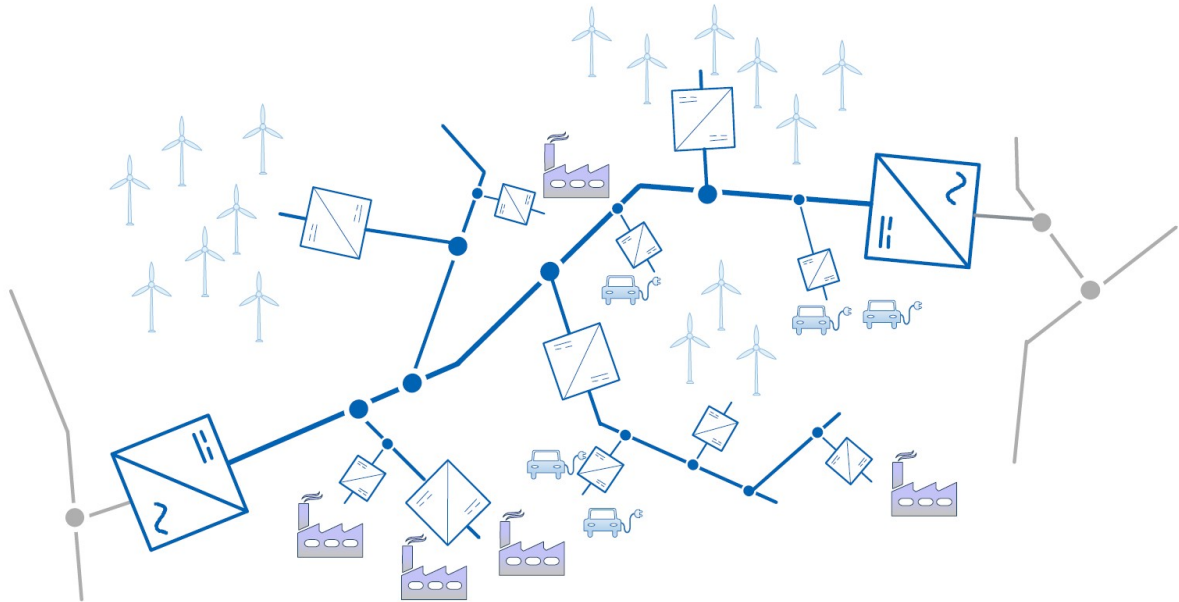


1. DC – Verteilnetztagung



Innovationen

Herausforderungen

Zukunftsaussichten

Beiträge der Fachtagung

vom 11. bis 12. April 2024 in Görlitz

Veranstalter:


VDE Bezirksverein Dresden e.V.

Bibliografische Information der Deutschen Nationalbibliothek

Die Deutsche Nationalbibliothek verzeichnet diese Publikation in der Deutschen Nationalbibliografie; detaillierte bibliografische Daten sind im Internet über <http://dnb.dnb.de> abrufbar.

ISBN 978-3-00-080459-5

2024 VDE Bezirksverein Dresden e. V., Mommsenstraße 12, 01069 Dresden

Die Beiträge dieses Werkes sind unter CC BY-NC-SA 4.0  lizenziert. Eine Kopie dieser Lizenz finden Sie unter <https://creativecommons.org/licenses/by-nc-sa/4.0/>

Die Wiedergabe von Gebrauchsnamen, Handelsnamen, Warenbeschreibungen etc. Berechtigt auch ohne besondere Kennzeichnung nicht zu der Annahme, dass solche Namen im Sinne des Markenschutz-Gesetzgebung als frei zu betrachten wären und von jedermann benutzt werden dürfen. Aus der Veröffentlichung kann nicht geschlossen werden, dass die beschriebenen Lösungen frei von gewerblichen Schutzrechten (z.B. Patente, Gebrauchsmuster) sind. Eine Haftung des Herausgebers für die Richtigkeit und Brauchbarkeit der veröffentlichten Programme, Schaltungen und sonstige Anordnungen oder Anleitungen sowie für die Richtigkeit des technischen Inhalts des Werkes ist ausgeschlossen. In diesem Sammelband werden verschiedene Beiträge der angegebenen Autoren zusammenfassend dargestellt. Die gesetzlichen und behördlichen Vorschriften sowie die technischen Regeln (z.B. das VDE-Vorschriftenwerk) in ihren jeweils geltenden Fassungen sind unbedingt zu beachten.

Herausgeber: VDE Bezirksverein Dresden e. V.
Mommsenstraße 12
01069 Dresden
Geschäftsführer Dr.-Ing. Dietmar Siegmund, VDE

Wissenschaftliche Leitung: Prof. Dr.techn. Stefan Kornhuber, Hochschule Zittau / Görlitz
Prof. Dr.-Ing. Peter Schegner, TU Dresden
PD Dr. habil. Schlegel, TU Dresden
Prof. Dr.-Ing. Uwe Schmidt, Hochschule Zittau / Görlitz

Redaktionelle Bearbeitung: Hochschule Zittau/Görlitz
Fakultät Elektrotechnik und Informatik
Fachgebiet Hochspannungstechnik /
Werkstoffe der Elektrotechnik / theoretische Elektrotechnik
Hochwaldstr. 2a
02763 Zittau
Germany
Email: s.kornhuber@hszg.de
Web: <https://www.hochspannung-zittau.de/>

INHALTSVERZEICHNIS

Sitzung 1: System

- 1 **A New Approach for Organizing a Distribution System Fully Based on DC**.....3
F. R. Gadotti, C. Beckmann, S. Schlegel, P. Schmitz, L. Lanza, B. Hoenle, A. Skripchenko, A. M. Zang, D. Arlt, D. Westermann, A. Gensior, K. Worthmann, J. Wolling, P. Bretschneider
- 2 **Erhöhung der Übertragungskapazität des Verteilungsnetzes durch Umstellung bestehender Drehstromleitungen auf Gleichstrom: Netzkonzept**.....9
M. Hemken, R. Adam, C. Hildmann, S. Kraher, K. Krätzschar, P. Schegner, S. Rupp

Sitzung 2: Schutz & Stabilität

- 3 **Erhöhung der Übertragungskapazität des Verteilungsnetzes durch Umstellung bestehender Drehstromleitungen auf Gleichstrom: Schutzkonzept**.....17
F. Jani, M. Hemken, P. Schegner
- 4 **Schutzkonzepte für DC-Netze in der Niederspannung**.....23
S. Rupp, S. Brüske
- 5 **AC versus DC networks – Control and Stability**.....31
J. Schipper, R. Mudkhedkar
- 6 **Modeling and Stability Analysis of Low Voltage DC Grids**.....37
R. Annuth, C. Eckel, C. Becker

Sitzung 3: Komponenten

- 7 **Moderne Schaltprinzipien für DC- Niederspannungsverteilstetze**.....47
A. Bernhardt, M. Schima, F. Berger
- 8 **Verhalten elektrischer Eigenschaften von Polymeren in Niederspannungsgleichstromanwendungen**..... 53
M. Danz, F. Berger
- 9 **Erhöhung der Übertragungskapazität des Verteilungsnetzes durch Umstellung bestehender Drehstromleitungen auf Gleichstrom: Beanspruchung der Komponenten.** .59
R. Adam, C. Hildmann, M. Hemken, S. Kramer, K. Krätzschar, S. Schlegel, S. Rupp

Sitzung 4: Transformation

- 10 Konzept zur Einbindung eines H2-Kraftwerks anhand eines hybriden AC/DC-Netzes in eine bestehende Fabrikinfrastruktur..... 67**
M. Beier-Möbius, H.-M. Strehle, M. Richter
- 11 Netzanschlusskonzepte für Power Charging - Vergleich AC mit DC-Versorgung.....71**
G. Lichtenberger, S. Tschätsch
- 12 Erhöhung der Übertragungskapazität von AC- Freileitungen durch Überlagerung einer DC-Spannung..... 75**
M. Lorenz, S. Schmidt

Sitzung 5: Standardisierung

- 13 Innovative neue Konzepte bei Halbleiterschaltgeräten und Aktuelles aus der DC-Standardisierung..... 83**
J. Gehring, N. Böttcher, B. Wunder
- 14 Stand der Standardisierung im Bereich der AC & DC Isolationskoordination**
S. Schmidt
- 15 Economic potential of DC distribution grids at medium-voltage level.....89**
B. Jacobsen
- 16 GlasGrid – An Approach to Address the Ongoing Electrification of Energy Intensive Industries in South Thuringia with MVDC- Technology.....95**
J. Kayser, S. Schlegel, D. Westermann

SITZUNG 1

SYSTEM

- 1 A New Approach for Organizing a Distribution System Fully Based on DC.....3**
F. R. Gadotti, C. Beckmann, S. Schlegel, P. Schmitz, L. Lanza, B. Hoenle, A. Skripchenko, A. M. Zang, D. Arlt, D. Westermann, A. Gensior, K. Worthmann, J. Wolling, P. Bretschneider

- 2 Erhöhung der Übertragungskapazität des Verteilungsnetzes durch Umstellung bestehender Drehstromleitungen auf Gleichstrom: Netzkonzept.....9**
M. Hemken, R. Adam, C. Hildmann, S. Kraemer, K. Krätzschar, P. Schegner, S. Rupp

A NEW APPROACH FOR ORGANIZING A DISTRIBUTION SYSTEM FULLY BASED ON DC

Filipe R. Gadotti, Carolina Beckmann, Steffen Schlegel, Philipp Schmitz, Lukas Lanza, Benedikt Hoenle, Anna Skripchenko, Anne Marie Zang, Dorothee Arlt, Dirk Westermann, Albrecht Gensior, Karl Worthmann, Jens Wolling, Peter Bretschneider*

Ilmenau, University of Technology, Germany

This paper presents a case study to evaluate the applicability of DC technology to a distribution network due to stakeholder requirements. The case study was carried out to minimize the impact on existing installations and optimize the use of resources to maintain the same reliability as the conventional AC system. The simulations carried out using the static power flow simulation show promising results that suggest the feasibility of using this new system. Improved power flow control allows converter resources to be optimized compared to the current system. Likewise, the modularity of the converters allows for greater flexibility and expandability to adapt to new loads and the growth of distributed generation.

1. Introduction

The decarbonization of transport and household heating, as well as the accelerated growth of distributed energy resources (DER) especially photovoltaics (PV), is a challenge for distribution systems. To fulfil requirements for reliability and power quality, distribution system operators are compelled to reinforce and expand the grids rapidly. Direct current (DC) distribution networks have proved to be a relevant option for fulfilling their role in the energy transition [1]. When compared with alternating current (AC) distribution grids, DC distribution grid technology has some advantages such as strong power supply capacity, small transmission losses, large power supply range, flexible power control, and relatively good power quality control performance [2]. Therefore, the use of DC in distribution grids enables significantly higher utilization of the grid infrastructure and thus reduces the resources required for grid expansion and operation. Accordingly, the introduction of these new technologies can support Germany's efforts to achieve a low-carbon economy and sustainable development [3]. Several pilot projects and research works are being conducted globally to explore DC technology for distribution systems [4–6]. However, a major challenge that limits the practical implementation of this type of technology (DC) in distribution networks is the high number of resources required. In contrast to the high-voltage direct current (HVDC) system, there are more branches and feeders in the MVDC distribution network, and the cost of construction could be excessively high [7]. Therefore, as part of the ongoing discussion, a

case study is considered for the supply of energy with DC technology in a typical urban area, taking into account the available technologies in terms of converters, an approach to the optimization of the operation, and also the social conditions of this transformation. The paper is structured in five chapters, Chapter 1 being the introduction, Chapter 2 being the state of the art where important findings to date on distribution network converters technology, planning of DC grids and operation optimization, and requirements from key stakeholders are derived. Chapter 3 presents the study case the results and conclusions are discussed in Chapter 4.

2. Technical and Social Perspective

This chapter presents the state of the art on the topics that motivated this study. These are converter technology, the planning and operation of DC systems, and the process of social transformation and communication with key stakeholders in the sector.

2.1 Converter Technology

The family of converters required for this application consists of AC–DC converters to be used as converter stations to transform high voltage AC to medium voltage DC, followed by other DC–DC converters to be used as distribution converters to change from medium voltage to low voltage. However, to fully exploit the potential of this development, the selection of an appropriate power electronic converter topology is crucial. Therefore, this section presents the available topologies for each converter family and compares them, considering their advantages and disadvantages

based on voltage range, isolation, bidirectionality, bipolarity, reliability based on the fault-blocking capability, costs, and modularity. Since this paper does not focus on the AC-DC conversion this aspect is not included.

DC-DC converters can be categorized into two main groups: isolated and non-isolated. Isolated converters offer the advantage of providing larger step-up or step-down ratios and the ability to accommodate multiple DC outputs without significant cost implications [8]. The main suggested converter is the Dual Active Bridge (DAB), which can be realized in different configurations like single-phase and triple-phase as well as in resonant and non-resonant operation. In particular, for large step-up or step-down ratios required to connect to a medium voltage grid, the DAB is possible to be cascaded [9]. Other topologies that can handle medium voltage utilize the series connection of cells as in a Modular Multilevel Converter (MMC). One example is the so-called MMC-DAB [10]. In contrast to the cascaded DABs, MMC-DABs use just one transformer. The galvanic isolation provided by the DAB and the MMC-DAB topology ensures fault-blocking capability.

Non-isolated converters eliminate the need for transformers and their use is recommended if the primary and secondary voltages differ only by a few percent and galvanic isolation of primary and secondary sides is not required [11]. In this category are the DC-MMCs [12], which stand out for their modularity, reliability, and scalability. With full bridge sub-modules DC-MMCs can prevent fault propagation, in contrast with the use of half-bridge submodules. According to [13], DC-MMCs have high AC circulating current in cases with high voltage transformation ratios, which leads to high conduction losses and low efficiency. Despite higher efficiency is achievable by some suitable regulation for the circulating current, DC-MMCs are still limited to operating in a low or medium transformation ratio.

In terms of costs, no literature compares all of them under the same scenario. However, in [11] there is a detailed comparison between a cascade DAB and a non-isolated DC-MMC.

Table 1 summarizes the main characteristics of the main topologies mentioned.

Table 1: DC-DC converters and their characteristics.

	Cascade DAB	MMC DAB	Non-isolated DC-MMC
Voltage range	One cell is limited in the MV range, but depending on the module's number in the cascade, it can be suitable for HV.	The isolation requirement of the only transformer limits the use in the medium voltage range.	Suitable for HV and MV with low transformation ratios, due to the possibility of high circulating currents.
Power rate	Medium-High power [14, 15].	Medium-High power [16].	Medium-High power [17, 18].
Isolation	Yes	Yes	No
Bidirectionality	Yes	Yes	Yes
Bipolar option	Yes	Yes	Yes
Failure capability	Fault-blocking capability [19].	Fault-blocking capability, is even better than cascade DABs [19].	Prevention of DC fault propagation by using FB-SM [17, 20].
Modularity	Yes	Yes	Yes

2.2 DC Planning and Operation

The planning and operation of power distribution grids require careful consideration of various factors, including load demand, generation capacity, transmission constraints, and grid reliability. Redesigning distribution grids to operate in DC mode introduces opportunities for enhancing grid efficiency and performance.

Upon transition to DC operation, it becomes feasible to optimize grid operation by considering individual electrical devices such as converters and distribution stations as control inputs. Essential features of DC distribution grids include decentralized voltage control for individual converters and bidirectional power

flow through the grid. Furthermore, the fault current in a DC grid is not limited by reactive line impedances as in AC grids and the converter's power electronics are not able to withstand high overcurrents. Therefore, the interruption time must be in the scope of milliseconds for safe grid operation [21]. Formulating optimality criteria, such as reducing switching costs and line losses, provides a framework for devising optimal control strategies aimed at minimizing overall operating expenses.

Given the time-dependent nature of power demand, model predictive control (MPC) schemes offer a rational approach to grid operation. By leveraging predictive models that anticipate future system behaviour, optimal

control strategies can be devised, see e.g. [22]. In particular, these techniques allow to handle physical constraints, e.g. transmission line capacities or current limitations, effectively. Combining MPC with distributed optimization techniques enables efficient decision-making in real-time [23, 24].

Despite following general patterns, power demands and non-dispatchable sources like wind turbines or photovoltaic plants exhibit stochastic behaviour. Thus, the utilization of stochastic models for predictive purposes becomes essential to accurately quantify underlying uncertainties. Comprehensive studies on predictive control, including stochastic variables, particularly in the context of optimal power flow, see e.g. [25], provide valuable insights into grid operation strategies.

The aforementioned methodology can be suitably combined with techniques from machine learning and data-driven control. Instead of employing explicit models in the prediction task, the underlying system behaviour can be learned directly from data [26] or approximated for instance by deep neural networks.

2.3 Actors and communication in energy transformation processes

There has been little research on the role of potentially involved stakeholders in the transformation process to a DC-based distribution grid. However, existing findings show that especially grid operators are a very relevant stakeholder group, but have little experience with DC technology and tend to be skeptical about such a system change [27]. Accordingly, research on social and organizational conditions is necessary to optimize the utility of DC-grid for potential operators. Furthermore, laymen and experts hold profoundly differing views regarding DC technology [28]. Accordingly, a target group-specific communication approach is needed to achieve greater social acceptance.

2.4 Requirements of the Stakeholders

For a possible replacement of AC distribution grids or the integration of DC technology in existing distribution grids, support by all potentially involved stakeholders is required. Accordingly, their communicative involvement is an essential component of the project. This involvement takes place in three ways.

Firstly, the stakeholder groups are involved in the project in the form of a practice advisory board and in the form of qualitative interviews. It can be assumed that the concerns of the various

stakeholder groups are different. Therefore, in the first step, the challenges of grid operation/grid management, the diagnosis of current problems and resources as well as the perspectives for the use of direct current technology in the distribution grid from the perspective of the distribution grid operators will be examined. Initial interviews with grid operators show that the integration of direct current technologies into the distribution grid only plays a subordinate role in their current strategic considerations.

Secondly, the project aims at an early involvement of industry experts in focus group discussions addressing the technical specifics and socio-organizational consequences of the planned DC grid design. This method aims on the one hand to take into account the technical and organizational requirements of the DC grid design coming from practice and on the other hand to bring the potential of DC technology closer to the key actors in this field.

Thirdly, communicative involvement is obtained by communicating the subject of the project and the results achieved to the different public and stakeholder groups. In order to develop appropriate communication strategies, it is necessary to investigate how DC technologies and their applications are covered by the media. New technologies are initially discussed in specialist circles and only later come to the attention of the general public. Accordingly, it is highly relevant to investigate this discussion already at early stages, because the initial debates set the direction for the later discussions and public perception. An explorative media content analysis of DC technology investigates in which fields of application DC is discussed, and which values are primarily associated with this technology (e.g. technical efficiency or cost reduction). The first results show that the integration of DC technologies in the distribution grids is almost absent in the media coverage until now.

3. Study Case

3.1 DC Grid Configuration

The case study was carried out on a synthetic test grid based on a typical urban structure. It was assumed that the grid area is supplied exclusively with DC. There were only connections to the AC grid at 400 kV Substations, which are located outside the urban area. Figure 1 shows the general structure of the DC distribution grid.

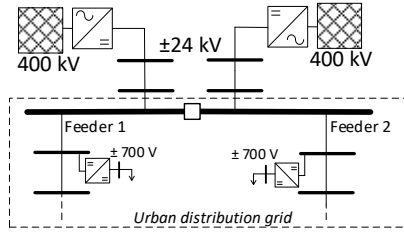


Figure 1 General DC Distribution Structure for presented Study Case.

There is no consensual definition in the literature of low, medium, and high voltage regarding DC. However, in [29] it is possible to clarify that above 100kV it is called high voltage. One of the guidelines defined was to take advantage of existing infrastructure and, at the same time, use a voltage level similar to existing projects [4]. Therefore, the medium voltage level chosen is $\pm 24\text{kV}$, which can be implemented in existing cables and can combine the properties of the 110kV and 20kV levels in urban areas. The last voltage level chosen to supply the loads is $\pm 700\text{V}$, following the Low Voltage Directive (Directive 2014/35/EU), which ensures that electrical equipment provides a high level of protection when its use is within 50V and 1,5kV in DC.

The DC grid is modelled as a symmetrical monopole at all voltage levels and its structure is similar to the current AC configuration, i.e. radial or open ring, in order to optimize implementation costs and also maintain a relatively good level of redundancy [30].

The case study compares 3 principles of single-redundant load supply in DC as shown in Fig. 2.

- Supply with redundant converter in the secondary substation. If the converter fails, the parallel converter takes over the power;
- If the converter in the secondary substation fails, there is a switchover to supply from the neighboring grid area at the same voltage level. Comparable common in AC networks. The converters operate according to voltage rules (U_{set});
- Supply via neighboring grid area and controlled power flow from another feeder. (U_{set} , P_{set}). In AC, this would require a complex adjustment of the protection setting.

All three principles are evaluated with regard to their adaptation to future load and feed-in situations in the respective grid areas. The necessary number of converter modules in the secondary substations is assumed as the evaluation parameter.

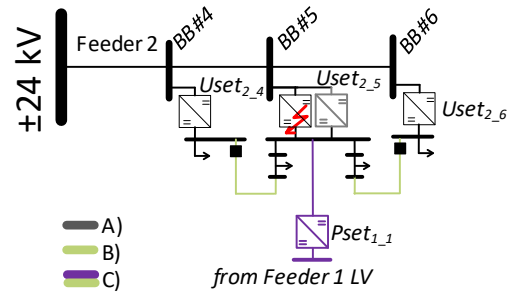


Figure 2 Operation principles.

It is assumed that the performance of the converters can be easily expanded using "plug-in" modules. The diameter and number of cables were not changed. For the purposes of this study, it is assumed that they do not represent the bottleneck. Operator intervention in generation or load is not assumed. The feed-in and load scenario is implemented as a worst-case analysis and modelled using appropriate simultaneity factors. Limits to the amount of feed-in and load under real-world constraints were considered.

3.2 Results

The case study was modeled and simulated using standard static power flow simulation. The load and generation were stepwise changed by a scale factor, multiplying the initial value. The results were plotted as shown in Fig. 3, which shows the number of modules required for the converters in each supply principle studied. It is also possible to see the relationship between the scale factors, and the absolute load/generation values. It is clear to see that principle C indicates a relatively high reduction in the total number of converter modules, especially when analyzing higher values of scale factors.

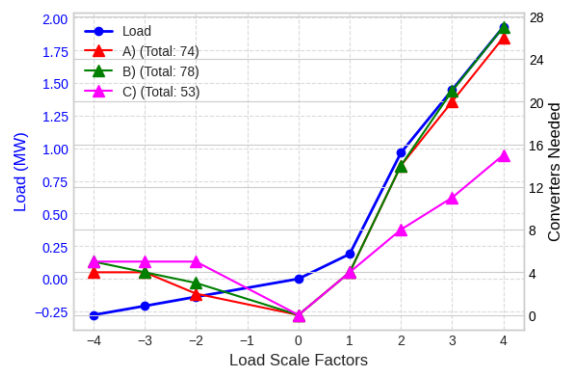


Figure 3 Number of converters required according to scale factors and load/generation values.

The total number of converters for each principle shown in Fig. 3 takes into account all the scale factor scenarios considered. It is important to clarify that although the total number

of converter modules required between principles A and B is very similar, the advantage of principle B lies in the fact that the total power installed per secondary substation is lower when compared to principle A. This comparison can be seen in Table 2.

Table 2: Total Power per Secondary Substation

	Principle A	Principle B	Principle C
Feeder 2 - SS#5	11.100 kW	5.550 kW	2.850 kW
Feeder 2 - SS#4	-	3.450 kW	1.950 kW
Feeder 2 - SS#6	-	2.700 kW	1.650 kW
Feeder 1 - SS#1	-	-	1.500 kW

Table 2 shows the advantage of a more meshed network compared to the traditional open ring (or radial) structure of AC distribution networks.

4. Conclusion

Regarding the energy transition, where there is an increasing search to optimize the resources used and considering the growth of distributed energy resources, rethinking the concept of current distribution networks is a necessary task.

A brief overview of DC-DC converters dedicated to MVDC applications has been presented. The current technology based on DAB and MMC families are the most suitable topologies with the features of bi-directionality and galvanic isolation in DABs and modularity in MMCs. In addition, the employment of converters makes it possible to optimize the operation of the distribution network. Furthermore, a necessary requirement for the use of DC technology in distribution networks by grid operators is the use of existing infrastructures, flexibility to changes, and cost optimization.

The case study was designed to meet these requirements to evaluate the efficiency of a DC distribution system compared to the current AC system. From the results obtained, it can be concluded that the DC distribution network can be adapted to existing AC installations, with changes only being made to the so-called secondary substations. The modularity of the converters also allows for greater flexibility in adapting to the growth of future loads or generation. Another relevant result obtained is the greater optimization of resources (e.g.

installed power per secondary substation) in the case study when compared to a conventional distribution network.

Although the results show that with DC a grid capacity can be well adapted to the load or feed-in growth according to demand, it remains open whether the behaviour of the low-voltage cables with DC meets the requirements. Furthermore, much has to be done to inform the responsible stakeholders about the chances of the new technology.

