlegungsschrift D 10 2009 008 072 A1, 2009
- [38] Fuel Cell Handbook: U.S. Department of Energy, Office of Fossil Energy, National Energy Technology Laboratory, 2000
- [39] Geitmann, Sven: Wasserstoff & Brennstoffzellen: Die Technik von Morgen
- [40] Gersonde R. & all: Geological record an reconstruction of the late Pliocene impact of the Eltanin asteroid in the Southern Ocean, 1997
- [41] Green Peace: Auswirkungen des Klimawandels weltweit: Green Peace 2007
- [42] Hann, Julius v.: Handbuch der Klimatologie, 1883
- [43] Hantel, M.; Kraus, H.; Schönwies, C-D.: Climate definition, 1987
- [44] Heimann, M.: Regenerative Energien: Technik – Daten – Zahlen – Fakten, 1998

- [45] Heinloth, K.: Die Energiefrage: Bedarf und Potentiale, Nutzung, Risiken und Kosten: Braunschweig 1997
- [46] Heinzl, A. & all: Brennstoffzellen: Entwicklung, Technologie, Anwendung, 2006
- [47] Herold, G.: Elektrische Energieversorgung I – J.: Schlembach Fachverlag 2005
- [48] Herold, G.: Elektrische Energieversorgung II – J.: Schlembach Fachverlag 2001
- [49] Herold, G.: Elektrische Energieversorgung IV – J.: Schlembach Fachverlag 2003
- [50] Herold, G.: Elektrische Energieversorgung V – J.: Schlembach Fachverlag 2009
- [51] Herold, G.: Hochleistungsstromrichter, Vorlesungsskript, Universität Erlangen-Nürnberg 2010
- [52] Herold, G.: Wo kommt zukünftig unser Strom her und wie sollten wir mit ihm umgehen? Vortrag 2008
- [53] Hillemeier, Bernd: Die Zukunft der Energieversorgung in Deutschland: Herausforderungen – Perspektiven - Lösungswege, 2006
- [54] Hipp, Walter: Netzanbindung von Fotovoltaik- und Brennstoffzellenanlagen, Diplomarbeit, Technische Universität Graz, 2003
- [55] Hofer Klaus - Moderne Leistungselektronik und Antriebe; VDE-Verlag 1995
- [56] Hoffman, Volker U.: Wasserstoff - Energie mit Zukunft, 1994
- [57] IPCC, Third Assessment Report, 2001
- [58] Jäger Rainer, Stein Edgar - Leistungselektronik: Grundlagen und Anwendungen; VDE Verlag 2000
- [59] Jenni, Felix; Wüest, Dieter: Steuerverfahren für selbstgeführte Stromrichter; vdf Hochschulverlag AG an der ETH Zürich und B.G. Teubner Stuttgart, 1995
- [60] Joussaume, Sylvie & all : Les recherches françaises sur le changement climatique, 2006
- [61] Jungbluth, Christian H.: Kraft-Wärme-Kopplung mit Brennstoffzellen in Wohngebäuden im zukünftigen Energiesystem Forschungszentrum Jülich, 2009
- [62] Kaestle, Gunnar: Energieeinspeisung mit BZ als virtuelles Kraftwerk im Niederspannungsnetz, DA 2005 Universität Karlsruhe (TH)
- [63] Köppen, W.; Wegener, A.: Die Klimate der geologischen Vorzeit, 1924
- [64] Kraus, H.: Die Atmosphäre der Erde, Eine Einführung in die Meteorologie, 2000
- [65] Kristjansson, JE; Staple, A.; Kristiansen, J.; Kaas, E.: A new look at possible connections between solar activity, clouds and climate, 2000