5. References

- [1] CIGRE WG C6.31, "Technical Brochure: Medium Voltage Direct Current (MVDC) Grid Feasibility Study," Reference 793, 2020.
- [2] C. Liang, J. Mengmeng, H. Qiang, Y. Xiaodong, and L. Fei, "Engineering Simulation Analysis and Demonstration Application of Multi-terminal DC Distribution System," in *2018 International Conference on Power System Technology (POWERCON)*, Guangzhou, China, 2018, pp. 2343–2349.
- [3] CIGRE WG C6/B4, "Technical Brochure: Medium Voltage DC Distribution Systems," Reference 875, 2022.
- [4] J. Yu, K. Smith, M. Urizarbarrena, N. MacLeod, R. Bryans, and A. Moon, "Initial designs for the ANGLE DC project; converting existing AC cable and overhead line into DC operation," in *13th IET International Conference on AC and DC Power Transmission (ACDC 2017)*, Manchester, UK, 2017, 2 (6 .)-2 (6 .).
- [5] J. Saat, R. Fürst, S. Stein, M. Müllender, and A. Ulbig, "Impact of Structural Design of DC Distribution Grids on Reliability of Supply," in *2023 IEEE Belgrade PowerTech*, Belgrade, Serbia, 2023, pp. 1–6.
- [6] J. Priebe, N. Wehbring, and A. Moser, "Design of Medium Voltage DC Grids– Impact of Power Flow Control on Grid Structure," in *2018 53rd International Universities Power Engineering Conference (UPEC)*, Glasgow, 2018, pp. 1–6.
- [7] W. Lv, T. Zheng, Y. Yang, R. Li, and S. Sun, "Novel fault isolation scheme under protection failure in MVDC distribution networks without DC circuit breakers," *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 148, p. 108901, 2023, doi: 10.1016/j.ijepes.2022.108901.
- [8] R. W. Erickson and D. Maksimović, *Fundamentals of Power Electronics*. Boston, MA: Springer US, 2001.
- [9] B. Zhao, Q. Song, J. Li, W. Liu, G. Liu, and Y. Zhao, "High-Frequency-Link DC Transformer Based on Switched Capacitor for Medium-Voltage DC Power Distribution Application," *IEEE Trans. Power Electron.*, p. 1, 2015, doi: 10.1109/TPEL.2015.2483543.
- [10] M. Ashraf, Y. Nazih, F. Alsokhry, K. H. Ahmed, A. S. Abdel-Khalik, and Y. Al-Turki, "A New Hybrid Dual Active Bridge Modular Multilevel

- Based DC–DC Converter for HVDC Networks," *IEEE Access*, vol. 9, pp. 62055–62073, 2021, doi: 10.1109/ACCESS.2021.3074543.
- [11] S. P. Engel, M. Stieneker, N. Soltau, S. Rabiee, H. Stagge, and R. W. de Doncker, "Comparison of the Modular Multilevel DC Converter and the Dual-Active Bridge Converter for Power Conversion in HVDC and MVDC Grids," *IEEE Trans. Power Electron.*, vol. 30, no. 1, pp. 124–137, 2015, doi: 10.1109/TPEL.2014.2310656.
- [12] Y. Shi and H. Li, "Isolated Modular Multilevel DC–DC Converter With DC Fault Current Control Capability Based on Current-Fed Dual Active Bridge for MVDC Application," *IEEE Trans. Power Electron.*, vol. 33, no. 3, pp. 2145–2161, 2018, doi: 10.1109/TPEL.2017.2695575.
- [13] I. Alhurayyis, A. Elkhateb, and J. Morrow, "Isolated and Nonisolated DC-to-DC Converters for Medium-Voltage DC Networks: A Review," *IEEE J. Emerg. Sel. Topics Power Electron.*, vol. 9, no. 6, pp. 7486–7500, 2021, doi: 10.1109/JESTPE.2020.3028057.
- [14] W. Chen, X. Ruan, H. Yan, and C. K. Tse, "DC/DC Conversion Systems Consisting of Multiple Converter Modules: Stability, Control, and Experimental Verifications," *IEEE Trans. Power Electron.*, vol. 24, no. 6, pp. 1463–1474, 2009, doi: 10.1109/TPEL.2009.2012406.
- [15] P. Zumel *et al.*, "Modular Dual-Active Bridge Converter Architecture," *IEEE Trans. on Ind. Applicat.*, vol. 52, no. 3, pp. 2444–2455, 2016, doi: 10.1109/TIA.2016.2527723.
- [16] I. A. Gowaid, G. P. Adam, A. M. Massoud, S. Ahmed, D. Holliday, and B. W. Williams, "Quasi Two-Level Operation of Modular Multilevel Converter for Use in a High-Power DC Transformer With DC Fault Isolation Capability," *IEEE Trans. Power Electron.*, vol. 30, no. 1, pp. 108–123, 2015, doi: 10.1109/TPEL.2014.2306453.
- [17] H. Yang, M. Saeedifard, and A. Yazdani, "An Enhanced Closed-Loop Control Strategy With Capacitor Voltage Elevation for the DC–DC Modular Multilevel Converter," *IEEE Trans. Ind. Electron.*, vol. 66, no. 3, pp. 2366–2375, 2019, doi: 10.1109/TIE.2018.2850035.
- [18] A. Gandomkar, A. Parastar, and J.-K. Seok, "High-Power Multilevel Step-Up DC/DC Converter for Offshore Wind Energy Systems," *IEEE Trans. Ind. Electron.*, vol. 63, no. 12, pp. 7574–7585, 2016, doi: 10.1109/TIE.2016.2594050.
- [19] R. Xie and H. Li, "Fault Performance Comparison Study of a Dual Active Bridge (DAB) Converter and an Isolated Modular Multilevel DC/DC (iM2DC) Converter for Power Conversion Module Application in a Breaker-Less Shipboard MVDC System," *IEEE Trans. on Ind. Applicat.*, vol. 54, no. 5, pp. 5444–5455, 2018, doi: 10.1109/TIA.2018.2794355.
- [20] X. Zhang and T. C. Green, "The Modular Multilevel Converter for High Step-Up Ratio DC–DC Conversion," *IEEE Trans. Ind. Electron.*, vol. 62, no. 8, pp. 4925–4936, 2015, doi: 10.1109/TIE.2015.2393846.
- [21] J. Beerten, "Modeling and Control of DC Grids," Dissertation, KU Leuven, 2013.
- [22] L. Grüne and J. Pannek, *Nonlinear Model Predictive Control*. Cham: Springer International Publishing, 2017.
- [23] C. A. Hans, P. Braun, J. Raisch, L. Grune, and C. Reincke-Collon, "Hierarchical Distributed Model Predictive Control of Interconnected Microgrids," *IEEE Trans. Sustain. Energy*, vol. 10, no. 1, pp. 407–416, 2019, doi: 10.1109/TSTE.2018.2802922.
- [24] P. Braun, L. Grüne, C. M. Kellett, and K. Worthmann, "Model Predictive Control and Distributed Optimization in Smart Grid Applications," in *Handbook of Smart Energy Systems*, M. Fathi, E. Zio, and P. M. Pardalos, Eds., Cham: Springer International Publishing, 2023, pp. 1239–1263.
- [25] T. Faulwasser, A. Engelmann, T. Mühlpfordt, and V. Hagenmeyer, "Optimal Power Flow: An Introduction to Predictive, Distributed and Stochastic Control Challenges," 2018, doi: 10.48550/arXiv.1811.01163.
- [26] J. Coulson, J. Lygeros, and F. Dörfler, "Data-Enabled Predictive Control: In the Shallows of the DeePC," 2018.
- [27] J. Priebe *et al.*, "Schlussbericht zum Projekt: Forschungscampus Elektrische Netze der Zukunft : Projekt 1: Modellierung, Planung, Konzeption und Bewertung der Netze des Zukunft : Projektlaufzeit: 01.10.2014-30.09.2019," (in de), *Schlussbericht zum Projekt: Forschungscampus Elektrische Netze der Zukunft*, doi: 10.2314/KXP:174433479X.
- [28] C. Digmayer and E.-M. Jakobs, "Risk perception of complex technology innovations: Perspectives of experts and laymen," in *2016 IEEE International Professional Communication Conference (IPCC)*, Austin, TX, USA, 2016, pp. 1–9.
- [29] J. D. Paez, D. Frey, J. Maneiro, S. Bacha, and P. Dworakowski, "Overview of DC–DC Converters Dedicated to HVdc Grids," *IEEE Trans. Power Delivery*, vol. 34, no. 1, pp. 119–128, 2019, doi: 10.1109/TPWRD.2018.2846408.
- [30] P. Dworakowski, J. D. Páez, W. Grieshaber, A. Bertinato, and E. Lamard, "Protection of radial MVDC electric network based on DC circuit breaker and DC fuses," *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 153, p. 109398, 2023, doi: 10.1016/j.ijepes.2023.109398.

ERHÖHUNG DER ÜBERTRAGUNGSKAPAZITÄT DES VERTEILUNGSNETZES DURCH UMSTELLUNG BESTEHENDER DREHSTROMLEITUNGEN AUF GLEICHSTROM: NETZKONZEPT

Matthias Hemken*

TU Dresden, IEEH, 01062 Dresden

**Robert Adam, Christian Hildmann, Sebastian Krahmer, Karsten Krätzschar,
Peter Schegner**

TU Dresden, IEEH, 01062 Dresden

Stephan Rupp

Maschinenfabrik Reinhausen GmbH, Falkensteinstraße 8, 93059 Regensburg

Das Forschungsprojekt AC2DC untersuchte den Übergang von AC- zu DC-Verteilnetzen im Kontext der Dezentralisierung und Dekarbonisierung. Unter der Prämisse bestehende AC-Kabelsysteme für DC weiterzuverwenden, zeigen die Ergebnisse der in diesem Beitrag die möglichen Steigerungen in der Übertragungsleistung bzw. der Verlustreduktion durch einen Umstieg auf DC-Technik. Wie im Beitrag dargestellt, gibt es bei der Wahl der Netzformen und Kabelbelegungen technische Restriktionen, die die Auswahl möglicher Kabelbelegungen einschränken. Hierdurch wird auch die Leistungssteigerung bzw. Verlustreduktion beschränkt. Für Neuanschlüsse wurde eine differenzierte Betrachtung der Kabelbelegung durchgeführt, die sich nach verschiedenen Anwendungsfällen richtet.

1. Einleitung

Im Zuge der Dezentralisierung und Dekarbonisierung gewinnt die DC-Technik im Elektroenergieversorgungssystem zunehmend an Relevanz. In Form der Hochspannungsgleichstromübertragung (HGÜ) ist diese bereits seit Jahren im Übertragungsnetz etabliert und wird derzeit weiter ausgebaut, um Leistung von erzeugungsstarken in verbrauchreiche Regionen zu übertragen. Auch in der Verteilnetzebene gewinnt die DC-Technik an Bedeutung [1]: Viele regenerativen Energieanlagen erzeugen entweder nativ Gleichspannung oder werden über einen Umrichter mit DC-Zwischenkreis an das AC-Netz angebunden. Im Zuge der Energiewende soll der Anteil solcher Anlagen stark ausgebaut werden, um konventionelle, auf fossilen Brennstoffen basierende Kraftwerke zu ersetzen [2]. Gleichzeitig nimmt die Anzahl leistungsstarker DC-Verbraucher, wie (Schnell-)Ladestationen für Elektrofahrzeuge, zu. All dies findet auf Verteilnetzebene statt, die über 94% der öffentlichen elektrischen Energieversorgungsnetze umfasst [3]. Die Umstellung einzelner Bereiche im Verteilnetz von AC- auf DC-Technik ist daher ein vielversprechender Ansatz, um die Effizienz und Flexibilität des Verteilnetzes zu erhöhen. Insbesondere wenn die bestehenden Komponenten der AC-Netze weiterverwendet werden können, ist das Potential eines Übergangs von AC- zu DC-Verteilnetzen enorm. Im Forschungsprojekt

AC2DC wurden daher die technischen und wirtschaftlichen Aspekte einer solchen Umstellung untersucht.

Im Rahmen des AC2DC Projekts wurde nachgewiesen, dass typische 12/20-kV-AC-Kabel bei Gleichspannung mit bis zu ± 55 kV betrieben werden können. Ferner wurde das Alterungsverhalten von Kabelgarnituren bei Einsatz von Gleichspannungen quantifiziert sowie neuartige, zur Spannungswandlung erforderliche, galvanisch trennende DC/DC-Wandler entwickelt. [4]

Nachfolgend werden die Ergebnisse der Systembetrachtung für Nieder- und Mittelspannungs-DC-Systeme vorgestellt und Grundlagen für die DC-Netzplanung abgeleitet.

2. Systemvergleich bezüglich der übertragbaren Leistungen und Leistungsverluste

Für einen systematischen Vergleich verschiedener AC- und DC-Leiterkonfigurationen werden die Belastungsgrenzen sowie die zugrundeliegenden Gleichungen zu deren Bestimmung abgeleitet und detailliert verglichen.

2.1. Belastungsgrenzen der betrachteten Nieder- und Mittelspannungskabel

Auf Niederspannungsebene wird ein typisches 0,6/1-kV-Niederspannungskabel mit beliebigem Querschnitt betrachtet. Die laut DIN VDE 0298-3

erforderte DC-Spannungsfestigkeit dieses Kabeltyps liegt bei einer Leiter-Leiter-Spannung von 1,8 kV [5] und übersteigt damit die normative Grenze des DC-Niederspannungsbereichs von 1,5 kV [6].

Für den Vergleich von Mittelspannungssystemen wurden 12/20-kV-Mittelspannungskabel ausgewählt. Diese müssen eine DC-Spannungsfestigkeit von 36 kV aufweisen. Im Rahmen einer Dauerprüfung über ein Jahr ist im AC2DC-Projekt darüber hinaus eine DC-Festigkeit bis 60 kV nachgewiesen worden [4].

2.2. Allgemeine relative Leistungs- und Verlustberechnung

Für die übertragbare Leistung einer drephasigen AC-Leitung gilt allgemein

$$P_{AC} = 3 n_{AC} U_{LN AC} I_{AC} \cos \varphi \quad (1)$$

mit der Systemanzahl n_{AC} . Analog gilt für bipolare DC-Systeme

$$P_{DC} = 2 n_{DC} U_{LN DC} I_{DC} \quad (2)$$

mit der konfigurationsabhängigen Systemanzahl n_{DC} des Gesamtsystems. Wird vereinfacht angenommen, dass sich die Kabel bei AC- und DC-Belastung in Abhängigkeit des Stromeffektivwertes identisch erwärmen, gilt für den Maximalwert der Ströme

$$I_{AC max} = I_{DC max} \quad (3)$$

sodass sich das Verhältnis der maximal übertragbaren Leistungen zu

$$\frac{P_{DC max}}{P_{AC max}} = \frac{2 n_{DC} U_{LN DC}}{3 n_{AC} U_{LN AC}} \frac{1}{\cos \varphi} \quad (4)$$

berechnet.

Die Kabelverluste im AC- und DC-Betrieb fallen durch den Leitungswiderstand R_L gemäß

$$P_{V AC} = 3 n_{AC} I_{AC}^2 R_L \quad (5)$$

$$P_{V DC} = 2 n_{DC} I_{DC}^2 R_L$$

an. Werden die Verluste bezüglich der maximal zulässigen Ströme betrachtet, hängen diese nur von der Anzahl der verwendeten Leiter zur Leistungsübertragung ab. Deutlich relevanter für eine direkte Weiterverwendung bestehender Kabelstrecken ist die Betrachtung der Verluste bei gleichbleibender Übertragungsleistung ($P_{DC} = P_{AC}$). Aus (1) und (2) ergeben sich die bei gleicher Leistung auftretenden Leiterströme, wodurch sich das Verlustverhältnis für gleichbleibende Übertragungsleistung zu

$$\frac{P_{V DC}}{P_{V AC}} = \frac{3 n_{AC}}{2 n_{DC}} \left(\frac{U_{LN AC}}{U_{LN DC}} \cos \varphi \right)^2 \quad (6)$$

berechnet.

2.3. Gegenüberstellung für typische Nieder- und Mittelspannungssysteme

Für den Vergleich von AC- und DC-Systemen wurden nachfolgend der Effektiv- und der Spitzenwert der AC-Spannung sowie der auf Leistungssteigerung ausgelegte Spannungswert von ± 750 V bzw. ± 55 kV als mögliche DC-Systemspannungen gewählt. Hiermit ergeben sich die in Tabelle 1 und Tabelle 2 aufgeführten relativen DC-Systemleistungen sowie die relativen Verluständerungen bei gleichbleibender Übertragungsleistung zwischen dem AC- und DC-System für verschiedene Kabelkonfigurationen.

Wie zu erwarten, mindert der Leistungsfaktor grundsätzlich die maximal übertragbare Leistung im AC-System, sodass bei stark induktiv bzw. kapazitiv belasteten Netzen die übertragbare Leistung durch Umstellung auf ein DC-System zusätzlich steigt. Bei den Leitungsverlusten

Tabelle 1: Gegenüberstellung verschiedener DC-Leiterkonfigurationen in der Niederspannung bei Weiterverwendung eines typischen 0,6/1-kV-4-Leiter-Kabels ($n_{AC} = 1, U_{LN AC} = 230$ V)

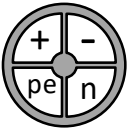
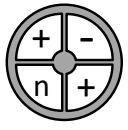
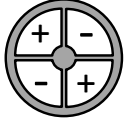

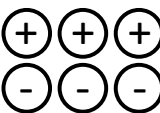
Leiter-Konfiguration	$n_{L DC}$	$U_{LN DC}$	$P_{DC max}/P_{AC max}$ mit $\cos \varphi = 1 \dots 0,95 \dots 0,9$	$P_{V DC}/P_{V AC}$ mit $\cos \varphi = 1 \dots 0,95 \dots 0,9$
	1	± 230 V	0,67 ... 0,70 ... 0,74	1,5 ... 1,35 ... 1,21
		$\pm \sqrt{2} \cdot 230$ V	0,94 ... 0,99 ... 1,05	0,75 ... 0,68 ... 0,61
		± 750 V	2,17 ... 2,28 ... 2,41	0,14 ... 0,13 ... 0,11
	1,5	± 230 V	1 ... 1,05 ... 1,11	1 ... 0,90 ... 0,81
		$\pm 230 \text{ V} \cdot \sqrt{2}$	1,41 ... 1,49 ... 1,57	0,5 ... 0,45 ... 0,41
		± 750 V	3,26 ... 3,43 ... 3,62	0,09 ... 0,08 ... 0,08
	2	± 230 V	1,33 ... 1,40 ... 1,48	0,75 ... 0,68 ... 0,60
		$\pm 230 \text{ V} \cdot \sqrt{2}$	1,89 ... 1,98 ... 2,10	0,38 ... 0,34 ... 0,30
		± 750 V	4,34 ... 4,57 ... 4,82	0,07 ... 0,06 ... 0,06

Tabelle 2: Gegenüberstellung verschiedener DC-Leiterkonfigurationen in der Mittelspannung bei Weiterverwendung eines typischen 12/20-kV-1-Leiter-Kabel-Systems ($U_{LNAC} = 20 \text{ kV}/\sqrt{3}$)

Leiter-Konfiguration	n_{LDC}/n_{LAC}	U_{LNDC}	P_{DCmax}/P_{ACmax} mit $\cos \varphi = 1 \dots 0,95 \dots 0,9$	P_{VDC}/P_{VAC} mit $\cos \varphi = 1 \dots 0,95 \dots 0,9$
	1/1	$\pm 20 \text{ kV}/\sqrt{3}$	0,67 ... 0,70 ... 0,74	1,5 ... 1,35 ... 1,21
		$\pm 20 \text{ kV} \cdot \sqrt{2/3}$	0,94 ... 0,99 ... 1,05	0,75 ... 0,68 ... 0,61
		$\pm 55 \text{ kV}$	3,17 ... 3,34 ... 3,53	0,07 ... 0,06 ... 0,05
	3/2	$\pm 20 \text{ kV}/\sqrt{3}$	1 ... 1,05 ... 1,11	1 ... 0,90 ... 0,81
		$\pm 20 \text{ kV} \cdot \sqrt{2/3}$	1,41 ... 1,49 ... 1,57	0,5 ... 0,45 ... 0,41
		$\pm 55 \text{ kV}$	4,76 ... 5,01 ... 5,29	0,04 ... 0,04 ... 0,04

ist der Einfluss des Leistungsfaktors sogar deutlich größer, da dieser gemäß (6) quadratisch in die Verluste eingeht.

Für die Leiterkonfigurationen des Niederspannungskabels in Tabelle 1 zeigt sich, dass die übertragbare DC-Leistung selbst bei der leistungsschwächsten Konfiguration ($n_{LDC} = 1$) ab $U_{LNDC} = \pm \sqrt{2} \cdot U_{LNAC}$ knapp unterhalb der übertragbaren AC-Leistung liegt. Für $\cos \varphi < 0,94$ übersteigt die übertragbare Leistung des DC-Systems bereits die des AC-Systems. Unabhängig vom Leistungsfaktor sind die Verluste bei dieser DC-Spannung in allen Betriebsfällen bereits stark reduziert. Bei Verwendung der größtmöglichen Spannung $U_{LNDC} = \pm 750 \text{ V}$ sind abhängig von der Systemkonfiguration Leistungssteigerungen vom zwei- bis fünffachen der maximalen AC-Übertragungsleistung möglich. Bei allen Systemkonfigurationen, insbesondere der Konfiguration „+|+|-|-“, kann bei vorhandenem Schirm, dieser als isolierter Neutral- oder PE-Leiter eingesetzt werden.

Für Mittelspannungskabelsystem sind die Ergebnisse gemäß Tabelle 2 ähnlich. Durch die nachgewiesene Belastbarkeit typischer 12/20-kV-AC-Kabel für eine Gleichspannungsbeanspruchung von $U_{LNDC} \geq \pm 55 \text{ kV}$ ist die Leistungssteigerung im Falle einer Weiterverwendung eines AC-Doppelsystems als ein dreifaches DC-System sogar geringfügig größer als im Falle von Niederspannungskabeln. Da Mittelspannungskabel üblicherweise einen Schirm besitzen, kann hier analog zur Niederspannung das Neutral- bzw. PE-Potential aufgelegt werden. Untersuchungen haben hierbei gezeigt, dass der Schirm bei Betrieb als Neutralleiter nicht zum Führen von Betriebsströmen geeignet ist und höchstens dem Potentialausgleich zwischen Umrichtern dienen kann [4].

2.4. Konkurrenzfähigkeit von 55-kV-DC-Mittelspannungs- gegenüber 110-kV-AC-Hochspannungssystemen

Aufgrund der deutlich dünneren Isolierung in Mittelspannungskabeln ist die Verlege-Arbeit eines 55-kV-DC-Systems auf Basis von 12/20-kV-AC-Kabeln deutlich geringer als die eines 110-kV-AC-Systems. Die Kosten der Kabel, der zugehörigen Garnituren und der Verlege-Arbeit eines Mittelspannungskabels betragen ca. 1/3 der Kosten einer Hochspannungsverkabelung [7].

Aufgrund der genannten Vorteile wurden im Rahmen des Projekts beide Systeme näher miteinander verglichen. Bezüglich der Übertragungsleistung ist die DC-Technik erst bei einer Umnutzung von zwei AC- als drei DC-Systeme konkurrenzfähig. Bei gleicher Stromtragfähigkeit der Kabel lassen sich hierbei 86,6 % bzw. 96,3 % – bei $\cos \varphi = 1$ bzw. $\cos \varphi = 0,9$ – der übertragbaren Leistung eines 110-kV-AC-Doppelsystems übertragen.

3. Grundlegende Betriebskonzepte

Insbesondere in der Niederspannung ist die Kabelkonfiguration auf die Gegebenheiten und damit einhergehenden Anforderungen an das Netz anzugleichen. Es müssen Rahmenbedingungen wie z. B. der Personenschutz, aber auch Problematiken bei Erdströmen, berücksichtigt werden.

Nachfolgend werden zunächst die Betriebsspannungen betrachtet und anschließend grundlegenden Kabel- und Netzkonfigurationen für verschiedene Einsatzzwecke vorgestellt.

3.1. Festlegung der Betriebsspannung

Im Gegensatz zu AC-Netzen existieren in DC-Netzen noch keine breitenwirksam genormten Spannungsebenen. Etablierte MS-DC-Klassen sind vornehmlich in der Schifffahrt vorhanden [8]. NS-DC-Klassen sind gemäß [9] für

Bahnnetze etabliert, gleichzeitig sind in der dynamischen Branche der Elektromobilität typische Spannungsebenen von 400 V oder 800 V DC anzutreffen. Die Umrichter von Windenergieanlagen arbeiten ebenfalls mit herstellerabhängigen DC-Zwischenkreisspannungen wie z. B. 690 V. Bei PV-Anlagen schwankt die DC-Spannung in Abhängigkeit mit der Sonneneinstrahlung. Der DC-Eingangsspannungsbereich von PV-Wechselrichtern sind entsprechend herstellerabhängig. In [10, 11] sind z. B. 48 V bis 450 V bzw. 100 V bis 600 V angegeben.

Basierend auf der großen Bandbreite an verwendeten DC-Betriebsspannungen ist eine Vereinheitlichung der Netzspannung in der Niederspannungsebene auf Basis möglicher Betriebsmittel derzeit nicht ohne weiteres möglich. Nach derzeitigem Stand ist davon auszugehen, dass entsprechende Spannungswandler z. B. in Form von Hoch-/Tiefsetzstellern zum Einsatz kommen werden. Aus Sicht der Verlustminimierung und Übertragungsleistungsmaximierung ist es daher zielführend, die normativ maximal zulässige Differenzspannung von $\pm 1,5$ kV auszunutzen und das System entsprechend mit ± 750 V zu betreiben. Für Haushaltnetze ist aus Personenschutzgründen ggf. auch eine niedrigere Systemspannung von beispielsweise ± 230 V denkbar.

Im Bereich der Mittelspannung wird, mit Blick auf eine erforderliche Konkurrenzfähigkeit mit dem AC-Netz, das 110-kV-Hochspannungsnetz als Vergleichssystem angesehen. Dies ist allerdings nur bei einer entsprechend hohen DC-Systemspannung erreichbar, sodass hier von einer Netzennspannung von ± 55 kV ausgegangen wird.





3.2. Kabel- und Netzkonfigurationen in der NS-Ebene

Tabelle 3 zeigt eine Übersicht über grundsätzlich anwendbare Kabel- und Netzkonfigurationen für verschiedene Einsatzzwecke. Aufgrund typischer AC-Netzstrukturen muss hierbei zwischen Neuverkabelung und Weiterverwendung bestehender Kabelstrecken unterschieden werden.

Bei Weiterverwendung bestehender NS-AC-Netze ist bei der weit verbreiteten TN-C-S-Netzkonfiguration der PEN-Leiter üblicherweise an jeder zugänglichen Stelle geerdet. Bei Verwendung des PEN-Leiters als DC-Neutralleiter würden, bei typisch auftretendem leicht unsymmetrischem Betrieb, Differenzströme parallel zum DC-Neutralleiter durch das Erdreich fließen. Da DC-Erdströme zu starker Korrosion von Anlagenerden und anderen metallischen Strukturen im Einflussbereich führen kann, müssen diese dauerhaft verhindert werden [9]. Im vorliegenden Fall müsste daher die Erdung des PEN-Leiters an allen Stellen aufgehoben werden, was mit erheblichen Kosten verbunden wäre. Bei Weiterverwendung eines solchen AC-Netzes ist daher lediglich eine TN-S-DC-Netzkonfiguration sinnvoll, bei der der AC-PEN-Leiter als reiner DC-PE-Leiter verwendet wird. Entsprechend folgt für das NS-AC-Vierleiterkabel eine „+ | - | N | PE“-DC-System-Belegung.

Bei Neuverkabelung kann hingegen, insbesondere für leistungsstarke Verbraucher und Erzeuger, ein TT-Netz mit „+ | + | - | -“-Kabelbelegung eingesetzt werden. Ist ein Schirm vorhanden (nicht dargestellt), kann zudem ein symmetrisches TN-S-Netz mit dem Schirm als PE-Leiter umgesetzt werden. IT-Netze sind zwar ebenfalls denkbar, erfordern bei ausgedehnten Netzen aber ein hohes Maß an strukturierter Isolationsüberwachung. Bei „+ | + | - | -“-Kabelbelegung ist zwingend eine symmetrische Belastung erforderlich. Daher spielt bei Neuverkabelungen vor

Tabelle 3: Übersicht möglicher Kabel- und Netzkonfigurationen für verschiedene Einsatzzwecke im NS-DC-Netz

Einsatzzweck	Spannung	Empfohlene Kabelkonfiguration	Zugehörige Netzkonfiguration
Ladeinfrastruktur	± 750 V		TT / IT
Hausversorgung	± 230 V		TN-S
Industrienetze	± 750 V		TN-S
			TT

allem der Einsatzzweck eine große Rolle. Für die Hausversorgung ist aus Sicht des Personenschutzes das Mitführen eines PE-Leiters anzuraten, woraus ein TN-S System folgt. Bei Industrienetzen kann neben dem Personenschutz aber auch die Leistung im Fokus stehen. Entsprechend ist hier eine individuelle Entscheidung möglich, wohingegen bei Ladeinfrastruktur für Elektrofahrzeuge die Leistungsdichte im Fokus steht und somit ein TT- oder bei übersichtlicher Netzstruktur ein IT-System gut einsetzbar ist.

3.3. Kabel- und Netzkonfigurationen in der MS-Ebene

Im MS-Netz ist die Kabelbelegung von der galvanischen Kopplung nachgelagerter Netze abhängig. Sind diese, wie bei AC üblich, galvanisch getrennt, ist die zielführendste Belegung bei Weiterverwendung eines AC-Systems „+ | N | -“; bei AC-Doppelsystemen ist aus wirtschaftlicher Sicht hingegen „+ | + | + | - | - | -“ zu bevorzugen. Hierbei ist jedoch anzumerken, dass das Mitführen des Neutralleiters die Ausfallsicherheit durch das Zulassen eines unsymmetrischen Betriebs erhöhen würde. Wie bei AC-Netzen ist bei einem galvanisch getrennten Mittelspannungs-DC-System kein PE-Leiter vorgesehen.

Bei einem über mehrere Spannungsebenen galvanisch verbundenem System muss allerdings bei der Konfiguration des Netzes auch das nachgelagerte Niederspannungsnetz berücksichtigt werden. Sollte in diesem ein PE-Leiter erforderlich sein, befindet sich der entsprechende Betriebserder typischerweise an der Mittelspannungs-AC/DC-Kopfstation. Die Entfernungen zwischen Erder und Fehlerstelle im nachgelagerten DC-Niederspannungsnetz können entsprechend groß werden, weshalb es erforderlich sein kann, dieses Potential durch einen niederohmschen PE-Leiter oder den Schirm der MS-Kabels mitzuführen.

4. Zusammenfassung

Es wurden verschiedene mögliche Kabelkonfigurationen für DC-Verbindungen auf Basis von AC-Kabelnetzen erarbeitet und die maximale Übertragungsleistung gegenüber dem AC-System bestimmt, ohne die Kabel elektrisch und thermisch zu überbeanspruchen. Weiterhin wurde gezeigt, dass bei bestimmten Konfigurationen die übertragbare Leistung durch die Umnutzung von AC- in DC-Kabelsysteme um den Faktor 4 gesteigert werden kann.

Bei der Betrachtung grundlegender Betriebskonzepte zeigt sich, dass die möglichen Netzkonfigurationen bei bestehenden Verkabelungen eingeschränkt werden, da unzulässige DC-Erdströme verhindert werden müssen. Grundsätzlich lassen sich bestehende Kabel jedoch für alle Einsatzszenarien einsetzen.

Danksagung

Die Autoren danken dem Fördermittelgeber *Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz BMWK* (Fördernummer 03EI6027A/B) und ihren Institutionen zur Ermöglichung der Untersuchungen.

Literatur

- [1] VDE ETG, „Gleichspannung in der elektrischen Energieverteilung,“ 2019.
- [2] Erneuerbare-Energien-Gesetz vom 21. Juli 2014 (BGBl. I S. 1066), das zuletzt durch Artikel 1 des Gesetzes vom 5. Februar 2024 (BGBl. 2024 I Nr. 33) geändert worden ist.
- [3] Bundesnetzagentur und Bundeskartellamt, „Monitoringbericht 2023,“ 2023.
- [4] P. Schegner, R. Adam, M. Hemken, S. Rupp, C. Hildmann und S. Brüske, „AC2DC : gemeinsamer Projektabschlussbericht : Berichtszeitraum: 01.04.2020-31.12.2022“ [Technische Universität Dresden] BMWK - Förderkennzeichen 03EI6027A, 2022.
- [5] *DIN VDE 0298-3:2006-06 Verwendung von Kabeln und isolierten Leitungen für Starkstromanlagen – Teil 3: Leitfaden für die Verwendung nicht harmonisierter Starkstromleitungen.*
- [6] *DIN EN 50110-1 (VDE 0105-1):2014-02 Betrieb von elektrischen Anlagen – Teil 1: Allgemeine Anforderungen; Deutsche Fassung EN 50110-1:2013.*
- [7] M. Nilges, S. Krehmer, R. Adam, K. Backhaus, C. Hildmann, S. Rupp und P. Schegner, „Systemkonzepte von DC-Verteilnetzen - Erhöhung der Anschlussleistung von Windparks,“ in 17. *Symposium EnergieinnovationAt*, Graz, 2022.

- [8] *IEEE Std 1366-2012 - IEEE Guide for Electric Power Distribution Reliability Indices.*
- [9] *DIN EN 60038 (VDE 175-1):2012-04 CENELEC Normspannungen.*
- [10] DATOUBOSS, „Datenblatt: Hybrid Wechselrichter 6200W 48V,“ 2024.
- [11] SMA, „Datenblatt: Sunny Boy 3.0 Solar Wechselrichter,“ 2024.
- [12] D. Van Hertem, O. Gomis-Bellmunt und J. Liang, *HVDC Grids: For Offshore and Supergrid of the Future*, Wiley-IEEE Press, 2016.

SITZUNG 2

SCHUTZ & STABILITÄT

3	Erhöhung der Übertragungskapazität des Verteilungsnetzes durch Umstellung bestehender Drehstromleitungen auf Gleichstrom: Schutzkonzept.....	17
	F. Jani, M. Hemken, P. Schegner	
4	Schutzkonzepte für DC-Netze in der Niederspannung.....	23
	S. Rupp, S. Brüske	
5	AC versus DC networks – Control and Stability.....	31
	J. Schipper, R. Mudkhedkar	
6	Modeling and Stability Analysis of Low Voltage DC Grids.....	37
	R. Annuth, C. Eckel, C. Becker	

ERHÖHUNG DER ÜBERTRAGUNGSKAPAZITÄT DES VERTEILUNGSNETZES DURCH UMSTELLUNG BESTEHENDER DREHSTROMLEITUNGEN AUF GLEICHSTROM: SCHUTZKONZEPT

Franz Jani

IEEH, Mommsenstraße 10, 01069 Dresden, Deutschland

Matthias Hemken

IEEH, Mommsenstraße 10, 01069 Dresden, Deutschland

Peter Schegner

IEEH, Mommsenstraße 10, 01069 Dresden, Deutschland

Eine der größten Herausforderungen von DC-Netzen besteht darin, Kurzschlüsse selektiv zu klären und das fehlerbehaftete Betriebsmittel schnell abzuschalten. In konventionellen AC-Netzen erfolgt ein periodisch auftretender Stromnulldurchgang, den Leistungsschalter für AC-Anwendungen nutzen, um den im Kurzschlussfall auftretenden stromstarken Lichtbogen im Schalter zu löschen. In DC-Netzen hingegen ist dieser Stromnulldurchgang nicht vorhanden. Es existieren bereits verschiedene Topologien von DC-Leistungsschaltern im Bereich der Hochspannungs-Gleichstromübertragung. Allerdings weisen diese derzeit lediglich ein Technology Readiness Level von 6 auf [1] und sind im Vergleich zu AC-Leistungsschaltern kostenintensiv. Im Bereich der Mittelspannung sind aufgrund fehlender Anwendungsfälle noch weniger Lösungen für DC-Leistungsschalter vorhanden [2]. Der Beitrag beschäftigt sich zunächst mit der Herausforderung des Schutzes von Multiterminalen DC-Netzen. Dabei werden verschiedene Ansätze zur Fehlerisolierung vorgestellt. Anschließend wird eine alternative Lösung erläutert, die eine Fehlerklärung ohne zusätzliche Verwendung eines DC-Leistungsschalters gewährleistet. Dieses Prinzip basiert auf dem Konzept der Automatischen Wiedereinschaltung in AC-Netzen.

1. Besonderheiten für den Schutz in Multiterminalen DC-Netzen

Multiterminale DC-Netze (MTDC-Netze) weisen im Vergleich zu konventionellen AC-Netzen oder bereits bekannten DC-Anwendungen im Bereich der Hochspannungsgleichstromübertragung (HGÜ) Unterschiede auf. Sie besitzen verschiedene Einspeiser (PV- und Windparks), Verbraucher (Ladestationen für Elektrofahrzeuge, Industrieabnehmer) und Speicher (Abbildung 1). Jede dieser Komponenten weist ein äußerst dynamisches Verhalten auf.

Zu verschiedenen Zeitpunkten weist das MTDC-Netz unterschiedliche Topologien auf und ein möglicher Fehler wird aus unterschiedlichen Richtungen gespeist. Es wird ein Schutzkonzept benötigt, welches auf alle möglichen Netzzustände anwendbar ist [3]. Erschwert wird dies aufgrund des großen Bereichs in dem sich der Kurzschlussstrom bewegen kann. Der Betrag des Kurzschlussstromes steht im Zusammenhang mit der Summe der Einspeisung vieler dezentraler Erzeu-

gungsanlagen (DEA). In konventionellen AC-Netzen bewegt sich der Kurzschlussstrom im Bereich des 10-fachen des Nennstromes. In leistungsstarken MTDC-Netzen hingegen kann sich dieser in Teilen des Netzes im Bereich des 20- bis 50-fachen des Nennstromes bewegen. Bei sehr schwacher Einspeisung im Bereich des 5-fachen Nennstromes. [3]

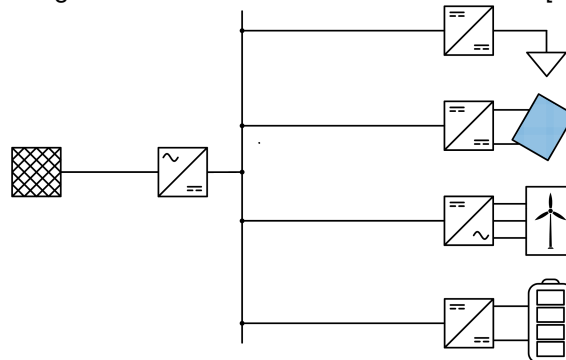


Abbildung 1: MTDC-Netz

Ebenso stellt der Selbstschutz der Konverter eine Herausforderung dar. Kommt es zu einem Spannungseinbruch, trennen sich die Konver-

ter im Normalfall vom Netz. Dies erschwert den Schutzeinrichtungen die Fehlererkennung und -ortung.

Fault-Ride-Through (FRT) bezeichnet die Fähigkeit einer Erzeugungsanlage sich bei einem Spannungseinbruch nicht sofort vom Netz zu trennen. Der Begriff kommt aus dem Betrieb von AC-Netzen. Es gelten hierbei die Normen VDE-AR-N-4110 [4] und -4120 [5]. Diese geben eine Charakteristik für die Zeit die eine dezentrale Erzeugungsanlage bei einem Spannungseinbruch mit dem AC-Netz verbunden bleiben muss. Im Fehlerfall sinkt die Spannung an der Fehlerstelle stark ab. Es entsteht ein Spannungstrichter. Trennen sich die Konverter aufgrund einer Absenkung der Spannung vom Netz, weitet sich der Spannungstrichter räumlich aus, wodurch sich weitere Konverter vom Netz trennen würden. Die Spannungsstabilität des Netzes sinkt. Nach der Fehlerklärung würden die Erzeugungsanlagen dann dem Netz keine Leistung zur Verfügung stellen, wodurch es zu einem Zusammenbruch des Netzes kommen könnte. Daher gilt die Anforderung für Erzeugungsanlagen während eines AC-seitigen Fehlers sich nicht vom Netz zu trennen. Um den Spannungstrichter räumlich einzugrenzen, sollten die Konverter zusätzlich einen Beitrag zur Spannungsstützung des AC-Netzes liefern. Die FRT-Fähigkeit bezieht sich bisher auf Erzeugungsanlagen und Fehler im AC-Netz. Auf der DC-Seite des Konverters steht kein Verteilnetz sondern nur eine Erzeugungsanlage. Tritt ein DC-seitiger Fehler auf, kann dieser durch Abschaltung der AC-Seite selektiv geklärt werden. Die FRT-Fähigkeit ist somit bisher nicht notwendig für einen Fehler auf der DC-Seite zu betrachten. MTDC-Netze weisen jedoch mehrere Erzeugungsanlagen, Verbraucher, Speicher, somit auch Konverter und Leitungsabschnitte auf. Je nach der verwendeten Methode zur Fehlerabschaltung ist eine Neubetrachtung der FRT-Fähigkeit notwendig.

Eine weitere Herausforderung ist die fehlende Möglichkeit des Leistungsschalters, den Stromnulldurchgang für die Abschaltung zu nutzen [3]. Es ist daher notwendig, neue Konzepte für die Fehlerabschaltung zu entwickeln.

2. Methoden zur Abschaltung von DC-Fehlern

In AC-Netzen setzt das Forschungsfeld der Netzschutztechnik seinen Fokus auf die Detektion, das Identifizieren und das Lokalisie-

ren von Fehlern. Der Aspekt der Fehlerabschaltung ist technologisch gelöst und wird als vorhanden angenommen. In DC-Netzen hingegen ist diese Frage nicht vollumfassend geklärt. Es bestehen verschiedene Konzepte für die Fehlerabschaltung, welche verschiedene Topologien von Leistungsschaltern oder eine Lösung ohne Leistungsschalter in Betracht ziehen. Dies hat ebenfalls Auswirkung auf das Schutzkonzept. Grob lassen sich die Möglichkeiten in drei Kategorien unterteilen [6]. AC-Leistungsschalter können genutzt werden, um eine AC-seitige Speisung des DC-Fehlers zu unterbinden. Dieses Konzept findet im Bereich der HGÜ seine Anwendung [6]. Da diese eine Punkt-zu-Punkt-Verbindung darstellt, besteht durch eine AC-seitige Abschaltung des Fehlers keine Verletzung der Selektivität. Im Bereich von MTDC-Netzen verletzt eine komplette AC-seitige Abschaltung des gesamten Netzes dieses Kriterium [2]. Ein Fehler muss somit auf der DC-Seite geklärt werden. In [7] ist ein Überblick über entsprechende DC-Leistungsschalter-Topologien gegeben. Solid-State-Circuit-Breakers SSCBs arbeiten mit leistungselektronischen Bauelementen [6], [7]. Im Fall eines Fehlers schalten diese aus, wodurch es aufgrund der Induktivitäten im Kurzschlusskreis zu einer transienten Überspannung kommt. Diese wird durch einen Varistor abgefangen. Mechanical Circuit Breakers (MCBs) verwenden mechanische Konstruktionen um den DC-Lichtbogen zu löschen. Diese bieten den Vorteil einer einfachen Installation und geringer Leistungsverluste während des Normalbetriebs [8]. Für höhere Spannungsebenen sind diese jedoch nicht geeignet (wenige kV [7]). Zudem benötigen sie relativ lange Schaltzeiten [8]. Hybrid Circuit Breakers (HCBs) sollen die Vorteile, welche SSCBs und MCBs vorsehen, vereinen. Sie bieten im Betrieb geringe Verluste und verwenden in Parallelschaltung aktive oder passive Bauelemente, welche einen Stromnulldurchgang erzwingen oder ihn mithilfe der Halbleiterbauelemente abschalten [7]. HCBs, welche große Ströme ausschalten, sind groß und kostenintensiv [6].

Es besteht ebenfalls die Möglichkeit, die Regelung der im Netz vorhandenen Konverter zu nutzen, um den Fehlerstrom auf $I_{DC} = 0 \text{ A}$ zu regeln [2], [6], [7]. Ist dieser Zustand eingetreten, kann ein Trenner oder AC-Leistungsschalter verwendet werden, um den fehlerbehafteten Abschnitt aus dem Netz heraus zu trennen.

3. Fehlerklärung ohne DC-Leistungsschalter

Die Problematik bei der Verwendung von DC-Leistungsschaltern besteht in deren hohen Kosten. Aufgrund der bereits vorhandenen Erfahrung mit HGÜ-Anwendungen bestehen bereits kommerziell vorhandene Lösungen für diese Spannungsebenen [7]. MTDC-Netze im Bereich der Mittelspannung stellen jedoch einen relativ neuen Anwendungsfall dar, weshalb noch keine kommerziellen Lösungen vorhanden sind. [7]

Die Fehlerklärung ohne DC-Leistungsschalter in MTDC-Netzen greift grundlegend auf das bereits bekannte Prinzip der Automatischen Wiedereinschaltung (AWE) in AC-Netzen zurück. Der Vorgang lässt sich in sechs Phasen unterteilen.

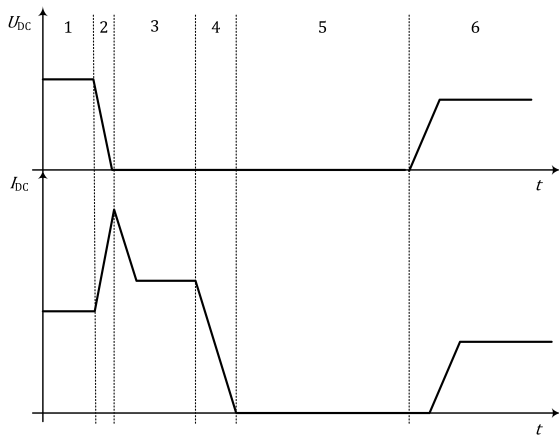


Abbildung 2: Leistungsschalterlose Fehlerklärung in MTDC-Netzen 1 - Normalbetrieb, 2 - Starker Stromanstieg infolge des Fehlerintritts und Fehlerdetektion, 3 - Abregelung des Fehlerstroms auf den Bemessungsstrom des Konverters $I_{DC} = I_n$ zur Lokalisierung des Fehlers, 4 - Abregelung des Fehlerstroms auf $I_{DC} = 0 A$, 5 - Freischalten des fehlerbehafteten Abschnitts, 6 - Wiederherstellung des Normalbetriebs [6] [7] [9]

Phase 1 besteht im Normalbetrieb, also vor Fehlerintritt. In Phase 2 kommt es zum Fehler, Es folgt ein sehr schneller Stromanstieg. Ist der Fehler erkannt, erfolgt in Phase 3 eine Abregelung des Fehlerstromes auf den Bemessungsstrom, wodurch eine Lokalisierung des Fehlers ermöglicht wird [6]. Ist der Fehler im Netz lokalisiert, erfolgt in Phase 4 eine Abregelung des Fehlerstroms auf $I_{DC} = 0 A$ durch die AC/DC- und DC/DC-Konverter [8]. Ist dieser Zustand erreicht, kann der fehlerbehaftete Abschnitt durch Verwendung eines Trenners oder AC-Leistungsschalters isoliert werden (Phase

5). In Phase 6 regeln die Konverter die Ausgangsspannung und den Strom wieder auf den Normalbetrieb [8], [9]. Das Konzept ist in Abbildung 2 dargestellt. Abbildung 2 dargestellt.

4. Aufbau der Konverter

In der Literatur werden unterschiedliche Konverter-Topologien für die Verwendung in MTDC-Netzen vorgeschlagen. Bei einem Schutzkonzept ohne DC-Leistungsschalter unterliegen die Konverter, jedoch verschiedenen Anforderungen. Die weiteren Betrachtungen beziehen sich auf die in diesem Kapitel dargestellten Konverter-Topologien. In [7] werden in Verbindung mit der Fehlerklärung ohne DC-Leistungsschalter noch weitere Topologien genannt. Diese weichen, jedoch vom Wirkprinzip nur geringfügig von den hier dargestellten ab oder erfüllen die Anforderungen nicht.

Modular Multilevel Converter

Der Modulare Multilevel Converter (MMC) ist bereits im Bereich von HGÜ-Anwendungen weit verbreitet. Er besteht grundlegend aus drei Phasen. Jede Phase besitzt einen unteren und oberen Konverterarm. Jeder dieser Konverterarme besitzt mehrere in Reihe geschalteter Submodule.

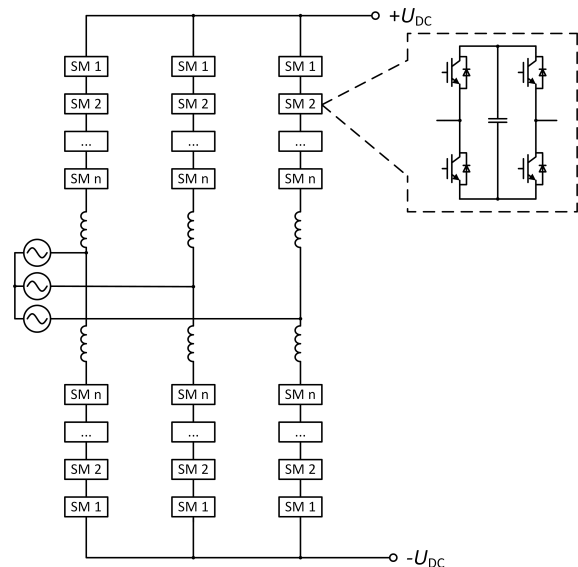


Abbildung 3: Aufbau eines MMCs

Diese können unterschiedliche Topologien aufweisen. [10] In Abbildung 3 ist ein MMC dargestellt. Um eine selektive Fehlerklärung ohne Verwendung von DC-Leistungsschaltern zu gewährleisten, muss eine Regelung des Stroms auf $I_{DC} = 0 A$ möglich sein. Hierfür

muss zumindest ein Teil der Submodule eine negative Spannung ausgeben können. Hierfür können Vollbrücken-Submodule (engl. Full-Bridge-Submodules kurz. FBSM) verwendet werden. Diese weisen hohe Verluste im eingeschalteten Zustand auf, weswegen eine hybride Topologie, welche sowohl aus Vollbrücken- als auch Halbbrücken-Submodule besteht in [7], [10] und [11] vorgeschlagen wird.

Dual Active Bridge basierter Solid State Transformer

Der Dual Active Bridge basierte Solid State Transformer (DAB-SST) weist ebenfalls ein modulares Konzept auf. Jedes Modul besteht aus einem FBSM, einem Mittelfrequenztransformator und einem weiteren FBSM. Ein beispielhafter DAB-SST ist in Abbildung 5 dargestellt. Auf der Primärseite sind die Module in Reihe und auf der Sekundärseite parallel zueinander geschaltet. Durch Verwendung einer Pulsweiten-Modulation (PWM) kann die DC-Spannung auf beiden Seiten des Converters gestellt werden. Die Lastflussrichtung wird über den Phasenversatz der modulierten Signale gesteuert. [7]

5. Verhalten der Konverter im Fehlerfall

Bei Verwendung der Funktion der Konverterregelung zur Fehlerklärung weisen die Konverter je nach Topologie, Fehlerort und Zustand im Netz ein unterschiedliches Verhalten auf. In [6] wird eine ähnliche Betrachtung für das Verhalten eines DAB-SST im Fehlerfall durchgeführt. Die Erkenntnisse werden hier auf weitere Fehlerzenarien angewendet. Um dies zu beleuchten, erfolgt eine Betrachtung von zwei Fehlerzenarien auf der Mittelspannungsseite eines MTDC-Netzes. Das Netz besteht aus einem AC/DC-Konverter (AC/DC 1). Dieser stellt einen MMC mit FBSM dar. Auf der DC-Seite sind zwei Leitungen vorhanden. An Leitung 1 ist über DC/DC 2 ein Verbraucher angeschossen. An Leitung 2 ist über DC/DC 3 ein Erzeuger in Form einer PV-Anlage angeschossen. Beide DC/DC-Konverter sind DAB-SSTs. Es ist anzumerken, dass die Betrachtung qualitativ und nicht quantitativ ist. Sie gilt für die in Kapitel 4 genannten Konverter-Topologien. Bei anderen Konverter-Topologien können einzelne Aspekte abweichen. Fall a) betrachtet einen Fehler auf der Mittelspannungs (MS)-Seite des DC-Netzes auf dem Strang der Erzeugungsanlage. Dieser wird über den AC/DC-Konverter (AC/DC1) vom AC-

Netz und über den DC/DC-Konverter (DC/DC3) von der Erzeugungsanlage gespeist. Bei Fehlerintritt kommt es bis zur Detektion eines Fehlerzustandes zu einem schnellen Stromanstieg.