- [66] Kurzweil, Peter: Brennstoffzellentechnik: Grundlagen, Komponenten, Systeme, Anwendungen, 2003
- [67] Lean, J.; Beer J.; Bradley, R.: Reconstruction of solar irradiance since 1610: implications for climate change, 1995
- [68] Lorenz, E.N.: Climatic predictability : The physical basis of climate and climate modeling, 1997
- [69] MATWORKS: PID Reglerentwurf mit SIMULINK, 2009
- [70] Meehl, Gerald A & all: Combinations of Natural and Anthropogenic Forcings in Twentieth-Century Climate, 2006
- [71] Mohan, N; Undeland, T; Robbin, W. P.: Power Electronics - Converters, Applications and Design: Wiley 2003
- [72] NASA Research News 2006: Was Earth's Fifth Warmest Year, 2007
- [73] NASA: NASA Research News, 2007
- [74] Oertel, D.; Fleischer, T.: Brennstoffzellen-Technologie: Hoffnungsträger für den Klimaschutz, 2001
- [75] Piepenbreier, Bernhard: Antriebs- und Leistungselektronik; Vorlesung Mechatronische Systeme; Universität Erlangen-Nürnberg - EAM
- [76] Piepenbreier, Bernhard: Elektrische Antriebstechnik I; Universität Erlangen-Nürnberg - EAM
- [77] Piepenbreier, Bernhard: Leistungselektronik; Universität Erlangen-Nürnberg - EAM
- [78] Probst, Uwe: Leistungselektronik für Bachelors: Grundlagen und praktische Anwendungen, 2008
- [79] Protokoll von Kyoto zum Rahmenübereinkommen der Vereinten Nationen über Klimaänderungen, 1997
- [80] Rahmstorf, Stefan: Klima & Wandel: Dem Sturm begegnen – Klimawandel ist kein Schicksal. Wir können ihn erklären – und begrenzen, 2005
- [81] Rutherford Online: Lexikon der Elemente 2006; Elementbeschreibungen: Wasserstoff: Berlin 2006
- [82] Ryssel, Tom; Schulz, Jürgen; Worm Dr., Roger: Energie effizient nutzen: Tipps zum Klima schützen und Geld sparen, 2006
- [83] Sartorius, Rolf: Globaler Klimawandel: Klimaschutz 2004: UBA 2004
- [84] Schlienz, Ulrich: Schaltnetzteile und ihre Peripherie

- [85] Schmidt, Sebastian Roland: Netzanbindung dezentraler Brennstoffzellen-Stromerzeugungsanlagen in das Verteilnetz: DA 2010
- [86] Schönwiese, C.-D.: Klima im Wandel - Tatsachen, Irrtümer, Risiken, 1992
- [87] Schröder, Dierk: Leistungselektronische Bauelemente: Springer Verlag 2006
- [88] Schumann, U.: Aviation, Atmosphere and Climate – What has been learned, 2003
- [89] Solanki, S.K. & all: Unusual activity of the Sun during recent decades compared to the previous 11,000 years, 2004
- [90] Stanka, Marius: Einsatz von Brennstoffzellen als dezentrale Energiewandler in der elektrischen Energieversorgung, SA 2010
- [91] Svensson, Jan: Grid-Connected Voltage Source Converter - Control Principles and Wind Energy Applications; Dissertation 1998
- [92] Troge, Andreas: Vorsorge statt teure Reparaturen, 2005
- [93] Trynadlowski, Andrzej M.: Introduction to modern power electronics: 1998
- [94] Umweltbundesamt: Die Zukunft in unseren Händen 21 Thesen zur Klimaschutzpolitik des 21. Jahrhunderts, 2005
- [95] Umweltbundesamt: Technische Abschneidung und Speicherung von CO₂ – nur eine Übergangslösung Mögliche Auswirkungen, Potenziale und Anforderungen, 2006
- [96] Umweltbundesamt: Von Hockeyschlägern, Baumringen und mittelalterlichen Temperaturen Bewertung neuer Ergebnisse zum historischen Klimawandel, 2006
- [97] Verband der Netzbetreiber – VDN e.V. im VDEW: Versorgungsqualität im liberalisierten Markt; www.vdn-berlin.de/versorgungsqualitaet, 2010
- [98] Volke, Andreas; Hornkamp Michael: IGBT Modules: Technologies, Driver and Application Infineon 2010
- [99] Weber, Rudolf: Der sauberste Brennstoff: Der Weg zur Wasserstoff-Wirtschaft, 1988
- [100] Winter, C.J.; Nitsch, J.: Wasserstoff als Energieträger: Technik, Systeme, Wirtschaft, 1986
- [101] Zahoransky, Richard: Energietechnik: Systeme zur Energieumwandlung. Kompaktwissen für Studium und Beruf, 2004
- [102] Zellner, R.: Klimaänderung und Klimaschutz, 2005