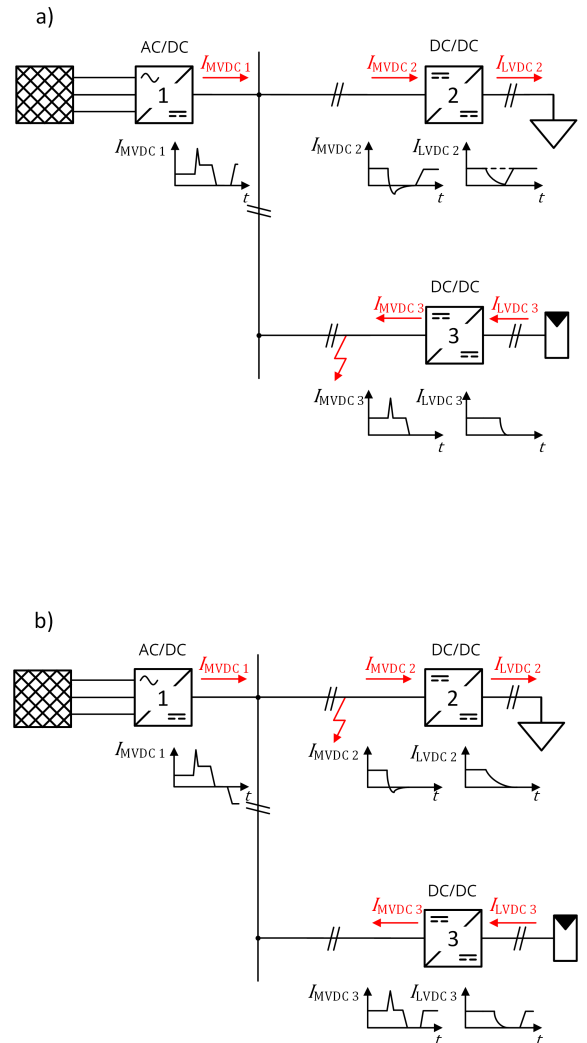


Abbildung 4: Vereinfachtes MTDC-Netz mit einem Verbraucher und Erzeuger in den Fällen a) und b).

Dies äußert sich in einer starken Stromspitze an der MS-Seite von AC/DC 1 und DC/DC 3 [6]. Da keine Erzeugungsanlage auf der Niederspannungsseite des DC/DC-Konverters (DC/DC 2) steht, entlädt sich die noch vorhandene Energie der Leitung und die fehlerseitige Ausgangskapazität von DC/DC 2 in den Fehler [6]. Der Strom I_{MVDC2} fließt somit entgegen der ursprünglichen Richtung, was sich in einer negativen Stromspitze äußert. Um eine möglichst schnelle Fehlerklärung zu gewährleisten, kann durch die Regelung von DC/DC2 der Strom beschleunigt auf den Wert $I_{MVDC2} = 0 \text{ A}$ sinken. Um eine Fehlerlokalisierung zu ermöglichen, wird der über AC/DC1 und DC/DC 3 zugeführte Strom zur Fehlerlokalisierung auf den Bemessungsstrom

$I_{MVDC1} = I_{n,AC/DC}$ und $I_{MVDC3} = I_{n,DC/DC}$ geregelt. Da an DC/DC 3 eine PV-Anlage angeschlossen ist, entspricht der Kurzschlussstrom dem Bemessungsstrom. Auf der Niederspannungsseite lädt die PV-Anlage die niederspannungsseitige Ausgangskapazität von DC/DC 3. Der Stromfluss I_{LVDC3} sinkt somit zunehmend. Der Verbraucher sollte während die Mittelspannungsseite stromlos ist weiterhin versorgt werden. Dies kann durch die niederspannungsseitige Ausgangskapazität oder durch einen externen Speicher erfolgen. Der fehlerbehaftete Abschnitt auf der Mittelspannungsseite wird durch Trenner oder AC-Leistungsschalter isoliert. Im Anschluss wird der Normalbetrieb wiederhergestellt. Nun wird der Verbraucher nur über das AC-Netz versorgt.

Fall b) betrachtet ebenfalls einen Fehler auf der MS-Seite des DC-Netzes. Dieser befindet sich jedoch am Strang zu einem Verbraucher, nicht zu einer Erzeugungsanlage. Tritt ein Fehler auf, kommt es erneut bis zur Detektion des Fehlers zu einem schnellen Stromanstieg. Das Verhalten der Konverter AC/DC 1, DC/DC 2 und DC/DC 3 auf der Mittelspannungsseite bei Fehlereintritt gleicht dem von Fall a). Da der Verbraucher nach der Fehlerklärung vom Netz getrennt ist, kommt es zur Umkehr des Lastflusses über AC/DC 1. Dies stellt eine starke Beanspruchung des AC-Netzes bezüglich dessen Stabilität dar. Im Zuge dessen sollte näher untersucht werden, ob sich in diesem Fall AC/DC 1 vom Netz trennen sollte.

Während aller dargestellten Fehlerfälle sollte der AC/DC-Konverter eine Spannungsstützung des AC-Netzes gewährleisten. Zusammengefasst lässt sich für die Fehlerzenarien folgendes Verhalten der Konverter ableiten:

- Tritt ein Fehler auf der MSDC-Seite auf, soll am fehlerseitigen Ausgang der Strom auf $I_{DC} = 0 \text{ A}$ geregelt werden.
- Verbraucher auf der NS-Seite sollten während des Fehlervorgangs weiterhin versorgt werden.
- Der AC/DC-Konverter muss einen bidirektionalen Leistungsfluss gewährleisten.
- Während eines DC-seitigen Fehlers sollte der AC/DC-Konverter eine Spannungsstützung des AC-Netzes gewährleisten.
- Der gesamte Vorgang sollte analog zur für AC-Netze geltenden Norm VDE-AR-N-4110 [4] nicht länger als $t = 150 \text{ ms}$ dauern.

6. Danksagung

Gefördert durch die Bundesrepublik Deutschland. Zuwendungsgeber: Bundesministerium für Wirtschaft und Energie aufgrund eines Beschlusses des Deutschen Bundestages. Förderkennzeichen: 03EI6027A

Literatur

- [1] Hvdc circuit breakers - entso-e. <https://www.entsoe.eu/Technopedia/techsheets/hvdc-circuit-breakers/>. 14. März 2024.
- [2] International Council on Large Electric Systems. Medium voltage dc distribution systems. Technical brochure / cigre 875, CIGRE, Paris, France, 2022.
- [3] Navid Bayati, Amin Hajizadeh, and Mohsen Soltani. Protection in dc microgrids: A comparative review. *IET Smart Grid*, 1(3):66–75, October 2018.
- [4] VDE Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e. V. VDE-AR-N 4110 Technische Regeln für den Anschluss von Kundenanlagen an das Mittelspannungsnetz und deren Betrieb (TAR Mittelspannung), September 2023.
- [5] VDE Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e. V. VDE-AR-N 4120 Technische Regeln für den Anschluss von Kundenanlagen an das Hochspannungsnetz und deren Betrieb (TAR Hochspannung), November 2018.
- [6] Haoyuan Weng, Jinghang Li, Keyan Shi, Min Chen, Philip T. Krein, and Dehong Xu. A dc solid-state transformer with dc fault ride-through capability. *IEEE Journal of Emerging and Selected Topics in Power Electronics*, 10(4):3617–30, August 2022.
- [7] Isik C. Kizilyalli, Z. John Shen, and Daniel W. Cunningham, editors. *Direct Current Fault Protection: Basic Concepts and Technology Advances*. Power Systems. Springer International Publishing, Cham, 2023.
- [8] Maziar Babaei, Jian Shi, and Sherif Abdelwahed. A survey on fault detection, isolation, and reconfiguration methods in electric ship power systems. *IEEE Access*, 6:9430–41, 2018.
- [9] Dionne Soto, Mike Sloderbeck, Harsha Ravindra, and Mischa Steurer. Advances to megawatt scale demonstrations of high speed fault clearing and power restoration

in breakerless mvdc shipboard power systems. In *2017 IEEE Electric Ship Technologies Symposium (ESTS)*, pages 312–15, Arlington, VA, USA, 2017. IEEE.

- [10] Viktor Hofmann. Hochnutzung leistungselektronischer stellglieder mit sonderfunktionen in der hochspannungsgleich-

stromübertragung, 2019.

- [11] Shenghui Cui and Seung-Ki Sul. A comprehensive dc short-circuit fault ride through strategy of hybrid modular multilevel converters (mmcs) for overhead line transmission. *IEEE Transactions on Power Electronics*, 31(11):7780–96, November 2016.

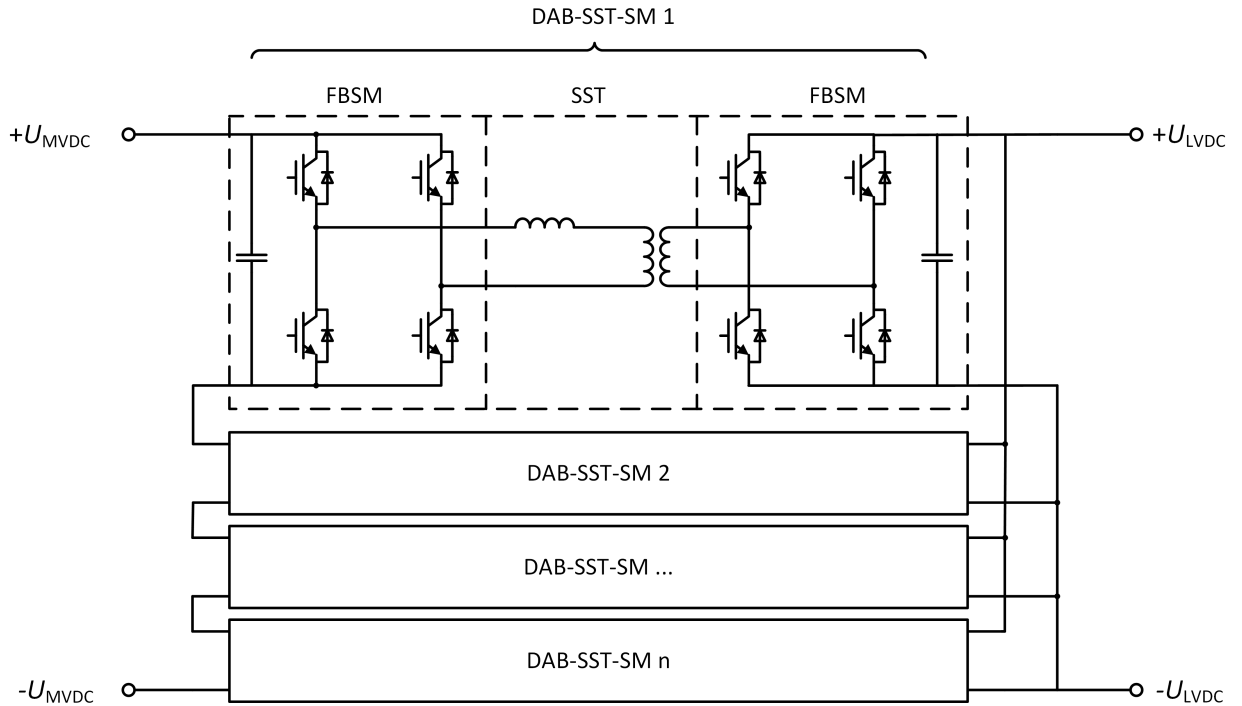


Abbildung 5: Aufbau eines DAB-SSTs [7]

SCHUTZKONZEPTE FÜR DC-NETZE IN DER NIEDERSPANNUNG

Stephan Rupp, Sebastian Brüske

Maschinenfabrik Reinhausen, Falkensteinstraße 8, 93059 Regensburg

Konverter nach dem heutigen Stand der Technik beeinflussen die Auslegung von DC-Netzen bezüglich des erreichbaren Spannungsniveaus. Sie übertragen auch die Kurzschlussleistung aus dem AC-Netz ins DC-Netz, was erheblichen Einfluss auf das Schutzkonzept hat. Hinzu kommen die Eingangskapazitäten der DC-Anlagen, die sich im Fehlerfall in den Kurzschluss entladen. Die Auslegung solcher Netze als TN-S oder IT-Konfiguration verlangt ein hohes Maß an Expertise, ebenso der Aufbau und die Inbetriebnahme. Künftige Konverter sind strombegrenzend und vom Spannungsniveau der Primärseite weitgehend unabhängig. Solche Konverter haben schutztechnisch eine Stromquellencharakteristik: Der Kurzschlussstrom entspricht dem Betriebsstrom. Neue Schaltelemente und neue Methoden zur Fehlererkennung ermöglichen das rasche Unterbrechen der Ströme. Mangels relevanter Induktivitäten im Gleichspannungsnetz ist das Unterbrechen der Ströme unkritisch. Der Beitrag gibt eine Übersicht über Schutzkonzepte heutiger und künftiger DC-Netze in der Niederspannung zusammen mit einem Überblick über den Stand der internationalen Standardisierung.

1. AC-Netze und DC-Netze

1.1. Netzarchitektur

Schutzkonzepte folgen den physikalischen Eigenschaften der Netze: Im Fehlerfall zählt die Regelstrecke, nicht der Regler.

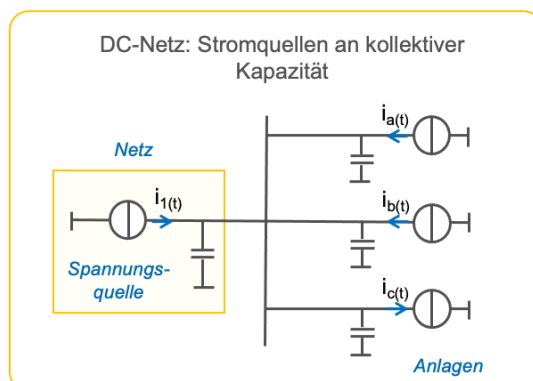
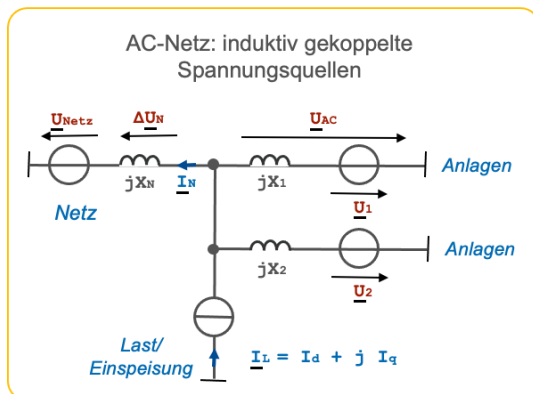


Abbildung 1: Vergleich AC-Netze und DC-Netze

Kraftwerke und Umrichter an einem AC-Netz repräsentieren induktiv gekoppelte Spannungsquellen, auch wenn Bezugsanlagen oder Einspeiseanlagen stromgeführt sind. DC-Netze repräsentieren gekoppelte Stromquellen, die

über die Anschlussleitungen an einem Kollektiv der Eingangskapazitäten betrieben werden, auch wenn einzelne Anlagen spannungsgeführt werden. Dieses Modell trifft wegen der kurzen Anschlussleitungen vor allem im Niederspannungsnetz zu.

Das Verhalten im Kurzschlussfall könnte nicht unterschiedlicher sein: Spannungsquellen liefern Kurzschlussströme, die nur durch die Impedanz der Anlagen und des Netzes begrenzt werden. Bei Stromquellen sind die Ströme auf die Bemessungsströme der Quellen begrenzt. Bei DC-Netzen entladen sich außerdem die Anlagenkapazitäten in den Fehler. Die Speisung eines DC-Netzes mit einer DC-Spannungsquelle ist ein äußerst kritischer Fall.

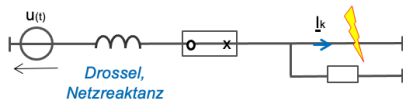
1.2. Strombegrenzung und Stromanstieg

Die unterschiedlichen physikalischen Eigenschaften der Netze zeigen sich im Verhalten bei Kurzschlüssen:

- Drosseln als serielle Induktivitäten begrenzen im AC-Netz Stromanstieg und Strom,
- Drosseln im Pfad eines DC-Netzes begrenzen nur den Stromanstieg, nicht den Strom ($di(t)/dt = U/L$).

Während der Schutz in einem AC-Netz auf begrenzten Kurzschlussströmen aufbaut, versagt dieser Ansatz in einem DC-Netz, selbst wenn Induktivitäten im Strompfad vorhanden sind: DC-Netze haben keine Bremse.

Als Konsequenz sind Schutzkonzepte aus dem AC-Netz nicht auf DC-Netze übertragbar: Mit einer DC-Spannungsquelle gibt es keinen begrenzten Kurzschlussstrom.



DC-Netze haben keine Bremse!

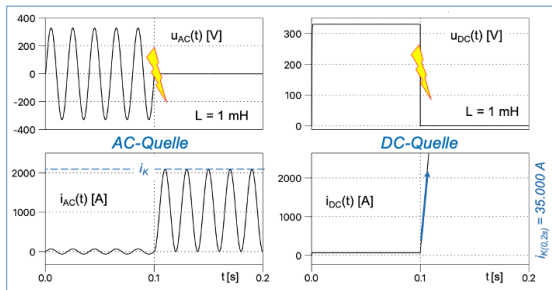


Abbildung 2: Vergleich AC-Netze und DC-Netze

In einem Niederspannungsnetz beschränken sich die seriellen Induktivitäten auf die Leitungsinduktivitäten und haben daher keinen nennenswerten Effekt. Hinzu kommt die Entladung der Anlagenkapazitäten.

1.3. Netzformen

Abgesehen von den physikalischen Eigenschaften der Anlagen und Quellen lassen sich AC-Netze und DC-Netze vergleichbar realisieren.

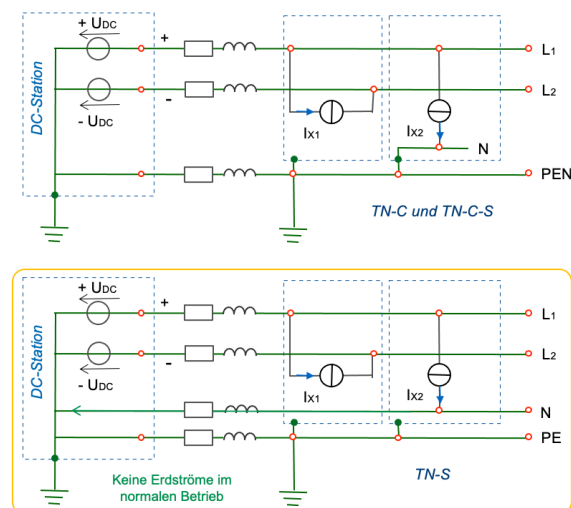


Abbildung 3: Netzformen für DC-Netze

Die in der Niederspannung übliche Form der AC-Netze sind Vierleitersysteme bestehend aus drei Phasen und einem kombinierten Schutz- und Neutralleiter. Im Haushalt oder in der Industrieanlage wird ein separater Neutralleiter abgetrennt als Strompfad für unsymmetrische Verbraucher. Bild 3 zeigt den Aufbau.

Diese Netzform ist bei DC-Netzen problematisch, da der Strompfad über den Neutralleiter

bei guter Erdung den Weg über die Erdung führen kann. Erdströme bei DC-Netzen sind wegen der Korrosion an Gebäuden in Stahlbeton-Bauweise unbedingt zu vermeiden. Daher muss für unsymmetrische Verbraucher bei DC-Netzen ein separater Neutralleiter mitgeführt werden, so dass Erdströme nur für kurze Zeit im Fehlerfall auftreten können.

Die zugehörige Netzform ist TN-S und durchaus vergleichbar mit dem AC-Netz, wobei allerdings ein Leiter (L3) fehlt: Bei DC-Netzen gibt es zwei Phasen (Plus und Minus), einen Neutralleiter (als Mittelpunkt), sowie den Schutzleiter. Diese bei AC verbreitete Netzform eignet sich besonders für Verteilnetze.

Alternativ zu TN-S sind isolierte Netze (IT-Netze) in Gebrauch. Diese bieten einen hohen Schutz bei Einzelfehlern, stellen jedoch hohe Ansprüche an die Fehlerüberwachung, erschweren die Fehlerortung und bergen bei mehrfachen Fehlern fatale Risiken.

1.4. Berührungsschutz

Bei Isolationsfehlern können bei Berührung leitender Teile bis zur Auslösung des Fehlerstromschutzes Ströme und den Körper fließen.

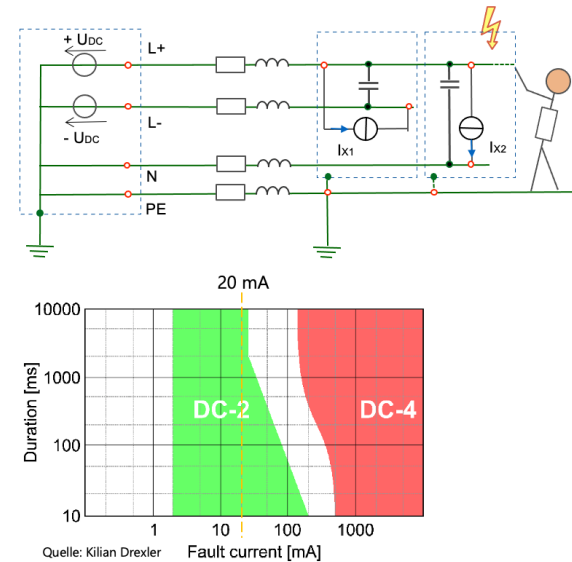


Abbildung 4: Berührungsschutz mit Anlagenkapazität

Das Szenario ist identisch mit AC-Netzen, wird jedoch verschärft durch die Ströme der Anlagenkapazitäten, die sich ebenfalls in den Fehler entladen. Hier werden rasch kritische Werte erreicht: Wenn das Netz mit einer Spannung von 750 V betrieben wird und man für den Körperwiderstand 1 kΩ annimmt, wäre der Fehlerstrom 750 mA. Dieser Wert liegt an der Grenze des gefährlichen Bereichs (rot in Bild 4) und darf nur für sehr kurze Zeit fließen.

Der grüne Bereich gilt als harmlos. Wenn die Anlagenkapazität 1 mF beträgt, errechnet sich eine Zeitkonstante $RC = 1\text{ s}$: Bereits der Fehlerstrom einer einzigen Anlage ist zu groß. Bei mehreren Anlagen am Netz muss man mit dem Vielfachen dieses Stroms rechnen.

Für den Berührungsschutz sind somit besondere Maßnahmen erforderlich. Jedoch ist ein Berührungsschutz nicht in allen Fällen gefordert: Kabel von einem Verteiler zu Ladestationen (bzw. Batterien oder PV-Anlagen) lassen sich beispielsweise unzugänglich verlegen. Das Ladekabel zu Fahrzeug ist hiervon galvanisch getrennt.

2. Verhalten bei Fehlern

Eine DC-Verteilung soll mit Hilfe eines AC/DC-Konverters an das Netz angebunden werden. Bild 5 zeigt ein einfaches Szenario.

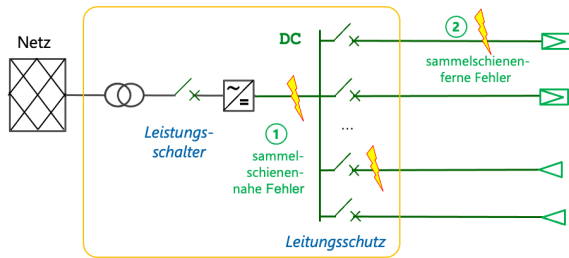


Abbildung 5: Fehlerszenario

In der DC-Verteilung sollen sammelschiennaher Fehler und sammelschienerfer Fehler betrachtet werden. Bei Letzteren liegen Fehler in einem Abgang der DC-Sammelschiene vor. Ziel ist dort die selektive Abschaltung des defekten Abgangs, so dass der Betrieb der übrigen Verteilung fortgesetzt werden kann.

2.1. Einsatz konventioneller Konverter

Konventionelle Niederspannungs-Konverter arbeiten wie Gleichrichter und besitzen Freilaufdioden in den Transistorzweigen.

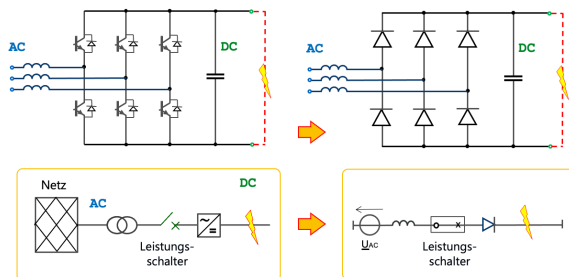


Abbildung 6: Fehlermodell konventioneller Konverter

Wie in Bild 6 dargestellt, dringt über diese bei Fehlern auf der DC-Seite die AC-Kurzschluss-

leistung durch den Konverter: Er repräsentiert eine Spannungsquelle im DC-Netz.

Der Strom als gleichgerichteter AC-Strom bleibt durch die Reaktanz im AC-Netz begrenzt. Allerdings besitzt der Gleichstrom keinen Null-durchgang und wäre durch einen DC-Leistungsschalter sehr schwer zu unterbrechen. Für sammelschiennaher Fehler ist es daher naheliegender, den Schutz dem AC-Leistungsschalter zu überlassen.

Bei sammelschienerfer Fehlern begrenzt die Leitungsimpedanz den Fehlerstrom. Ziel ist es hier, den Fehler selektiv zu trennen.



Abbildung 7: Sammelschienerfer Fehler

Damit dies gelingt, muss der Leitungsschutz früher auslösen als der AC-Leistungsschalter. Da die Kurzschlussströme je nach Fehlerort groß bleiben, ist weder das Abschalten des Fehlers noch die Auslegung des Schutzes eine leichte Aufgabe.

2.2. Einsatz strombegrenzender Konverter

Zwar besitzen auch strombegrenzende Konverter Freilaufdioden, doch stellen diese im Fehlerfall keinen Strompfad bereit. Bild 8 zeigt den Aufbau solcher Konverter.

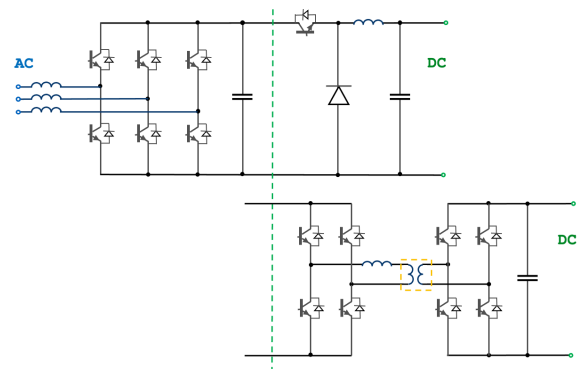


Abbildung 8: Aufbau strombegrenzender Konverter

Konverter mit Mittelfrequenztransformatoren (Transformatoren, die mit Schaltfrequenzen im Bereich von 10 bis 100 kHz betrieben werden) bieten außerdem die Möglichkeit der galvanischen Trennung, sowie der Transformation unterschiedlicher Spannungsniveaus (AC/DC oder DC/DC).

Bild 9 zeigt den Einsatz und die Fehlermodelle der Konverter. Als Regelstrecke und im Kurzschlussfall repräsentieren solche Konverter

Stromquellen im DC-Netz. Die Freilaufdioden bieten nun keinen Pfad mehr ins AC-Netz. Als Regelstrecke lassen sich Stromquellen auch spannungsgeführt betreiben: Die gewünschte Spannung stellt sich als Füllstand der Anlagenkapazität ein. Dennoch bleibt im Fehlerfall die Charakteristik der Stromquelle erhalten.

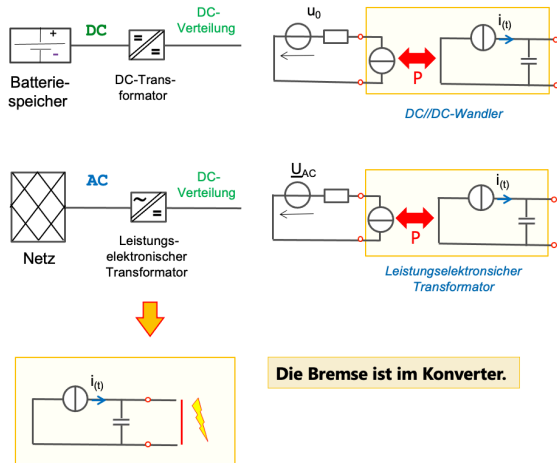


Abbildung 9: Einsatz strombegrenzender Konverter

Im Fehlerfall fließt beim Kurzschluss einer Stromquelle der Bemessungsstrom. Außerdem entlädt sich die Anlagenkapazität in den Kurzschluss. Auf diese Weise verfügen DC-Netze über eine Strombegrenzung: Die Bremse befindet sich im Konverter.

3. Schutzzonen

Wegen der je nach Art der Konverter sehr unterschiedlichen Anforderungen bietet es sich an, unterschiedliche Schutzzonen zu definieren. Die Schutzzonen bemessen sich auch nach den möglichen Reaktionszeiten zur Fehlertrennung, und somit der Fehlerenergie. Bild 10 zeigt eine Übersicht, die sich an den Definitionen der Current-OS-Stiftung orientiert [2].

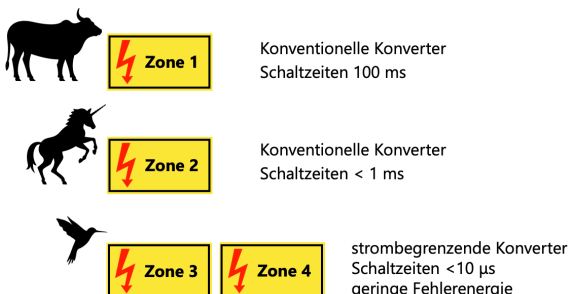


Abbildung 10: Schutzzonen im DC-Netz

3.1. Zonen 1 und 2

Zone 1 orientiert sich am Stand der AC-Technik: Fehler werden durch mechanische Schalter getrennt, z.B. den AC-Leistungsschalter. Solche

Netze werden als individuelle Projekte realisiert. Sie benötigen einen hohen Planungsaufwand und sind schwer zu reproduzieren oder zu erweitern. Als Schutz werden entweder TN-S Netzformen oder IT-Netze mit permanenter Überwachung verwendet.

In Zone 2 kommen hybride Schalter und Halbleiterschalter zum Einsatz [1]. Als Leitungsschutz gelingt hiermit eine selektive Auslösung. Jedoch bleibt der Planungsaufwand hoch und die Projekte bleiben individuell. Bis auf die reduzierte Fehlerenergie sind die Konzepte vergleichbar mit Zone 1. Ein Probleme bleibt die grundsätzlich im DC-Netz fehlende Strombegrenzung und die hiermit verbundene hohe Fehlerenergie durch die Schaltzeiten.

3.2. Zonen 3 und 4

Strombegrenzende Konverter finden sich in den Zonen 3 und 4. Hierbei stellt Zone 4 eine Einschränkung der Zone 3 dar: Zone 3 erlaubt mehrere Spannungsquellen im DC-Netz, Zone 4 beschränkt sich auf eine Spannungsquelle.

Wegen der begrenzten Ströme und geringen Fehlerenergie gelingt der Aufbau solcher Netze mit reduziertem Aufwand: Sammelschienen müssen auf die Bemessungsströme = Kurzschlussströme ausgelegt werden. Leistungsschalter werden keine benötigt, da der Kurzschlussstrom nicht wesentlich höher als der Bemessungsstrom ausfällt: es genügen Lasttrennschalter.

Ziel sind standardisierbare DC-Netze, die für Techniker und Ingenieure allgemein zugänglich sind, die sich für Verteilnetze eignen, und die ohne Nachberechnungen erweiterbar sind. Mit anderen Worten sollen DC-Verteiler nicht schwieriger aufzubauen sein als AC-Verteiler in der Niederspannung. Die Verteilung kann als TN-S Netz realisiert werden. Möglicherweise gelingt der Aufbau sogar einfacher als in der AC-Verteilung, wenn sich ein Teil der Schutzfunktionen in die Geräte integrieren lassen.

Die Fehlerbilder zu den Fehlerszenarien in einem Netz der Zonen 3 und 4 unterscheiden sich deutlich von denen der Zonen 1 und 2. Bild 11 zeigt eine Übersicht.

Die in Bild 11 dargestellten Stromrichtungen der Anlagen kennzeichnen den regulären Betrieb der Anlagen: Bis auf Anlage B, die eine Einspeisung darstellt (z.B. eine PV-Anlage oder einen Batteriespeicher), sind alle Anlagen

Bezugsanlagen (z.B. Ladestationen oder ein Batteriespeicher).

Für einen sammelschienennahen Fehler kann die Auslösung an der speisenden Spannungsquelle erfolgen. An dieser Stelle genügt ein Lasttrennschalter. Solche Schalter sind heute bereits verfügbar für Bemessungsströme bis zu 1600 A. Bei Fehlern in den Abgängen ist eine selektive Abschaltung durch den Leitungsschutz erwünscht.

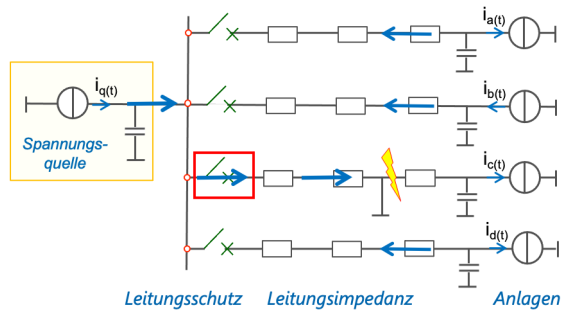


Abbildung 11: Fehlerszenarien in Zone 4

Im Fehlerfall entladen sich alle Anlagenkapazitäten in den Fehler, unabhängig von der regulären Stromrichtung. Daher ist das Fehlerbild an jedem Abgang der Sammelschiene anders: Auch bei Bezugsanlagen ergeben sich nun Ströme zur Sammelschiene hin. Im betroffenen Abgang steigt der Strom deutlich über den Bemessungsstrom des Abgangs. Zusammen mit dem Spannungseinbruch als Indikator lässt sich der Leitungsschutz auslösen. Hierzu genügt ein Lasttrennschalter.

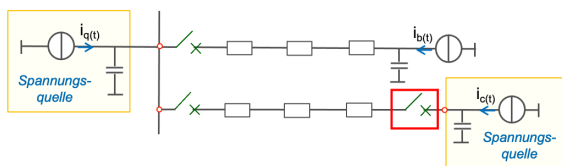


Abbildung 12: Fehlerszenarien in Zone 3

Zone 3 kann mehrere Spannungsquellen enthalten und ist daher bzgl. des Schutzes anspruchsvoller. Hier sind Lasttrennschalter an jeder Spannungsquelle erforderlich, die die Versorgung bei Fehlern in der Leitung unterbrechen. Die Auslösung kann auf Basis des Spannungseinbruchs und der Fehlerströme erfolgen.

3.3. Fehlerklärung

Die Fehlerklärung ist abhängig von den technischen Möglichkeiten in den Schutzzonen. In den Zonen 1 und 2 sind die Methoden der Fehlerklärung strombasiert:

- Auslösen des AC-Leistungsschalters bei sammelschienennahen Fehlern.
- Auslösen des Leitungsschutzes bei Fehlern in Abgängen,

Für eine selektive Abschaltung des defekten Abgangs muss die Auslösung des Leitungsschutzes schneller erfolgen als die des Leistungsschalters. Da die Ströme gleichgerichtete AC-Kurzschlussströme sind, ist hierfür ein Leistungsschalter erforderlich, der als hybrider Schalter oder leistungselektronischer Schalter ausgeführt ist. Als Reserveschutz der Anlagen lassen sich schnelle Sicherungen verwenden.

In den Zonen 3 und 4 genügen für den Leitungsschutz Lastschalter bzw. Lasttrennschalter. Deren Auslegung erfolgt an allen Abgängen gemäß der Bemessungsströme. Die Methoden der Fehlerklärung basieren auf den Fehlerbildern und der Netztopologie. In einer Baumstruktur bzw. radialen Struktur (sowie in einer Ringstruktur) ist ein Fehler mit einem Spannungseinbruch im Netz verbunden. Der Spannungseinbruch breitet sich ausgehend vom Fehlerort aus.

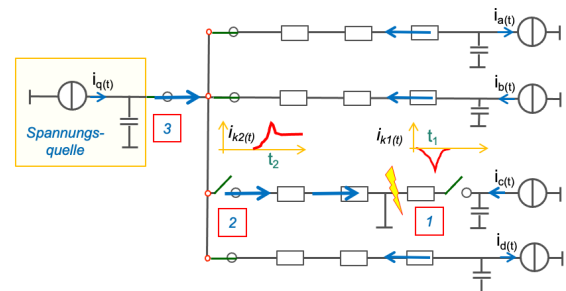


Abbildung 13: Fehlerausbreitung im Netz

Die Fehlerströme im Netz sind charakteristisch für die Lage des Fehlers im Netz: Für eine Bezugsanlage in Fehlernähe ergeben sich durch die Entladung der Anlagenkapazität hohe Stromgradienten entgegen der Lastflussrichtung. In Kombination mit dem Spannungseinbruch löst der Anlagenschutz aus (Referenzpunkt [1] in Bild 13).

Auch die Fehlerströme breiten sich ausgehend vom Fehlerort aus. Für die nicht betroffenen Abgänge bleiben die Ströme gering. Für den betroffenen Leitungsabschnitt ergeben sich nach einer Laufzeit hohe Fehlerströme, die durch die Entladung der Anlagenkapazitäten und durch die Einspeisung getrieben werden: Der Leitungsschutz im betroffenen Abschnitt löst aus (Referenzpunkt [2] in Bild 13). Hierdurch ist der defekte Abgang vom Netz getrennt.

Der Leitungsschutz der speisenden Spannungsquelle (Referenzpunkt [3] in Bild 13) spricht für größere Fehlerströme an, wie sie bei einem sammelschienennahen Fehler auftreten würden, und greift erst ein, wenn der Leitungsschutz im defekten Abschnitt versagt.

In allen Fällen basiert die Fehlererkennung auf der Kombination von Spannung und Strom. Wegen der strombegrenzenden Konverter genügt der Strom als einziges Fehlermerkmal nicht. Auf diese Weise entspricht die Fehlerklärung eher dem Distanzschutz in AC-Netzen: Dort wird aus dem Verhältnis der gemessenen Spannung zum Strom auf die Fehlerimpedanz und somit die Entfernung zum Fehlerort geschlossen. Die Auslösung erfolgt gestaffelt nach der Impedanz und somit abhängig von der Entfernung zum Fehlerort.

In den Zonen 3 und 4 ermöglichen die schnellen Reaktionszeiten der Schalter eine natürliche Selektivität abhängig von der Entfernung vom Fehlerort: Das Schutzgerät, das den Fehler zuerst bemerkt, reagiert zuerst. Dieser Mechanismus bietet in Baumstrukturen und Ringstrukturen einen wirksamen Schutz auf Basis der physikalischen Fehlerausbreitung, ohne dass die Schutzgeräte hierfür eigens parametrisiert werden müssen.

Die Qualität der Fehlererkennung ist im Vergleich zu einem satten Kurzschluss in einem AC-Netz (mit zehnfachen bis zwanzigfachen Kurzschlussströmen im Verhältnis zum Bemessungsstrom) allerdings schlechter: Die Interpretation der Spannungseinbrüche, Ströme und Stromgradienten ist anfälliger für Fehlinterpretationen und somit für falsche Alarmer (falsch positive und somit unnötige Auslösungen).

Allerdings bieten Methoden der Mustererkennung für Fehlerbilder inzwischen auch bessere Möglichkeiten für zutreffende Fehlerinterpretationen. Die Untersuchung der Fehlerbilder im Netz und die Ableitung zutreffender Fehlercharakteristiken sind Gegenstand weiterer Untersuchung in Forschungsprojekten und Pilotinstallationen.

3.4. Entwicklungsprojekte

Ein offensichtlicher Nachteil der bisher beschriebenen Methoden ist die Entladung der Anlagenkapazitäten in den Kurzschluss. Dieser ist auch bei Forderung eines Berührungsschutzes kritisch. Andererseits lassen sich Anlagen wegen ihrer Eingangskapazitäten auch

nicht per Schalter direkt mit dem Netz verbinden, sobald die Spannung im normalen Bereich ist: Hohe Ladeströme wären mit hohen Stromgradienten verbunden und somit von Fehlern schwer zu unterscheiden.

Vorladen und Anlagenschutz lassen sich miteinander verbinden: Ein Vorschaltgerät übernimmt die Schnittstelle zur Anlage. Bild 14 zeigt ein solches Gerät, das im Förderprojekt ENSURE für ein DC-Verteilnetz als Funktionsmuster entwickelt wird [3].

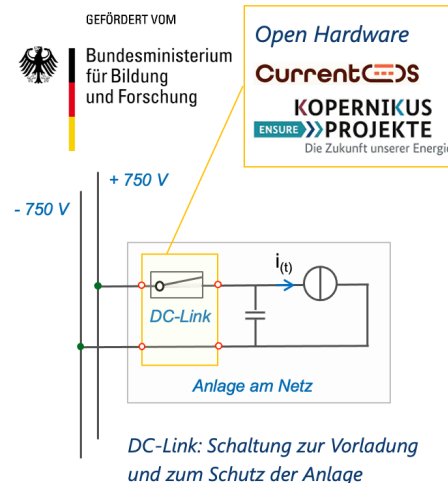


Abbildung 14: Vorladen mit integrierter Schutzfunktion

Geplant ist die Publikation als Open-Hardware-Projekt. Die DC-Verteilung bleibt mit einer symmetrischen Spannung von ± 750 V in der Niederspannung. Als Anlagenleistung sind 150 kW vorgesehen, somit ein Bemessungsstrom von 100 A im Leitungsabgang.

Das Vorschaltgerät soll in der Lage sein, auch den Kondensatorstrom im Fehlerfall zu unterbrechen. Somit liefern Bezugsanlagen und Einspeisungen im Fehlerfall keinen nennenswerten Strombeitrag mehr: der Schutz der Anlage ist im Gerät integriert. Gleichzeitig realisiert das Vorschaltgerät alle Funktionen, die gemäß der Spezifikation zum Anschluss der Anlage an das DC-Netz benötigt werden, hierunter die Vorladung der Eingangskapazität.

Im oben genannten Förderprojekt ENSURE ist auch der Aufbau eines Demonstrators für ein DC-Verteilnetz in der Niederspannung vorgesehen (ein sogenannten LVDC-Microgrid). Das Netz soll durch eine DC-Station direkt von einem AC-Mittelspannungsanschluss mit bis zu 20 kV gespeist werden. Hierzu wird ein strombegrenzender Konverter als Funktionsmuster eines AC/DC-Transformators aufgebaut [4].

Dieser Konverter benötigt keinen konventionellen 50 Hz-Transformator mehr: er enthält Mittelfrequenztransformatoren zur galvanischen Trennung. Die Transformation der Spannung kommt durch die serielle bzw. parallele Verschaltung der Konverterzellen zustande.

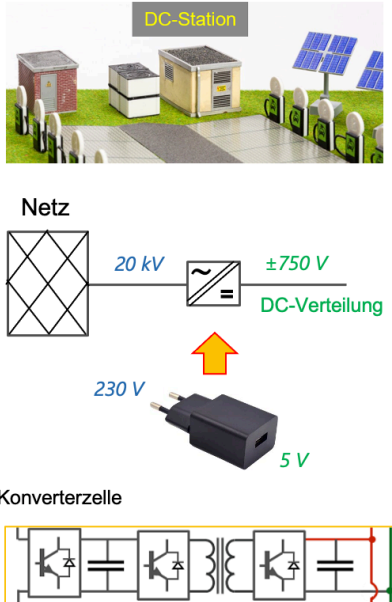


Abbildung 15: Aufbau einer DC-Station

Solche Konverter sind noch nicht Stand der Technik, folgen jedoch dem Prinzip der bekannten USB-Ladegeräte: Dort werden keine 50 Hz-Transformatoren mehr in Kombination mit Brückengleichrichtern eingesetzt, sondern Mittelfrequenztransformatoren.

Das DC-Verteilnetz einer solchen DC-Station soll der direkten Anbindung von PV-Anlagen, Batteriespeichern, Ladestationen und Fertigungsmaschinen dienen, ohne den Umweg über AC/DC-Konverter und den hiermit verbundenen Verlusten und Komplikationen bzgl. des Schutzes. Wegen der höheren Spannung ermöglicht die DC-Verteilung einen geringeren Kabelquerschnitt und geringere Kabelverluste.

4. Standardisierung

Die Standardisierung findet in den internationalen Gremien und Arbeitsgruppen statt. Im Zusammenhang mit DC-Netzen in der Niederspannung wären folgende Standards und Arbeitsgruppen zu nennen:

- Grenzwerte für Fehlerströme bei Berührung: IEC 60479-1 (bzw. IEC 60479-1 -2 für Elektroschocks < 10 ms)
- IEC TR 63282 Normspannungen (TC8, JWG 9, Basis für IEC60038)

- IEC TS 63354: Guideline for the Planning and Design of the Decentralized Direct Current Distribution Systems
- IEC 60364-8-82 (Interlink Konverter für DC-Netze, SC22E WG12, und bidirectional grid connected power converter, SC22E WG8)
- CIGRE TOR-WG B4.91: Power electronics-based transformer technology, design, grid integration and services provision to the distribution grid
- CIRED WG-2021: DC-Verteilnetze in der Niederspannung und Mittelspannung

Im Vorfeld der Standardisierung erfolgen wesentliche Vorarbeiten in Industriekonsortien. Hier wird durch die Realisierung konkreter Projekte eine industrielle Praxis geschaffen.

- OpenDC Alliance: DC-Netze in der Industrie,
- Current OS Foundation: Spezifikation der relevanten Systemschnittstellen für kompatible DC-Produkte,
- FEN: Der Forschungscampus der RWTH bringt Hochschulen und Industriepartner zusammen und beteiligt sich an internationalen Forschungsprojekten mit Schwerpunkt DC. Unter anderem erfolgen dort Untersuchungen zum schnellen Abschalten von Kapazitäten [5]

Danksagungen

Die Autoren bedanken sich für die die Förderung durch das Bundesministerium für Bildung und Forschung (BMBF) im Rahmen des Kopernikus-Projekts ENSURE 'Neue ENergienetzstrukturen für die deutsche Energiewende'. Wir danken auch unseren Kooperationspartnern.

Literatur

- [1] Open DC-Alliance, concepts for industrial DC applications, <https://odca.zvei.org>
- [2] Current OS-Foundation, System Requirement Specification, Edition 2.0, 2024
- [3] Kopernikus-Projekt ENSURE des BMBF, <https://www.kopernikus-projekte.de/projekte/ensure>, accessed on 08/21/2023
- [4] S. Brueske et al. Power-electronics-based distribution – flexible solutions tailored to the grid site. *Elektrotech. Inftech.* 140, 634–644 (2023). <https://doi.org/10.1007/s00502-023-01192-8>
- [5] Jan Mathé, DC Protection - Switchable DC-Link Capacitors, [Vortrag am FEN](#), 2024

AC VERSUS DC NETWORKS – CONTROL AND STABILITY THROUGH MODELLING

Josh Schipper*

*Electric Power Engineering Centre (EPECentre), University of Canterbury,
Christchurch, New Zealand*

Radnya Mukhedkar

EPECentre, University of Canterbury, Christchurch, New Zealand

A comparison of AC and DC networks primarily in the context of control and stability is undertaken here. The comparison starts with first principles of power system modelling, which leads to the identification of the main limitations in power system operation in AC and DC networks. The possibility for a large range of control approaches is identified. This paper provides preliminary understanding of operation for DC networks, including DC distribution networks.

1. Introduction

Stability has historically been the concern of large AC transmission grids to ensure secure and reliable transport of electricity. The increasing adoption of DC distribution systems is challenging this assumption, as more stability issues may occur closer to the grid edge. This paper seeks to improve the understanding of DC stability issues within the better known framework of AC stability.

The comparison starts with modelling requirements in Section 2 for transient stability analysis of AC networks, and its comparable analysis for DC networks. Section 3 explains stable behaviour. The principle of feedback between output and input is explicitly stated in Section 4. Section 5 explains how synchronisation limits the transfer capacity of AC networks, and the advantage offered by synchronisation in real power control. Section 6 compares power and voltage control between the two types of networks. Lastly, stability analysis is summarized to encourage improvement to methods of understanding stability problems.

2. Modelling and System Representation

Accurate power system modelling of transient phenomena is essential to predict system stability. Models should be of sufficient detail to characterise the main causes of instability, but not too detailed to reduce simulation complexity. The level of modelling detail required for AC and DC grids is the first cause for difference between these networks. This difference is explained by analysing the simplification of transmission lines for transient studies, which is achieved after defining state models.

State models are a standard representation of differential and algebraic equations:

$$\dot{x} = f(x, w, u) \quad (1a)$$

$$0 = g(x, w, u) \quad (1b)$$

$$y = h(x, w, u) \quad (1c)$$

A state model can have multiple inputs $u(t) \in \mathbb{R}^N$, which for a network could be the current injection into each node. For the later purposes of control theory, the number of outputs is equal to the number of inputs $y(t) \in \mathbb{R}^N$, which for an electrical network could be the nodal voltages. Internal to the state model are two types of state variables, the differential state variable $x(t) \in \mathbb{R}^M$, and the algebraic state variable $w(t) \in \mathbb{R}^P$. For example, the former can be the current in an inductor, whereas the latter could be an AC voltage phasor. The model is characterised by the functions:

$$f: \mathbb{R}^M \times \mathbb{R}^P \times \mathbb{R}^N \rightarrow \mathbb{R}^M \quad (2a)$$

$$g: \mathbb{R}^M \times \mathbb{R}^P \times \mathbb{R}^N \rightarrow \mathbb{R}^P \quad (2b)$$

$$h: \mathbb{R}^M \times \mathbb{R}^P \times \mathbb{R}^N \rightarrow \mathbb{R}^N \quad (2c)$$

Equations (1) and (2) assume all variables are real and vary with time. This requirement is relaxed for AC network phasors that are complex variables.

The advantage of the state model representation is the ease at which two or more smaller state models can be joined together to create a larger state model, where the output of one state model can be the input of another and vice versa. Therefore, to facilitate the description of multiple different state models, a superscript notation in curved brackets is used:

$$S^{(i)} = (u^{(i)}, w^{(i)}, x^{(i)}, y^{(i)}, f^{(i)}, g^{(i)}, h^{(i)}) \quad (3)$$

where a state model $S^{(i)}$ is a tuple of the variables and functions with an index i to identify the particular state model. The state model that encompasses the connected network of passive electrical components in an AC network is given the index $i = \text{PAC}$; likewise, the equivalent DC network is given the index $i = \text{PDC}$. A power system may have multiple such passive networks connected through active components. Passive components loosely includes resistors, reactors, capacitors, transformers and transmission lines, which are distinguished from the active generators and converters. These definitions lead to the first difference between AC and DC networks.

Difference 1: $S^{(\text{PAC})}$ is typically a **non-dynamic state model**, i.e. x and f are not present in $S^{(\text{PAC})}$ when voltage and current are presented as time varying phasors. $S^{(\text{PDC})}$ is a **dynamic state model**.

Time varying phasors, e.g. for voltage $\tilde{v}(t) \in \mathbb{C}$, are related to the instantaneous quantity, $v(t) \in \mathbb{R}$, by a transformation: $v(t) = \Re\{\sqrt{2}\tilde{v}(t)e^{j\omega_0 t}\}$ where ω_0 is the fundamental frequency of the AC network. The reasoning applied to phasors equally applies to the dq0-transformation of three-phase systems.

The description of the $S^{(\text{PAC})}$ as non-dynamic is consistent with network representation in the equal area criteria. For known voltages at the terminal of the synchronous generator, the current and power transfer through the transmission line is treated as instantaneous. For the equal area criterion, it is the rotational speed of the synchronous generator that is dynamic, which is contained in a separate state model outside of $S^{(\text{PAC})}$.

For $S^{(\text{PDC})}$, converters act quickly to inject current into the DC electrical network to ensure a stable voltage and power transfer. Therefore, with the faster control actions, the dynamics of the DC network become important.

The justification of *Difference 1* can be further refined, but is of more value to explore the implications. *Difference 1* implies a different understanding in the flow of electrical power in each network. For $S^{(\text{PAC})}$, the total power injected into the network has to equal to the total power exported and the losses. Therefore, if a synchronous generator connected to $S^{(\text{PAC})}$ were to lose all mechanical torque imparted to the rotor, then at the time of loss, the electrical power flow into $S^{(\text{PAC})}$ at each node would not instantaneously change. A period of adjustment would begin to shift electrical power generation

to the remaining synchronous generators in proportion to their inertia, but the total power injected would remain the same during this initial period except for a small amount of damping from the connected loads and change in power loss.

In an alternative scenario with the loss of a synchronous generator, if its circuit-breaker connecting the synchronous generators to $S^{(\text{PAC})}$ were to open instantaneously, then the state model $S^{(\text{PAC})}$ is inadequate to describe the AC network voltages and currents until the power input and output are equal again. An electromagnetic transient simulation would be required to model this intervening period.

For $S^{(\text{PDC})}$, if a converter that is supplying power into the DC network were to lose its own source of power, then it can only supply power into $S^{(\text{PDC})}$ for as long as the energy stored within the converter will allow. Once this happens, then the total energy in $S^{(\text{PDC})}$ will start to decrease, which results in an overall reduction in voltages and currents in the network without response from other converters connected to $S^{(\text{PDC})}$. The above discussion is summarized in the second difference.

Difference 2: $S^{(\text{PAC})}$ while represented by time varying phasors cannot store energy, but can only transport and dissipate power. $S^{(\text{PDC})}$ can store and release energy.

3. Stable Operation

This section compares the nature of stable operation for AC and DC networks within a complete power system. A full state model of the complete power system can contain either $S^{(\text{PDC})}$, $S^{(\text{PAC})}$ or many of both, plus the state models of the converters, loads, generators, etc that connect to the electrical networks. It is only once the full state model is formed that stability of the entire power system can be analysed. The entire system is given the index $i = E$, i.e. $S^{(E)}$. The input variables of $S^{(E)}$, i.e. $\mathbf{u}^{(E)}$, represent variables of interest whose perturbation is of importance in assessing stability. The number of input variables does not have to equal the number of output variables. The output variables are generally irrelevant and can be omitted from $S^{(E)}$ along with $\mathbf{h}^{(E)}$.

Power system stability is the ability for a power system to remain in a stable operating condition once perturbed from a previously stable operating condition. Clearly, this description is a simplification of the types of power system stability characterised in [3], and

the formal definitions found in dynamic systems analysis [4]. However, the definition is sufficient for describing the first similarity between AC and DC networks.

Similarity 1: *When assessing transient stability for both $S^{(PDC)}$ and $S^{(PAC)}$ within the same or different state model $S^{(E)}$, the stable and viable operating conditions are asymptotically stable equilibrium points, which are constant solutions with respect to time for x and w in:*

$$0 = f^{(E)}(x, w, u) \quad (8a)$$

$$0 = g^{(E)}(x, w, u) \quad (8b)$$

for a predetermined constant perturbation u . Also, it is required that $S^{(PAC)}$ be represented by time varying voltage and current phasors.

The advantage of having stable operating conditions as solutions to (8) is that power system control can be described with steady-state objectives. For example, stable control of a synchronous generator achieves a constant rotor speed with constant voltage phasor angle, constant voltage magnitude, and power injection. However, the concept of stability in *Similarity 1* has important implications on limiting the modelling detail in (8) and does not cover all types of stability problems in power system analysis. These implications are summarized in the remainder of this section.

Firstly, the modelling of $S^{(E)}$ requires the functions $f^{(E)}$ and $g^{(E)}$ to be time-invariant, i.e. not to be direct functions of time, but indirectly through x, w and u . Also, the input perturbation u has to reach a steady state. Therefore, stability problems that consider power fluctuations in loads and variable renewable generation requires a different definition of stability.

Secondly, the time invariance of $f^{(E)}$ and $g^{(E)}$ requires the averaging of switching behaviour in converters, or any other devices with regular switching behaviour.

Lastly, if AC network quantities are modelled with instantaneous values instead of phasors, then the stable operating conditions are described as limit cycles instead of equilibrium points, as AC voltages and currents repeat in a sinusoidal cycles. Therefore, *Similarity 1* would be a difference with the instantaneous representation of AC quantities.

4. Primary Principle of Control

AC and DC networks, $S^{(PAC)}$ and $S^{(PDC)}$, are formulated so that the input u contains all current injections for each node in its respective network. Any power system component

connected to a network, such as a converter or generator, has its own state model with an output that is the input current injection for either $S^{(PAC)}$ or $S^{(PDC)}$. Also, the connected component has an input that is the node voltage, which is an output from the AC or DC network. Internal to each component is either a controlled current source or a controlled voltage source behind an impedance or resistance. Extended AC and DC network models are created to include either $S^{(PAC)}$ or $S^{(PDC)}$, respectively, and include the parts of the active component state models that contain the controlled voltage and current sources. The extended AC and DC network models are symbolically expressed by $S^{(PAC+)}$ and $S^{(PDC+)}$, where its inputs are the controlled values. For example, a synchronous generator can be modelled by a controlled voltage source behind a synchronous reactance as shown in Fig. 2 for $S^{(PAC+)}$.

Difference 3: *Extended DC networks for every controlled current or voltage source adds **one** input and **one** output to $S^{(PDC+)}$, while $S^{(PAC+)}$ expressed with time varying phasors has **two** inputs and **two** outputs for each controlled source.*

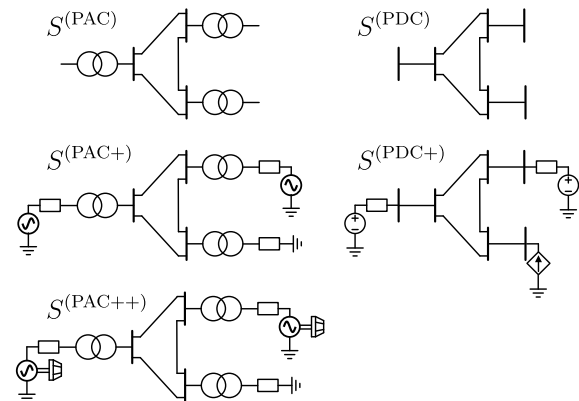


Figure 2: Power system components included in each type of AC and DC network state model.

There are two main implications that result from *Difference 3*. The first implication is common to both AC and DC networks. Because controlled inputs come from connected power system components outside of either $S^{(PAC)}$ or $S^{(PDC)}$, there will always be more state variables x and w than input u . Therefore, not every state variable can be controlled. Rather the input variables are to control the output variables.

The second implication is that the extended AC network is twice as complex as the extended DC network of the same topological size, as the extended AC network has twice as many input, state and output variables.

5. Synchronisation

In AC networks, the controlled voltage source of synchronous generators is further controlled by the excitation of the rotor winding and the position of the rotor in the moving reference frame, which rotates at the fundamental frequency ω_0 . For inductive AC networks with two or more synchronous generators connected together, the electrical power drawn from each generator adjusts to keep the rotational speed of each generator identical, while retaining a constant phase angle difference between generators to create the necessary voltage drop across network branches to transfer power from generation to load. There is a nature response to restore synchronisation amongst synchronous generators, which does not require control. Furthermore, the electrical power drawn by the generator, including losses, is close to the mechanical power supplied. If any mismatch between the input mechanical power and output electrical power (including losses) does occur, the difference is supplied by the kinetic energy stored in the rotor. The difference in power is common across all synchronous generators, because the rotors are synchronised, and the rotor speed across the whole AC network changes together as kinetic energy is stored and released. This leads to the fourth difference between AC and DC networks.

Difference 4: *The extended AC network including the inertial rotor dynamics of its synchronous generators, call this $S^{(PAC++)}$, has a common indication of the total power balance between the mechanical power supplied and the electrical power drawn in the derivative of voltage phase anywhere in the network. DC networks can only approximate a common indicator of power balance via external communication.*

Note, power balance for AC networks has to be extended from $S^{(PAC+)}$ to $S^{(PAC++)}$ to include the inertial response because AC networks by themselves cannot store energy for the purposes of transient stability analysis. Alternatively, DC networks in $S^{(PDC+)}$, the power balance directly affects the energy stored in the DC network.

DC networks do not have a common indicator of power balance in and out of the network because a voltage difference across branches is required to transfer power. However, an approximate common indicator can be communicated, but this is unnecessary, as a common indicator is not required for stability.

AC networks do not necessarily require synchronous generators as they can be formed from converters. The control of these converters can be divided into two categories: grid-forming (GFM) or grid-following (GFL) converters. GFL converters controls voltage magnitude and phase for its controllable voltage source in $S^{(PAC+)}$ to maintain constant real power transfer. Whereas, GFM converters keep voltage phase more fixed to support any power imbalance. GFM converters can have a fully fixed frequency and phase, but it is not recommended to have two or more such converters on the same network unless time is communicated from a central location, such as GPS, with a communicated phase difference amongst sources. Otherwise GFM converters can emulate a synchronous generator with virtual inertia and maintain synchronism through decentralised control.

A common indicator of power balance in AC networks is advantageous in providing a coordinated response without any additional communications infrastructure. However, there is a disadvantage that synchronisation creates, which is the next difference.

Difference 5: *For AC networks where synchronisation is required, power transfer can be constrained to limit the relative phase difference between synchronised sources. DC networks do not have these restrictions.*

The implication of Difference 5 is that DC networks can transfer power over much longer distances for the same power level, which is more important for the selection of HVDC over HVAC.

6. Control of Voltage and Power

Stable operating conditions are solutions to (8) according to *Similarity 1* for $S^{(E)}$. In a similar way, finding steady state solutions for $S^{(PAC++)}$ and $S^{(PDC+)}$ with $f^{(PAC++)} = 0$ and $f^{(PDC+)} = 0$, respectively, will provide the main philosophies for controlling each network. The controllers that link the input and output variables of $S^{(PAC++)}$ and $S^{(PDC+)}$ provide the remaining equations to solve the steady state problem.

Difference 6: *Typically for $S^{(PAC++)}$ there are two inputs that are often decoupled: the mechanical power, P_M , imparted to the synchronous generator rotor and the DC excitation voltage, V_{EX} . The mechanical power is linked to the output that is derivative of the rotor phase, i.e. frequency. The input excitation voltage is linked to either the output terminal voltage magnitude*

or output reactive power. Typically for $S^{(PDC+)}$, a controlled voltage source behind an impedance, has an input voltage that is linked to the output power injection.

Difference 6 only indicates the typical links between inputs and outputs. Alternatively, Power System Stabilizers can link excitation voltage with rotor phase and create a coupled control approach to improve rotor damping. Also, some links may not be obvious, as either inputs or outputs are predetermined, e.g. a generator may have a fixed generation, $P_M = 100$ MW. However, not everything can be predetermined, which leads to the second similarity.

Similarity 2: Not all input P_M for $S^{(PAC++)}$ can be predetermined when finding stable equilibrium points. Also, not all output power injections in $S^{(PDC+)}$ can be predetermined. This is because all networks have non-zero power losses that can only be calculated when solving the network equations. Also, in practice, loads are not exactly known and are always changing.

Furthermore, to *Similarity 2*, for $S^{(PAC++)}$ to have a common predetermined frequency, there has to be at least one source of mechanical power only specified by the network equations in $S^{(PAC++)}$. The connected components that provide this P_M are providing a frequency regulation service. Likewise, for $S^{(PDC+)}$ to have a connected component with predetermined voltage, there at least has to be one power injection only determined by the network equations of $S^{(PDC+)}$, which is usually the node with predetermined voltage.

Theoretically, the number of control approaches linking inputs and outputs of $S^{(PAC++)}$ and $S^{(PDC+)}$ is large. Simplicity dictates that linear relationships should be used as much as possible, such as a droop response between P_M and frequency, along with possible deadbands and control limits. Also, external communication infrastructure can allow for different levels of centralised control. Unfortunately, this paper does not have the space to discuss these options.

7. Power System Stability Analysis

Similarity 1 states that stable operating conditions are equilibrium points. However, not all equilibrium points are stable. Usually there is one equilibrium point that is stable and of interest, which minimises losses and voltage drop in the network. This section discusses the tools for analysing the stability of equilibrium points in AC and DC networks.

Small signal stability analysis based on Lyapunov's indirect method can determine the stability of equilibrium points for small perturbations from equilibrium. A linearization of (8) with respect to x and w is required, and can be simplified to give the linear system: $\dot{x} = Ax$. It is sufficient for asymptotic stability to have all eigenvalues of A with a negative real component, which results in perturbations approaching the equilibrium point with exponential decay. Parameters of the power system can be adjusted to see how the position of the eigenvalues may move from the left half of the complex plane to instability on the right.

Large signal stability that is performed by time-domain simulations assesses how large disturbances affect power systems over a longer period.

Tools for large and small signal stability analysis have found wide application in industry, and are offered by many commercial software packages. These tools are necessary components of system studies for planning major projects. However, these tools in themselves cannot offer a full understanding to design and plan AC and DC systems. Therefore, other methods of stability analysis, such as impedance analysis methods and passivity based methods, are gaining importance in providing design principles [5].

Impedance analysis is based on assessing the stability of two electrical systems once connected. One system is typically the electrical network viewed from the point of connection of a device that is the second system. Firstly, it is necessary to demonstrate that each individual system is stable. For example, that the grid is stable for constant current, and that the device is stable for constant voltage, or vice versa. Both the grid and device have an apparent impedance or admittance from the point of view of the common connection. The second step is demonstrating that the interactions between the two systems are stable, which is achieved by determining the position of the poles of the transfer function:

$$\frac{1}{1 + Z_1(s)/Z_2(s)}$$

where $Z_1(s)$ and $Z_2(s)$ are the apparent terminal impedances of each system. The ratio of the two impedances is the minor loop gain, where the Nyquist stability criterion can be applied to determine if any right hand side poles exist. Impedance analysis requires linearisation of system models just as small signal stability requires. The advantage of impedance analysis

is that a full system model of the device is not required, but can be represented by its frequency response and stability assessed by the Nyquist stability criterion. Furthermore, impedance analysis can indicate how the frequency response can be modified to improve stability margins.

Passivity analysis is applied to state models that include an input and output of equal number. A passive system has the appearance of a resistor over all frequencies, e.g. the input voltage of the state model is multiplied by the output current, which always has a positive power into the system. A passive system damps oscillations as energy is dissipated, which results in stability.

The utility of passivity analysis is that two passive systems connected in a negative feedback is also passive. This feedback can represent the electrical connection of the network to a device. The output voltage from the network is the input into the device, and the current output of the device is the input into the network. The challenge of passivity analysis is that electrical loads under constant power control appear as negative resistive loads from a small signal linearisation perspective. Therefore, techniques have been adopted to exchange the level of passivity between the two systems to ensure an overall passive network.

Each type of stability analysis can be applied to both AC and DC systems, and the combination of these systems. The main difference in stability analysis between AC and DC networks is that AC networks that are composed of synchronous generation in the transmission grid only require a stability assessment at the transmission level, where the dynamic properties of loads are aggregated. Operational constraints ensure adequate reserves are available for contingencies. Planning and testing ensure that individual generators are stable during their most stressed operation, which is when the generator is electrically isolated from the rest of the network, but still connected to nearby load. Also, transient analysis in system studies ensures that the complete system retains synchronism and voltage stability.

For any power system dominated by power electronic converters, for both AC and DC networks and at transmission and distribution level, the stability of the system has to be verified at each voltage level. This creates a greater challenge as more parts of the network have to be assessed for stability.

8. Conclusion

A high level view is offered on the differences and similarities of how AC and DC networks are controlled and stability is assessed. Both AC and DC networks have similar objectives to control voltage and power, but the slower response time of synchronous generators and their ability to maintain synchronism is a significant cause of differences. This paper provides an opportunity to reassess assumptions about how AC and DC networks operate and how that might change as more converter connected resources become prevalent. A number of generalisations have been made in this process so that attention can be given to the primary principles.

References

- [1] S. A. Schelkunoff, "The electromagnetic theory of coaxial transmission lines and cylindrical shields," in *The Bell System Technical Journal*, vol. 13, no. 4, pp. 532-579, Oct. 1934.
- [2] N. R. Watson and J. Arrillaga, *Power Systems Electromagnetic Transients Simulation*, 2nd ed. London, UK: IET, 2018.
- [3] P. Kundur et al., "Definition and classification of power system stability IEEE/CIGRE joint task force on stability terms and definitions," in *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 19, no. 3, pp. 1387-1401, Aug. 2004.
- [4] H. K. Khalil, *Nonlinear Systems*, 3rd ed. Upper Saddle River, NJ, USA: Prentice Hall, 2002.
- [5] A. Riccobono and E. Santi, "Comprehensive Review of Stability Criteria for DC Power Distribution Systems," in *IEEE Trans. Ind. Appl.*, vol. 50, no. 5, pp. 3525-3535, Sept.-Oct. 2014.

MODELING AND STABILITY ANALYSIS OF LOW VOLTAGE DC GRIDS

Robert Annuth*, Christina Eckel, Christian Becker

Institute of Electrical Power and Energy Technology, Hamburg University of Technology, Harburger Schloßstraße 36, DE-21079 Hamburg

This paper examines the stability boundaries of low voltage DC power systems utilized in renewable energy systems and electric vehicles. The study analyzes the behavior of two buck DC-DC converters used for grid voltage regulation through droop control to supply a resistive load. The system architecture is defined using differential equations that describe both hardware components and converter control system. After linearizing the nonlinear system at its operating point, an eigenvalue and participation factor analysis is performed to quantify the sensitivity to potential instability triggers. This analytical approach is complemented by electromagnetic transient simulations to validate the linear models. The findings provide new insights into system design and operational strategies, enhancing stability in low voltage DC grids.

1. Introduction

The significance of DC grids is emphasized by the transition to renewable energy sources, the widespread use of energy storage systems and DC powered devices [1,2]. DC grids have several advantages over their AC counterparts, including reduced copper usage, no reactive power control requirements, improved operational efficiency, and simplified synchronization processes for connected devices [3,4]. In addition, they can integrate renewable energy sources and storage systems without inverters [5]. Since power electronic components are fundamental to these systems, it is imperative to consider the risk of high-frequency interactions between controllers and filters, a phenomenon that is well-documented in AC systems [6,7]. Analyzing the stability limits of DC grids provides crucial insights into their operational behavior, which presents challenges and impacts the overall system performance. The system described in this article is similar to a microgrid, as one of the inverters can be considered battery-powered and the other is powered from the grid.

The IEEE standard 2030.7 [8] defines a microgrid as a group of interconnected loads and distributed energy resources with clearly defined electrical boundaries that act as a single controllable entity with respect to the grid. This includes the ability to transition between grid connected and islanded mode [8]. This work focuses on challenges related to stability and implications for DC microgrids. As multiple energy sources,

mostly converter-coupled, are part of the microgrid, a method to coordinate load sharing between the sources is required. For DC, a droop controller is a typical approach, where a linear or nonlinear relation between converter output power and output voltage is defined [9,10]. This additional control circuit also affects the dynamic behavior and system stability.

Power system stability refers to the ability of an electrical power system to return to a state of equilibrium after a disturbance, as long as the initial operating conditions are met and all system variables remain within physically bounded limits [11]. This definition also applies to microgrids. Microgrids are considered stable if they can return to a stationary state of equilibrium after a disturbance and meet all operational constraints without engaging in involuntary load shedding [12]. To investigate whether a system meets these requirements, various nonlinear and linear techniques are available. Nonlinear methods, often based on Lyapunov's energy principle, provide a global statement of stability for large signals, unlike linear techniques which are limited to the stability at an operating point for small signal stability. Despite their broader applicability, nonlinear approaches require complex modeling and make numerous assumptions [13], and therefore the majority of studies still focus on the stability of small signals.

Despite the extensive studies on droop control in DC grids, there are still significant gaps in comprehensively addressing their stability with advanced control strategies. In [14] an in-depth

analysis of DC grid stability is provided, yet their research is limited to a basic PI-voltage-control approaches without considering more complex or cascaded control strategies. In [15] the stability of a DC system is analyzed by investigating eigenvalues. However, this approach lacks an examination of participation factors and relies on straightforward PI-control, which may not fully capture the dynamic behaviors of such systems. Similarly, the authors in [16] focus on large-signal stability but, once again, only consider PI-control. Lastly, in [17] nonlinear droop control is investigated, but only in the context of AC-DC converters and using basic PI control schemes. This highlights a research gap in the stability investigations for power systems with advanced control strategies for DC-DC converters. Additionally, the literature lacks common analysis of participation factors, which significantly enhances understanding of how system parameters influence the oscillation modes of the system. For DC systems, investigating the oscillation modes is less common because the absence of the system frequency eliminates the need to examine the system's harmonics. This work employs a complex cascaded control system, including type 2 controllers and a droop control, for both buck DC-DC converters to supply a resistive load. The components are connected by lines, represented by PI sections.

The paper begins with Section 2, which provides a detailed explanation of the methodology for system linearization and the calculation of eigenvalues and participation factors to establish the analytical groundwork. Following this, in Section 3 the architecture of the electrical system and the design of the control system is discussed. Section 4 analyzes the sensitivity and the impact of droop coefficients on system stability, emphasizing the importance of these parameters in operational dynamics. The paper concludes with Section 5, summarizing the findings and the broader implications of the study.

2. Methodology

This section presents the theoretical framework and methods that are used to analyze the stability of DC grid systems. The focus is on linearizing ordinary differential equations (ODEs) and using eigenvalues and participation factors to assess stability.

2.1. Stability Analysis

Eigenvalue and participation factor analysis are common approaches for small signal stabil-

ity. They provide detailed insights into the system's dynamic behavior, interactions, and the root causes of instability, making them suitable for studies on parameter sensitivity. The stability analysis procedure is based on a set of nonlinear differential equations and output equations in the form of:

$$\begin{aligned}\dot{\mathbf{x}} &= \mathbf{f}(\mathbf{x}, \mathbf{u}) \\ \mathbf{y} &= \mathbf{g}(\mathbf{x}, \mathbf{u})\end{aligned}\quad (1)$$

with $\mathbf{f} = [f_1 \ f_2 \ \dots \ f_n]^T$ and $\mathbf{g} = [g_1 \ g_2 \ \dots \ g_r]^T$. Next, the linearization of the set of nonlinear differential equations at a specific operating point is required. The operating point can be determined through simulation methods, load flow analysis, or numerical calculation by solving the system's equations (1) for a steady-state condition. Once linearized, the system is represented as a linear time-invariant (LTI) state-space model.

$$\begin{aligned}\Delta\dot{\mathbf{x}} &= \mathbf{A}\Delta\mathbf{x} + \mathbf{B}\Delta\mathbf{u} \\ \Delta\mathbf{y} &= \mathbf{C}\Delta\mathbf{x} + \mathbf{D}\Delta\mathbf{u}\end{aligned}\quad (2)$$

with $\Delta\mathbf{x} \in \mathbb{R}^{n \times 1}$, $\Delta\mathbf{u} \in \mathbb{R}^{m \times 1}$, and $\Delta\mathbf{y} \in \mathbb{R}^{r \times 1}$ as state-, input-, and output-vector. $\mathbf{A} \in \mathbb{R}^{n \times n}$, $\mathbf{B} \in \mathbb{R}^{n \times m}$, $\mathbf{C} \in \mathbb{R}^{r \times n}$, and $\mathbf{D} \in \mathbb{R}^{r \times m}$ are the system-, input-, output-, and feedthrough-matrices. This linear representation is essential for identifying the system's eigenvalues λ_i , which indicate the stability at the operating point:

$$\chi = \det(\mathbf{A} - \lambda\mathbf{I}) = 0 \quad (3)$$

In the case of $\text{Re}\{\lambda_i\} < 0$, $\forall i = 1, \dots, n$, the system is asymptotically stable at the considered operating point. The eigenfrequencies that correspond to the respective eigenvalues can be calculated using $f_{0,\lambda_i} = \frac{\text{Im}\{\lambda_i\}}{2\pi}$, $\forall i = 1, \dots, n$. The participation factor analysis is a suitable method for obtaining more information on small signal stability from eigenvalues [18]. This involves calculating the appropriate right eigenvectors

$$\mathbf{v}_i = [v_{\{1,i\}} v_{\{2,i\}} \dots v_{\{k,i\}} \dots v_{\{n,i\}}]^T \quad (4)$$

with $\mathbf{A}\mathbf{v}_i = \lambda_i\mathbf{v}_i$ and left eigenvectors

$$\mathbf{w}_i = [w_{\{i,1\}} w_{\{i,2\}} \dots w_{\{i,k\}} \dots w_{\{i,n\}}]^T \quad (5)$$

with $\mathbf{w}_i\mathbf{A} = \lambda_i\mathbf{w}_i$ for each eigenvalue $\lambda_i \forall i = 1, \dots, n$. With the assumption that all eigenvalues are different and finite $\lambda_i \neq \lambda_j$, $\forall i \neq j$, the participation factor $\pi_{k,i}$ is defined as

$$\pi_{k,i} = w_{i,k} \cdot v_{k,i} [19]. \quad (6)$$

It shows the participation of the k -th state on the i -th mode. The participation factors for each oscillation mode are subsequently normalized with

Table 1: Definition of system parameters.

General	Converter 1 & 2	Lines
$R_{Load} = 5 \Omega$	$f_{sw} = 15 \text{ kHz}$	$C_w = 145.15 \text{ pF}$
$V_{in1} = 350 \text{ V}$	$L = 3.8 \text{ mH}$	$R_w = 128.34 \text{ p}\Omega$
$V_{in2} = 350 \text{ V}$	$L_{ESR} = 20 \text{ m}\Omega$	$L_w = 216.44 \text{ nH}$
$V_{ref1} = 48 \text{ V}$	$C = 28 \mu\text{F}$	$Len_{w1} = 100 \text{ m}$
$V_{ref2} = 48 \text{ V}$	$C_{ESR} = 10 \text{ m}\Omega$	$Len_{w2} = 100 \text{ m}$
$k_{droop1} = 0.001$	$v_F = 0.7 \text{ V}$	$Len_{w3} = 300 \text{ m}$
$k_{droop2} = 0.001$	$r_F = 50 \text{ m}\Omega$	
	$r_{DS} = 10 \text{ m}\Omega$	

respect to the maximum participation factor. A higher participation of a state generally results in a stronger influence on the mode shape. If several states have a significant participation on the same mode, then there are interactions between these states.

3. Modeling of the DC Grid

This section outlines the configuration and parameters of the DC grid under study. First, the electrical system setup is described, followed by a detailed discussion of the control system and its parameters. The values used throughout this analysis are listed in Table 1, and the grid configuration, explaining most system parameters, is illustrated in Fig. 1. Key parameters include the switching frequencies of the converters $f_{sw1,2}$, and the line lengths $Len_{w1,2,3}$. The default droop constants are denoted by $k_{droop1,2}$. To simplify the derivation of the formulas, a general approach is used due to the identical configuration of the two buck converters, omitting specific indices.

3.1. Electrical System

The analysis focuses on a system that consists of two buck DC-DC converters that supply a resistive load. These converters are powered by ideal voltage sources at 350 V and incorporate droop control to effectively manage load sharing [20]. One possible configuration for the sources is a battery and the power grid with a

rectifier in between. This configuration ensures that the presented grid meets the definition of a microgrid. The converters are connected to the 48 V load via lines modeled through PI sections. The inductance and capacitor of each converter output filter are defined by:

$$L = \frac{V_{out} \cdot (V_{in} - V_{out})}{\Delta I_L \cdot f_{sw} \cdot V_{in}} \quad (7)$$

with $\Delta I_L = 0.3 \cdot \frac{P}{V_{out}}$ and

$$C = \frac{\Delta I_L}{8 \cdot f_{sw} \cdot \Delta V_{out}} \quad (8)$$

with $\Delta V_{out} = L_{ESR} \cdot \Delta I_L + V_{out}$.

In addition to the symbols already defined, ΔV_{out} and ΔI_L represent the desired voltage and current ripple, respectively. These values depend on the output current, which is calculated by the power P . The filter elements of the converters are designed for an output power P of 115 W. This low power design ensures that the converters do not enter discontinuous current mode (DCM), where the current through the inductance is zero during each switching period [21]. Entering DCM significantly alters the dynamic behavior of the converter, necessitating special considerations in the control system.

The converter's three lines are modeled by PI sections. The following equations (9,10,11), which are valid for copper wire pairs, describe the capacitance C_w , inductance L_w , and resistance R_w [22,23,24]:

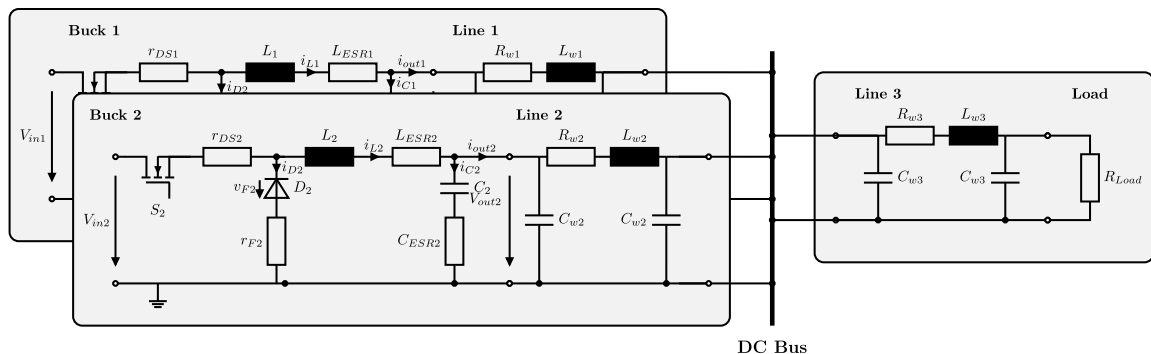


Figure 1: Examined DC power system, including two buck DC-DC converters feeding a resistive load.

$$C_w = \frac{\pi \cdot \epsilon}{\ln\left(\frac{d^2}{2 \cdot r^2} + \frac{\sqrt{d^4/r^4 - 4 \cdot d^2/r^2}}{2} - 1\right)} \quad (9)$$

with $\epsilon = 2.2105 \cdot 10^{-11}$ F/m

$$R_w = \frac{1}{\pi \cdot r^2 \cdot \sigma} \quad (11)$$

with $\sigma = 5.98 \cdot 10^7$ S/m

3.2. Control System Design

The control system contains a cascaded voltage and current control scheme, which is enhanced by a droop controller to ensure optimal performance and stability. The control architecture is presented in Fig. 3 and shows the input and outputs of the controller.

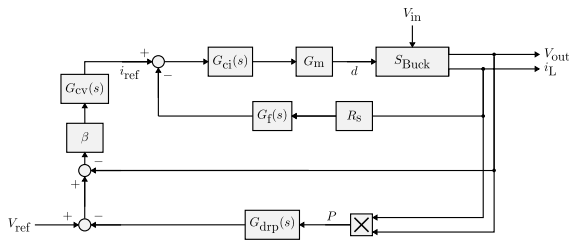


Figure 2: Converter control circuit with a cascaded current and voltage control loop and an additional droop control.

The controller measures the output voltage and inductor current i_L and sets the output voltage in relation to V_{ref} . R_s represents the current measurement and $G_f(s)$ a low pass filter to decouple the control from the current ripple. $G_{ci}(s)$ is a type 2 current controller and G_m the gain of the pulse width modulator. The voltage controller is responsible for controlling the reference current i_{ref} of the internal loop. It consists of a voltage divider scaling factor β and a second type 2 controller $G_{cv}(s)$. The control is designed for 177 W and 230 W and the inner current loop achieves a DC gain above 50 dB at 1 Hz, a gain margin above 10 dB and a phase margin above 60 deg. Further information on controller design is provided in [25]. Fig. 3 shows the resulting closed loop transfer function.

$$L_w = \frac{\mu_0}{2\pi} \cdot \ln\left(\frac{d^2}{2 \cdot r^2} + \frac{\sqrt{d^4/r^4 - 4 \cdot d^2/r^2}}{2} - 1\right) \quad (10)$$

with $\mu_0 = 4\pi \cdot 10^{-7}$ H/m

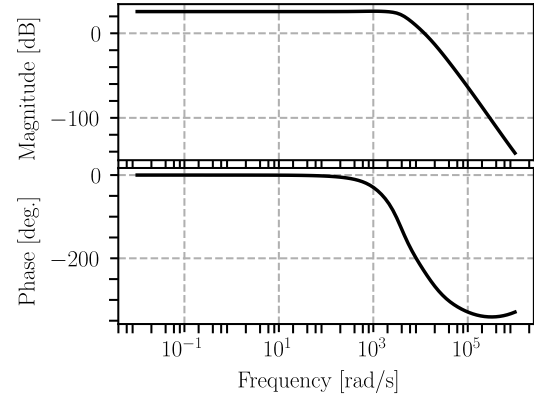


Figure 3: Closed loop transfer function from V_{ref} to V_{out} of control circuit and converter.

The droop controller $G_{drp}(s)$ consists of a low pass filter with a cut-off frequency of 150 Hz and a default gain of 10^{-3} . This reduces the reference output voltage V_{ref} by 2 % for a load of 1 kW. In literature, the droop gain is often identified as a source of unstable behavior. Therefore, in Section 4 the sensitivity to the eigenvalues and participation factors will be investigated. Finally, all control functions and their parameters are shown in Table 2.

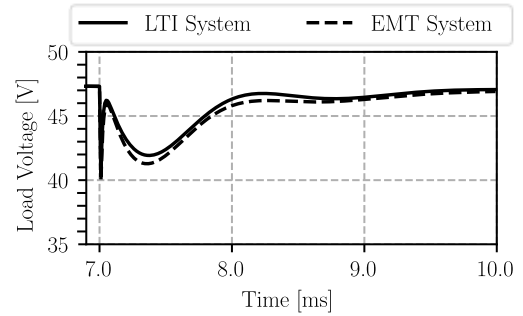


Figure 4: Voltage response simulation of the LTI system and an identical nonlinear EMT system in MATLAB Simulink after a load step.

Table 2: Definition of control function of converter 1 and 2.

Converter 1 Control	Converter 2 Control
$R_{s1} = 1, G_{f1}(s) = \frac{1}{2.122 \cdot 10^{-5}s + 1}, G_{m1} = 0.4, \beta_1 = 5.208 \cdot 10^{-2},$	$R_{s2} = 1, G_{f2}(s) = \frac{1}{2.122 \cdot 10^{-5}s + 1}, G_{m2} = 0.4, \beta_2 = 5.208 \cdot 10^{-2},$
$G_{drp1}(s) = \frac{k_{droop1} \cdot 300\pi}{s + 300\pi},$	$G_{drp2}(s) = \frac{k_{droop2} \cdot 300\pi}{s + 300\pi},$
$G_{cv1}(s) = \frac{9.034 \cdot 10^6 s + 1.219 \cdot 10^{10}}{1349s^2 + 3.553 \cdot 10^6 s},$	$G_{cv2}(s) = \frac{1.162 \cdot 10^7 s + 1.585 \cdot 10^{10}}{1363s^2 + 3.553 \cdot 10^6 s},$
$G_{ci1}(s) = \frac{1.362 \cdot 10^7 s + 2.287 \cdot 10^{10}}{1679s^2 + 8.883 \cdot 10^7 s}$	$G_{ci2}(s) = \frac{1.044 \cdot 10^7 s + 1.766 \cdot 10^{10}}{1691s^2 + 8.883 \cdot 10^7 s}$

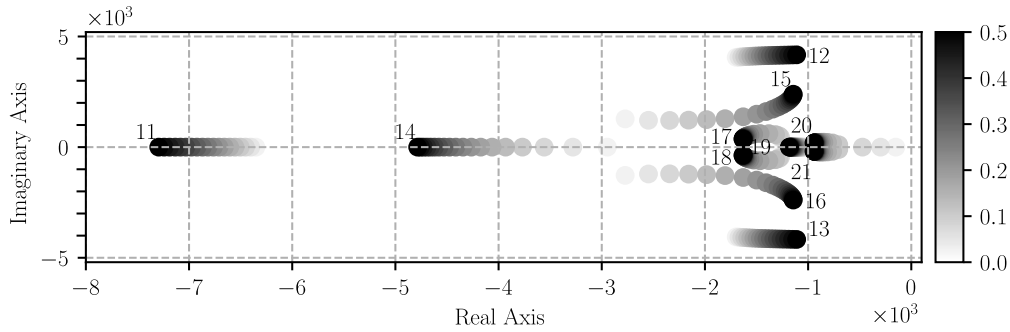


Figure 5: Position of the eigenvalues with varying $k_{droop,1} = 1 \cdot 10^{-3}, 2.73 \cdot 10^{-2}, \dots, 5 \cdot 10^{-1}$.

3.3. Validation

With all system information available, the system's ODEs can now be defined. Various methods, such as the mesh current method, can be used for this purpose [26]. Deriving the equations also involves averaging the switching behavior of the switches and diodes, further information is available in [21]. For this work, differential-algebraic equations (DAEs) are used to reduce the complexity of modeling. For each component, ODEs are defined and then combined by algebraic equations. The algebraic equations are substituted to obtain the ODE system. Finally, the LTI system can be obtained by linearizing the ODEs. Since the following analysis is based on the LTI model, its behavior is compared to an electromagnetic transient (EMT) simulation of the system in MATLAB Simulink. A load step of $\Delta P_{step} = 116 \text{ W}$ is shown in Fig. 4. The step responses of both systems are almost identical, which validates the correct dynamic behavior of the LTI system. Additionally, the reduced output voltage due to the increased load is visible. The small differences in the step responses are due to the decreased accuracy of the linearized system as it moves away from the operating point.

4. Results

This research highlights the difficulties involved in designing converter control and output filters to ensure DC grid stability. The investigation reveals the dynamics and likelihood of resonance phenomena within the DC grid. These insights are crucial for system reliability and help to reduce vulnerability to instabilities, making a significant contribution to the fields of power system engineering and control engineering.

4.1. Sensitivity Analysis of Droop Control

The droop control design has the strongest influence on the location of the eigenvalues and is therefore presented in this section. The droop gain $k_{droop,1}$ of converter 1 is increased in 20 linear steps from $1 \cdot 10^{-3}$ to $5 \cdot 10^{-1}$ and the effects on the eigenvalues (see Fig. 5) and the participation factors (see Fig. 6) are analyzed. The DC bus capacitors are combined into C_{w32} and the input capacitors of lines 1 and 2 are combined with the output filter capacitors.

Eigenvalues $\lambda_1, \lambda_4, \dots, \lambda_{10}$ have real parts with $\text{Re} < -2.8 \cdot 10^4$ and a low sensitivity to the droop parameter. Therefore, these eigenvalues do not cause any instabilities and will not be further analyzed. Eigenvalues $\lambda_{2,3} = 5.274 \cdot 10^3 \pm 1.23 \cdot 10^6$ have a very low damping of less than 0.5 % and must be carefully considered during system

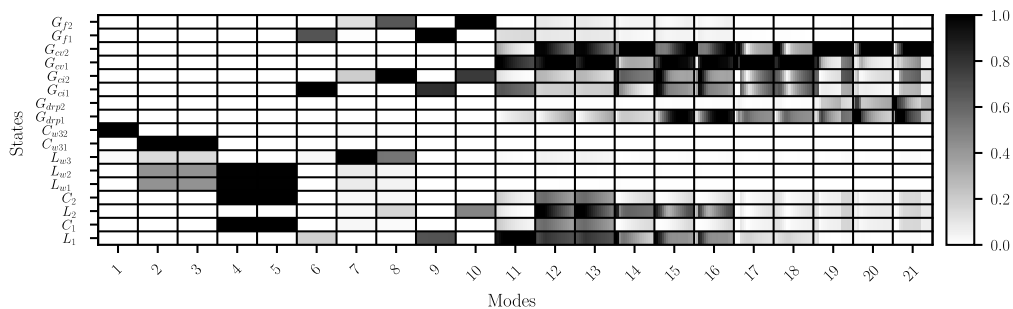


Figure 6: Participation factors for each mode with varying $k_{droop,1} = 1 \cdot 10^{-3}, 2.73 \cdot 10^{-2}, \dots, 5 \cdot 10^{-1}$.

design. The remaining eigenvalues λ_{11} to λ_{21} and their sensitivity on the droop parameter is shown in Fig. 5. The eigenvalues ($\lambda_{12}, \lambda_{13}, \lambda_{15}, \lambda_{16}$) are particularly sensitive to the droop parameter. None of the eigenvalues exhibit low damping or moves into the unstable region.

Each eigenvalue has an eigenmode and the participation factors represent the respective contributions. The number of the respective mode corresponds to the eigenvalue. In Fig. 6, each mode's state is divided into 20 sections. The left section represents the contribution at the lowest value of the droop parameter, while the right section represents the highest value.

The states of the capacitance C_{w31} , and inductances L_{w1} and L_{w2} interact and highly participate in eigenvalues $\lambda_{2,3}$, which were previously analyzed as strongly undamped, indicating possible oscillations based on the chosen lines connecting the components. The converters control has no influence on the oscillation, so only a physical modification of the grid can alter the modes and increase damping.

The electrical system and the current control contribute to the eigenvalues $\lambda_6, \dots, \lambda_{10}$, which are not critical for stability and are only slightly influenced by $k_{\text{droop}1}$. Eigenvalues $\lambda_{11}, \dots, \lambda_{16}$ consist of interactions between the voltage control loops of converter 1 and 2, and the LC-filter elements for low values of $k_{\text{droop}1}$. For high values of $k_{\text{droop}1}$ the interaction occurs between the respective current controls and the filter inductances. The impact of $k_{\text{droop}1}$ is also visible in the participation factors for eigenvalues λ_{15} to λ_{20} .

The study demonstrated that eigenvalues $\lambda_{11}, \dots, \lambda_{21}$ are highly sensitive to the selected parameter. Specifically, the mode shape is strongly influenced by the current and voltage control of the converters. Therefore, it is crucial to incorporate droop control in the control system design or to increase decoupling by using a smaller bandwidth. This will ensure stable operation with the designed dynamics.

5. Conclusion

This study explores the stability of DC grids, with a focus on control and filter design. The presentation of the complex dynamics and potential resonance phenomena inherent in such systems provides the basis for a detailed understanding of the system and more robust operational control strategies aimed at improving system reliability. The sensitivity analysis of the droop control for converter 1 shows a significant

interaction with the location of eigenvalues. Additionally, significant participation of physical grid elements was confirmed in critical eigenvalues, highlighting the challenges in designing a reliable droop control. When applying this method to large transmission systems, the challenge is to choose an appropriate method to reduce the number of states in the system, otherwise the modeling effort increases significantly with system size.

The implications of the study go beyond the theoretical analysis by analyzing the modes of oscillation with participation factors, the key elements of a particular oscillation can be identified. The significance of carefully chosen droop parameters and the possibility of unwanted interactions between control and physical states at different droop levels establish a basis for future research aimed at addressing these challenges and promoting the field of DC grid stability.

Literature

- [1] F. Zhang et al., "Advantages and challenges of DC microgrid for commercial building a case study from Xiamen university DC microgrid," in 2015 IEEE First International Conference on DC Microgrids (ICDCM), Jun. 2015, pp. 355–358.
- [2] D. J. Becker and B. J. Sonnenberg, "DC microgrids in buildings and data centers," in 2011 IEEE 33rd International Telecommunications Energy Conference (INTELEC), Oct. 2011, pp. 1–7.
- [3] S. Dahale, A. Das, N. M. Pindoriya, and S. Rajendran, "An overview of DC-DC converter topologies and controls in DC microgrid," in 2017 7th International Conference on Power Systems (ICPS), Dec. 2017, pp. 410–415.
- [4] K. Jithin, P. P. Haridev, N. Mayadevi, R. H. Kumar, and V. P. Mini, "A Review on Challenges in DC Microgrid Planning and Implementation," *Journal of Modern Power Systems and Clean Energy*, pp. 1–21, 2022.
- [5] F. S. Al-Ismail, "DC Microgrid Planning, Operation, and Control: A Comprehensive Review," *IEEE Access*, vol. 9, pp. 36154–36172, 2021.
- [6] N. Hatziargyriou et al., "Definition and Classification of Power System Stability – Revisited & Extended," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 36, no. 4, pp. 3271–3281, Jul. 2021.

- [7] X. Wang, F. Blaabjerg, and W. Wu, "Modeling and Analysis of Harmonic Stability in an AC Power-Electronics-Based Power System," *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol. 29, no. 12, pp. 6421–6432, Dec. 2014.
- [8] "IEEE Standard for the Specification of Microgrid Controllers," *IEEE Std 2030.7-2017*, pp. 1–43, Apr. 2018, doi: 10.1109/IEEESTD.2018.8340204.
- [9] T. Dragičević, X. Lu, J. C. Vasquez, and J. M. Guerrero, "DC Microgrids—Part I: A Review of Control Strategies and Stabilization Techniques," *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol. 31, no. 7, pp. 4876–4891, Jul. 2016, doi: 10.1109/TPEL.2015.2478859.
- [10] T. Dragičević, X. Lu, J. C. Vasquez, and J. M. Guerrero, "DC Microgrids—Part II: A Review of Power Architectures, Applications, and Standardization Issues," *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol. 31, no. 5, pp. 3528–3549, May 2016, doi: 10.1109/TPEL.2015.2464277.
- [11] "Definition and Classification of Power System Stability IEEE/CIGRE Joint Task Force on Stability Terms and Definitions," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 19, no. 3, pp. 1387–1401, Aug. 2004.
- [12] M. Farrokhabadi et al., "Microgrid Stability Definitions, Analysis, and Examples," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 35, no. 1, pp. 13–29, Jan. 2020.
- [13] G. San, W. Zhang, X. Guo, C. Hua, H. Xin, and F. Blaabjerg, "Large-disturbance stability for power-converter-dominated microgrid: A review," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 127, p. 109859, Jul. 2020.
- [14] A. P. N. Tahim, D. J. Pagano, E. Lenz, and V. Stramosk, "Modeling and Stability Analysis of Islanded DC Microgrids Under Droop Control," *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol. 30, no. 8, pp. 4597–4607, Aug. 2015.
- [15] M. Carnaghi, P. Cervellini, M. Judewicz, R. Garcia Retegui, and M. Funes, "Stability analysis of a Networking DC microgrid with distributed droop control and CPLs," *IEEE Latin America Transactions*, vol. 21, no. 9, pp. 966–975, Sep. 2023.
- [16] Z. Zhang et al., "Large-signal stability analysis of islanded DC microgrids with multiple types of loads," *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 143, p. 108450, Dec. 2022.
- [17] C. Yang, F. Gao, and B. Zhang, "An Improved Nonlinear Droop Control Strategy in DC Microgrids," *IEEE Transactions on Power Electronics*, pp. 1–15, 2024.
- [18] P. Kundur, N. J. Balu, and M. G. Lauby, *Power system stability and control. in The EPRI power system engineering series*. New York: McGraw-Hill, 1994.
- [19] P. Kundur, *Power system stability and control*, 7th ed., ser. *The EPRI power system engineering series*. New York: McGraw-Hill, 2009.
- [20] X. Lu, J. M. Guerrero, K. Sun, and J. C. Vasquez, "An Improved Droop Control Method for DC Microgrids Based on Low Bandwidth Communication With DC Bus Voltage Restoration and Enhanced Current Sharing Accuracy," *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol. 29, no. 4, pp. 1800–1812, Apr. 2014.
- [21] M. H. Rashid, Ed., *Power electronics handbook: Devices, circuits, and applications handbook*, 4. ed. Oxford: Butterworth-Heinemann, an imprint of Elsevier, 2018.
- [22] C. R. Paul, *Analysis of multiconductor transmission lines*, 2nd ed. Hoboken, N.J.: Wiley-Interscience : IEEE Press, 2008.
- [23] C. R. Paul, *Inductance: Loop and partial*. Hoboken, N.J. : [Piscataway, N.J.]: Wiley ; IEEE, 2010.
- [24] G. T. Andreou and D. P. Labridis, "Electrical Parameters of Low-Voltage Power Distribution Cables Used for Power-Line Communications," *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 22, no. 2, pp. 879–886, Apr. 2007.
- [25] M. Kazimierczuk, A. Ayachit, and D. Saini, *Average Current-Mode Control of DC-DC Power Converters*, 1st ed. Wiley, 2022.
- [26] G. L. Zeng and M. Zeng, *Electric Circuits: A Concise, Conceptual Tutorial*. Cham: Springer International Publishing, 2021.

SITZUNG 3

KOMPONENTEN

- 7 Moderne Schaltprinzipien für DC- Niederspannungsverteilstetze.....47**
A. Bernhardt, M. Schima, F. Berger
- 8 Verhalten elektrischer Eigenschaften von Polymeren in Niederspannungsgleichstromanwendungen..... 53**
M. Danz, F. Berger
- 9 Erhöhung der Übertragungskapazität des Verteilungsnetzes durch Umstellung bestehender Drehstromleitungen auf Gleichstrom: Beanspruchung der Komponenten. .59**
R. Adam, C. Hildmann, M. Hemken, S. Kramer, K. Krätzschar, S. Schlegel, S. Rupp

MODERNE SCHALTPRINZIPIEN FÜR DC-NIEDERSPANNUNGSVERTEILNETZE

M. Sc. Arno Bernhardt*

M. Sc. Maximilian Schima, Univ.-Prof. Dr.-Ing. Frank Berger

Technische Universität Ilmenau, Fachgebiet Elektrische Geräte und Anlagen, D 98693 Ilmenau, fg-eet@tu-ilmenau.de

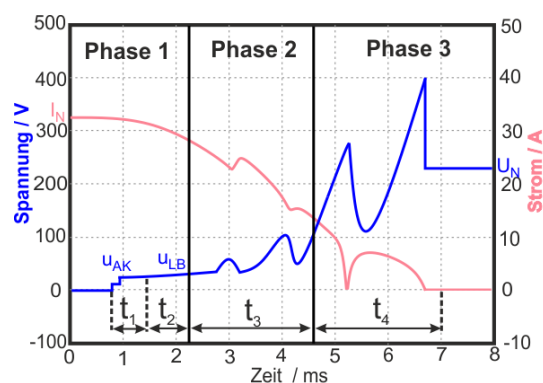
Für die Herausforderungen der neuen DC-Niederspannungsverteilnetze werden klassische elektromechanische Schaltgeräte (Schütze, Relais, Leistungsschalter) hinsichtlich ihres Ausschaltvermögens optimiert. Neue Prinzipien, wie der Hybridschalter und leistungselektronische Schalter werden erforscht und entwickelt. Zentrale Fragestellung im elektromechanischen und hybriden Schalter ist der schnelle Lichtbogenspannungsaufbau, um eine schnelle Kommutierung zu erzeugen. Damit soll eine Reduktion der Ausschaltzeiten erreicht werden. Gleichzeitig wird dadurch die Belastung der Kontakte verringert. Möglichkeiten sind externe Magnetfelder und ein geeignetes Design des Kommutierungskreises im Hybridschalter. Bei diesem stehen die parasitären Induktivitäten des Kommutierungskreises im Vordergrund. Die Schaltvorgänge der unterschiedlichen Konzepte werden experimentell und im Falle des Hybridschalters simulativ betrachtet.

1 Einleitung

In der Zukunft wird die Laststruktur der Niederspannungsebene (NS-Ebene) umgestaltet. Bedeutendste Veränderungen werden dabei neben dem flächendeckenden Aufbau von Gleichstromnetzen das Aufkommen von leistungsintensiven DC-Lasten im Bereich der NS-Ebene sein [1]. Für die Beherrschung dieser Veränderungen müssen die DC-Schaltgeräte neue Anforderungen, wie ein höheres Stromausschaltvermögen und eine höhere Zuverlässigkeit erfüllen. Der Stromnulldurchgang muss durch das Schaltgerät erzeugt werden. Im Fall des elektromechanischen Schaltens von DC ist die Herbeiführung eines Stromnulldurchgangs durch einen schnellen und hohen Lichtbogenspannungsaufbau im Kontaktsystem möglich. Der in Bild 1 dargestellte Verlauf zeigt die Phasen der Lichtbogenbogenentstehung bis -löschung [2]–[4]. Die Entstehung des Lichtbogens in Phase 1 ist durch den Kathoden- und Anodenfall charakterisiert. In dieser Phase verharrt der Lichtbogen auf den Kontaktplättchen. Sobald die Mindestlichtbogenlänge überschritten ist, beginnt der Lichtbogen zu kriechen [5]. Die Phase 2 ist die Instabilitätsphase. In dieser ist die Lichtbogenbewegung schneller, jedoch diskontinuierlich [6]. In der letzten Phase kommutiert der Lichtbogen auf die Laufschiene und wandert in die Löschblechkammern, wo er verlischt [7], [8]. Zukünftig ist das Ziel, die Dauer der Phasen zu verkürzen oder den Lichtbogen bereits in Phase 2 zu löschen (Abb. 1).

In elektromechanischen Schaltgeräten kann dies durch radiale (RMF) und axiale Magnetfelder (AMF) erreicht werden, die sich in ihrer Kraftwirkrichtung unterscheiden. Die Optimierung der magnetischen Belasung ermöglicht Ausschaltzeiten von 3 – 5 ms [9]–[11].

Der kapazitive Charakter des Netzes führt zu ho-



- t_1 - Immobilität auf dem Kontaktplättchen
- t_2 - Kriechen auf dem Kontaktplättchen
- t_3 - Lichtbogenaufweitung im Bereich der Laufschiene
- t_4 - Verhalten in der Löschkammer

Abbildung 1: Phasen der Lichtbogenbewegung

hen Stromänderungsraten ($10 \text{ A}/\mu\text{s}$), insbesondere im Fehlerfall. Dies erschwert den Personen- und Anlagenschutz. [1]. Rein leistungselektronische Schaltgeräte erreichen hingegen Stromunterbrechungen im μs -Bereich. Dahingegen ergeben sich andere Problemstellungen, wie die Verlustleistung während der Energieübertragung. Diese ist im Vergleich zu mechanischen Schaltgeräten um den Faktor 10 bis 100 höher [12]. Zusätzlich kann durch diese Schaltgeräte keine galvanische Trennung sichergestellt werden [13], [14]. Ein Lösungsansatz ist der Hybridschalter, der Mechanik, Leistungselektronik und Überspannungsschutz kombiniert [12], [15]–[17]. Dadurch können die genannten Nachteile der beiden Schaltgerätetechnologien kompensiert werden und ein leistungsfähiges Konzept für das Gleichstromschalten erreicht werden.

In dieser Veröffentlichung werden experimentelle und simulative Untersuchungen des Schalt- und Kommutierungsvorgangs in elektromechanischen und hybriden Schaltgeräten dargestellt.

2 Experimentelle Untersuchung und Simulation

2.1 Modellschalter für elektromechanisches Schalten

Für die Ermittlung des Einflusses magnetischer Felder auf das Schalt- und Kommutierungsverhalten wurde ein Modellschalter verwendet. Eine schnelle Kommutierung und Löschung in Phase 1 und 2 verringert auch die Belastung der Kontakte (Abb. 1).

Die magnetische Beeinflussung des Lichtbogens, sowohl in radialer als auch in axialer Richtung, ist durch je eine Helmholtzspulenordnung umgesetzt. Die Helmholtzspulen werden durch eine separate Gleichstromquelle betrieben. Das radiale Magnetfeld führt zu einer Lorentzkraft, die den Lichtbogen nach oben in Richtung der Auftriebskraft treibt. Dies stellt die typische Bebläsung des Lichtbogens in Schaltgeräten in Luft dar [18]–[20]. Die magnetische Beeinflussung des Lichtbogens mit einem axial zum Lichtbogenstrom ausgerichteten Magnetfeld beschränken sich weitestgehend auf Vakuumschalter, die das AMF über spezielle Kontakte realisieren [6], [21]. Im axialen Magnetfeld sollte theoretisch keine Lorentzkraft auf den Lichtbogen wirken. Der Lichtbogen bildet in der Praxis jedoch keine ideale zylindrische Form. Einzelne Strompfade verlaufen nicht geradlinig. In Bereichen, an denen sich die Strompfade einschnüren oder aufweiten, verlaufen diese nicht mehr parallel zur eigentlichen Stromrichtung. Dies führt dazu, dass auch im axialen Magnetfeld eine Lorentzkraft auf den Lichtbogen wirken kann [22]. Für diese Veröffentlichung wurde das axiale Magnetfeld in Stromflussrichtung sowie gegen Stromflussrichtung untersucht.

In Abbildung 2 ist die Kontaktpartitur dargestellt. Der bewegliche Kontakt ist die Anode und der feste Kontakt die Kathode. Im geöffneten Zustand beträgt der Kontaktabstand ca. 10 mm. Auf den Kontakten wurden zusätzlich Laufschiene geklemmt. Da es sich beim Kommutierungsverhalten um schnelle Vorgänge handelt, wird der Strom durch die Kontakte und die Laufschiene mit je einem LEM-Wandler gemessen. Eine getrennte Strommessung durch die Kontakte und die Laufschiene wird durch ein Glimmerplättchen zwischen diesen erreicht. Die Spannungsmessung geschieht über einen Spannungsteiler.

Das Kontaktsystem wurde so realisiert, dass der Einfluss des Magnetfeldes der Stromzuführungen vernachlässigt werden kann. Im Versuchsablauf werden die Kontakte stromlos geschlossen und erst nach Schließen des Lastkreises durch externe Hauptschütze geöffnet. Verlischt der entstehende Lichtbogen nicht von selbst, schalten die Schütze spätestens nach 200 ms den Strom ab. Das externe Magnetfeld der Helmholtzspulen wird vor jedem Öffnen der Kontakte zugeschaltet.

Für jede eingestellte magnetische Flussdichte und Ausrichtung des magnetischen Feldes findet zuerst

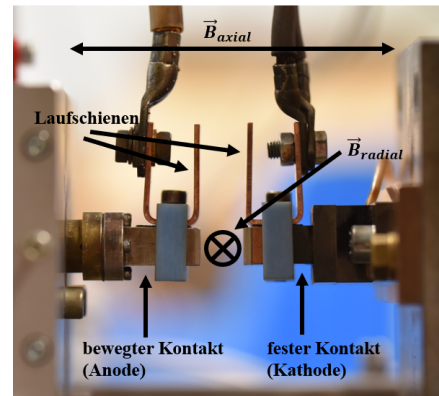


Abbildung 2: Kontaktsystem des Modellschalters

Tabelle 1: Schaltparameter

B-Feld-Ausrichtung	-	radial	axial	radial + axial
B-Feld-Höhe in mT	0	10, 25, 40	10, 25, 40	10, 25, 40
Strom in A	16,	16,	16,	16,
	32,	32,	32,	32,
	64,	64,	64,	64,
	128,	128,	128,	128,
	320	320	320	320
Spannung in VDC	230			
Zeitkonstante in ms	1			

eine Vorkonditionierung der Kontakte mit 16 A statt. Die Vorkonditionierung umfasst 3 Schaltungen. Für jede Flussdichte und Ausrichtung wird ein Kontaktpaar verwendet. Jedes Kontaktpaar wird nacheinander mit den Strömen 16 bis 320 A je 10 Mal beschaltet (Tabelle 1). Durch diesen Ablauf wirkt sich jede Schaltung auf die nachfolgenden Schaltungen eines Kontaktpaares aus. Die Ergebnisse einer Schaltkonfiguration sind daher nicht unabhängig voneinander.

2.2 Simulationsmodell Hybridschalter

Ziel der durchgeführten Untersuchung ist der Aufbau eines Simulationsmodells für den Hybridschalter. Die hier vorgestellten Simulationsergebnisse sind auf Basis der messtechnischen Charakterisierung des Experimentalbaus aus [15] entstanden. Im Fokus stehen die Kommutierungsvorgänge 1 und 2 im Hybridschalter unter Einfluss eines Lichtbogenmodells. Aussagen zu Leistungsumsätzen und Energien sind damit möglich.

Der Versuchsaufbau wird in zwei Teilbereiche unterteilt, Lastkreis und Kommutierungskreis. Im Lastkreis werden Zeitkonstante, Netzspannung und Prüfstrom eingestellt. Im Kommutierungskreis werden Schalt- und insbesondere das Kommutierungsverhalten des Hybridschalters betrachtet. Durch Einbringen von zwei konzentrierten Kommutierungsinduktivitäten wird deren Einfluss auf den Kommutierungsvorgang 1 und 2 untersucht. Kommutierungsvorgang 1 bezeichnet den Übergang des Prüfstromes vom mechanischen Schaltgerät auf das leistungselektronische Schaltgerät. Kommutierungsvorgang 2 beschreibt den Übergang des Stromes vom leistungselektronischen Schaltgerät auf das Element des Überspannungsschutzes.

Die charakteristischen Signalverläufe und relevan-

ten Zeitpunkte des gesamten Schaltvorgangs des Hybridschalters sind in Abb. 3 dargestellt.

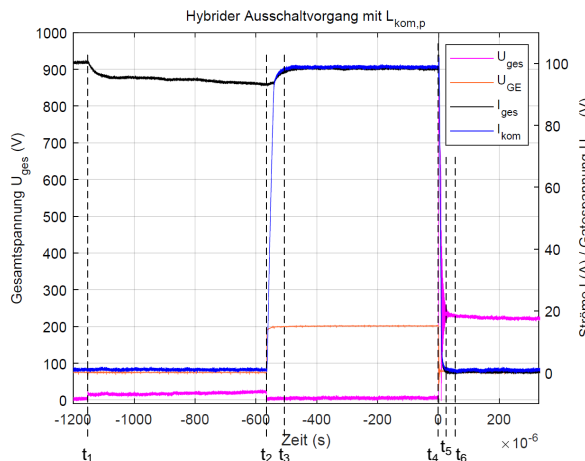


Abbildung 3: Allgemeiner Ausschaltvorgang eines Hybridschalters mit relevanten Zeitpunkten

Zum Zeitpunkt t_1 zündet mit der Kontaktöffnung im mechanischen Schaltgerät der Lichtbogen. Der Einschaltbefehl des Leistungshalbleiters erfolgt zum Zeitpunkt t_2 . Von t_2 bis t_3 findet der Kommutierungsvorgang 1 statt. Innerhalb dieses Zeitbereichs verlischt der Lichtbogen. Es folgt die Stromführungsphase des Leistungshalbleiters (I_{kom}). Der Ausschaltbefehl des Leistungshalbleiters wird zu t_4 erteilt. Bis t_5 erfolgt der Kommutierungsvorgang 2. Die steile Ausschaltflanke der Leistungselektronik erzeugt hohe $\frac{di}{dt}$ (einige $10 \frac{A}{\mu s}$). Hieraus entwickelt sich an den parasitären Induktivitäten des Kreises eine Schaltüberspannung. Diese wird durch das Element im Energieabsorptionspfad begrenzt. Gleichzeitig baut dieses induktiv gespeicherte Energie bis zum Zeitpunkt t_6 ab. Der Ausschaltvorgang ist abgeschlossen.

Die weiteren Betrachtungen konzentrieren sich auf den Einfluss der parasitären Elemente R und L. In Vorbereitung des Aufbaus des Simulationsmodells ist eine detaillierte Beschreibung des Versuchsaufbaus notwendig. Hierfür ist das aus [15] bekannte Ersatzschaltbild abgeleitet worden.

Basis für die Dimensionierung der konzentrierten Induktivitäten L_{kom5} und L_{kom10} bilden die erfassten parasitären Induktivitäten im Kommutierungskreis.

Die Ermittlung der parasitären Größen R und L sowie die Bestimmung der konzentrierten Kommutierungsinduktivitäten L_{kom5} und L_{kom10} bilden die Grundlage für den Aufbau eines Simulationsmodells. Dieses Modell wird im Folgenden näher dargestellt. Als Plattform wird MATLAB Simulink gewählt. Aus vorangegangenen Vergleichen ist hervorgegangen, dass sich diese Plattform am besten dafür eignet. Hauptgründe sind Handhabbarkeit, Leistungsfähigkeit und Aktualität/Support. Das Simulationsmodell bezieht sich im Grundlegenden auf das in [15] dargestellte detaillierte Ersatzschaltbild der Versuchsanordnung. Es ist an wenigen Stellen erweitert bzw. geändert worden, wie Abb. 4 verdeutlicht.

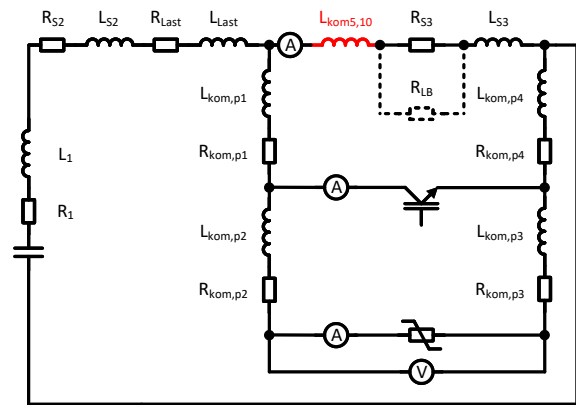


Abbildung 4: Ersatzschaltbild des in MATLAB Simulink aufgebauten Simulationsmodells

Die Parameter der Elemente des Simulationsmodells entsprechen den in [15] gemessenen Werten der parasitären Größen. IGBT und MOV sind Standardmodelle aus Simscape und anhand ihrer Datenblätter parametrisiert worden. Das mechanische Schaltgerät ist mit Hilfe des Circuit Breaker Blocks nachgebildet worden. Ziel war dabei, den Einfluss des Lichtbogens (vgl. Phase 1 aus Abb. 1) auf das Schaltverhalten zu berücksichtigen. Dem Block liegt das Mayr-Modell aus Gleichung (1) zugrunde.

$$\frac{d \ln(g_{LB})}{dt} = \frac{1}{\tau} \cdot \left(\frac{U_{LB} \cdot I_{LB}}{P_0} - 1 \right) \quad (1)$$

Das Mayr-Modell ist für kleine Ströme und nahe dem Stromnulldurchgang (SND) gültig. Somit liefert es erst zum Ende des Kommutierungsvorganges genaue Ergebnisse.

3 Ergebnisse

3.1 Kommutierung im elektromechanischen Schaltgerät

Das Kommutierungsverhalten der einzelnen Fußpunkte wurde durch die getrennte Aufnahme des Stromes durch die Laufschiene untersucht. Es zeigte sich, dass der Anodenfußpunkt im radialen Magnetfeld früher kommutiert als der Kathodenfußpunkt.

Die Stromhöhe scheint für die erste Kommutierung jedoch eine untergeordnete Rolle zu spielen. Eine deutlichere Abnahme der Kommutierungsdauer ist erst bei einer Erhöhung der magnetischen Flussdichte ersichtlich. Ebenso ist in Abbildung 5 die Tendenz erkennbar, dass bei 10 mT mit zunehmendem Strom bis 32 A die Kommutierungsdauer abnimmt und mit weiter steigendem Strom wieder zunimmt. Bei höheren Flussdichten ist dies nicht eindeutig zu erkennen.

Bei kleinen Strömen mit niedriger magnetischer Flussdichte kommt es seltener oder später als nach 25 ms zur ersten Kommutierung des Kathodenfußpunktes als bei höheren Flussdichten. Dies ist an der geringeren Anzahl an Messpunkten (bei 16 A und

Material: AgNi10/Cu Magnetic field direction: radial

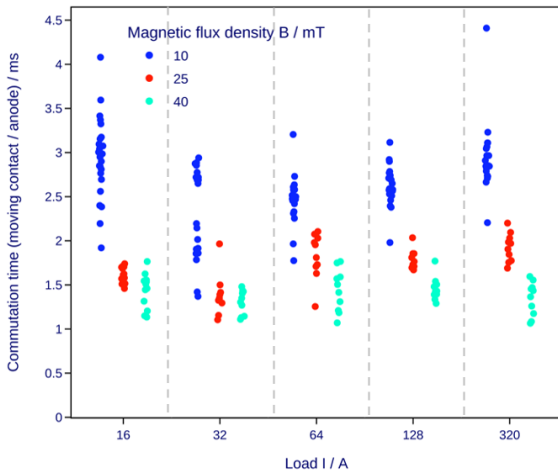


Abbildung 5: Kommutierungsdauer des Anodenfußpunktes vom beweglichen Kontakt auf die Laufschiene

Material: AgNi10/Cu Magnetic field direction: radial

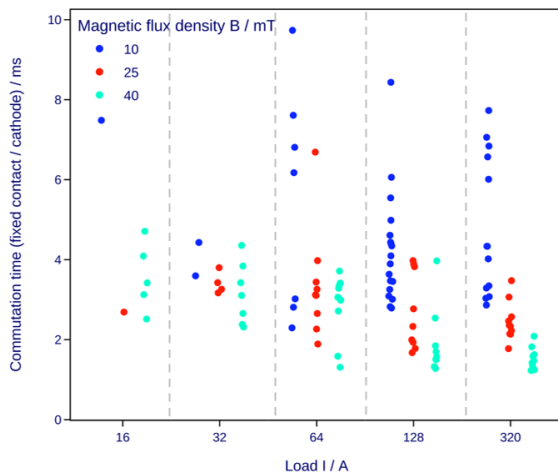


Abbildung 6: Kommutierungsdauer des Kathodenfußpunktes vom festen Kontakt auf die Laufschiene

32 A) zu erkennen. Die Ergebnisse zeigen, dass die Kommutierungszeit der Kathode eine größere Streuung aufweist als die der Anode (Abb. 6). Je höher die magnetische Flussdichte ist, desto kleiner ist die Streuung. Der Unterschied zwischen Kathode und Anode nimmt ebenfalls ab. Unter Einfluss eines axialen Magnetfeldes konnten die gleichen Beobachtungen für das Kommutierungsverhalten der Fußpunkte beobachtet werden. Der Kathodenfußpunkt kommutiert selten bis gar nicht, während der Anodenfußpunkt häufiger kommutiert. Eine Erklärung hierfür könnte sein, dass der Anodenfußpunkt über einen Spalt zu springen scheint, während der Kathodenfußpunkt eher an einer Kante entlang läuft [7], [23].

Für den Vergleich zwischen den Magnetfeldausrichtungen wurde nur der bewegliche Kontakt (Anode) betrachtet. Im RMF stellte sich heraus, dass die Kommutierungszeiten mit zunehmender magnetischer Flussdichte abnehmen. Zudem kommt es zu einer signifikanteren Veränderung in der Lichtbogenkommutierungszeit bei einer Vergrößerung der ma-

gnetischen Flussdichte von 10 mT zu 25 mT als von 25 mT zu 40 mT. Die Erhöhung der Flussdichte zwischen den Stufen beträgt in beiden Fällen 15 mT. Dies lässt vermuten, dass im Bereich zwischen 25 mT und 40 mT bereits ein Sättigungseffekt auftritt (Abb. 7). Deutlich konnte dies nur bei 16 A beobachtet werden. Dieser Effekt zeigt sich sowohl bei einem radialen als auch bei einem axialen Magnetfeld. Wobei er im AMF ausgeprägter ist.

Material: AgNi10/Cu Current / A: 16

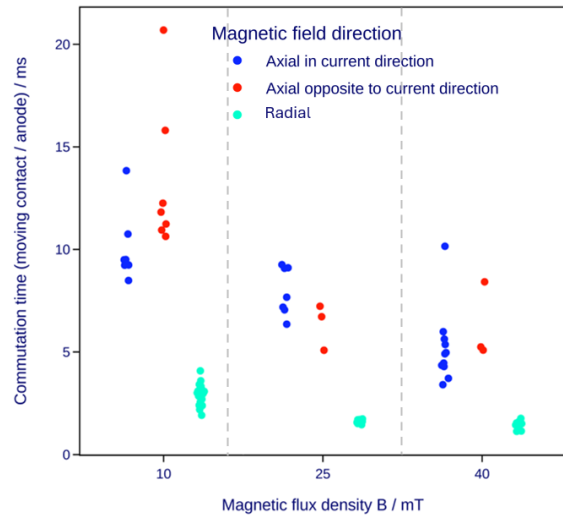


Abbildung 7: Kommutierungsdauer des Anodenfußpunktes vom beweglichen Kontakt auf die Laufschiene bei 16 A

Beim Vergleich der Kommutierung der Fußpunkte im RMF wurde beschrieben, dass die Stromhöhe eine untergeordnete Rolle spielt. Im AMF hingegen findet die Kommutierung bei höheren Strömen früher statt (Abb. 8). Dies führt zu keiner früheren Lichtbogenlöschung.

Material: AgNi10/Cu Current / A: 320

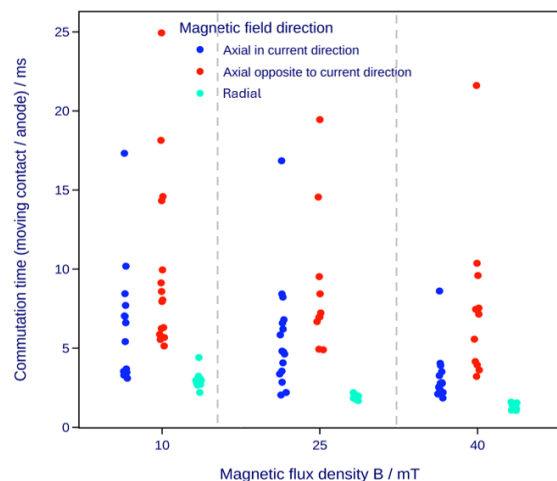


Abbildung 8: Kommutierungsdauer des Anodenfußpunktes vom beweglichen Kontakt auf die Laufschiene bei 320 A

Sowohl Abbildung 7 als auch Abbildung 8 zeigen, dass unabhängig von der Höhe des Stromes und der

Höhe des Magnetfeldes ein radiales Magnetfeld für eine schnelle Kommutierung auf die Laufschiene am effektivsten ist. Zudem streut die Kommutierungsdauer weniger als im axialen Magnetfeld. Es zeigt sich eine Abnahme der Kommutierungsdauer bei kleinen Strömen mit zunehmender magnetischer Flussdichte unabhängig von der Magnetfeldausrichtung (Abb. 7). Bei höheren Strömen ist der Unterschied zwischen den Flussdichten weniger deutlich (Bild 8). In einer durchgeführten Referenzmessung ohne Magnetfeld wurde die Kommutierung des Lichtbogens vereinzelt beobachtet. Die Kommutierungszeiten lagen über 25 ms. Dies bestätigt die Notwendigkeit eines Magnetfeldes zur Kommutierung.

In [24] wurden im Zusammenhang mit diesen Versuchen Hochgeschwindigkeitsaufnahmen des Lichtbogens im axialen Magnetfeld aufgenommen. Daraus ist ersichtlich, dass sich der Lichtbogen im axialen Magnetfeld auf der Kontaktoberfläche der Kathode im Kreis dreht. Diese Drehbewegung weitet sich bis auf die Säule aus. Auf der Kontaktoberfläche der Anode bleibt der Lichtbogen hingegen fixiert stehen.

3.2 Kommutierung im Hybridschalter

Beispielhaft für die durchgeführten Betrachtungen stehen die nachfolgend dargestellten simulierten Verläufe des Kommutierungsvorgangs 1.

Leichte Unterschiede im Verlauf des Kommutierungsvorgangs 1 zum Experiment aus [15] werden in Abb. 9 deutlich.

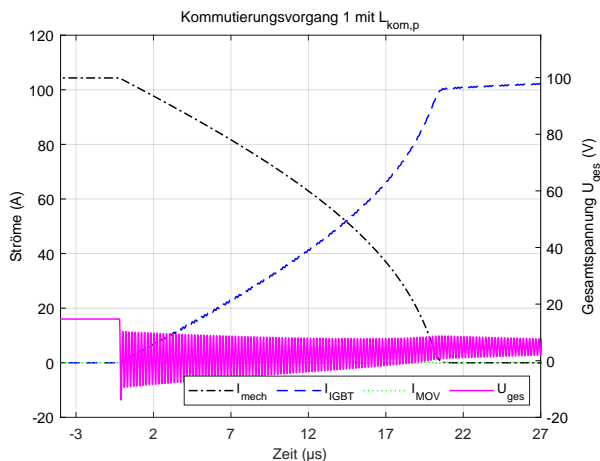


Abbildung 9: Kommutierungsvorgang 1 mit $L_{kom,p}$

Zu erwarten sind steile lineare Verläufe. Hiervon weichen die Ergebnisse der Simulation geringfügig ab. Die erwarteten kurzen Kommutierungszeiten werden auch in der Simulation ermittelt. Auffallend ist die starke Oszillation der Gesamtspannung U_{ges} ab Kommutierungsbeginn. Dies zeigt sich auch in allen weiteren Simulationsergebnissen an gleicher Stelle.

Die Simulation mit L_{kom10} führt zu den in Abb. 10 dargestellten Verhältnissen. Die Kommutierungsdauer ist ungefähr um Faktor 10 verlängert. Die Konstanz des Verlaufs der Kommutierungsströme lässt sich auf das im Circuit Breaker Block enthaltene Mayr-Modell

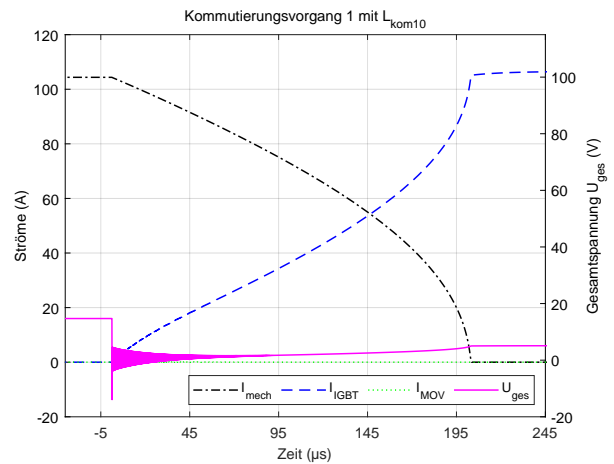


Abbildung 10: Kommutierungsvorgang 1 mit L_{kom10}

des Lichtbogens zurückzuführen.

Im Folgenden werden die Ergebnisse quantifiziert. Tabelle 2 stellt die experimentell erreichten Kommutierungsdauern denen der Simulation gegenüber.

Tabelle 2: Vergleich der Kommutierungsdauern aus Simulation und Experiment im Kommutierungsvorgang 1

Kommutierungsdauer T_{kom} (μ s)	$L_{kom,p}$	L_{kom5}	L_{kom10}
Median aus [15]	21,47	137,02	227,94
Simulationswerte	25,64	119,48	206,45
absolute Differenz	+ 4,17	-17,54	- 21,49
relative Güte (%)	119	87,20	90,57

Anhand der Werte wird deutlich, dass die simulierten Kommutierungsdauern im Kommutierungsvorgang 1 in guter Näherung zu den experimentell ermittelten Werten stehen. Absolute Abweichungen bewegen sich im Bereich einiger μ s. Mit steigender Kommutierungsinduktivität steigt diese Abweichung auf wenige 10 μ s an. Es fällt auf, dass die Kommutierungsdauer mit $L_{kom,p}$ mehr Zeit benötigt als im Experiment. Es zeigt sich an dieser Stelle auch die relativ größte Abweichung. Demgegenüber unterschreitet die Simulation für die Fälle L_{kom5} und L_{kom10} die gemessene Kommutierungsdauer. Hinsichtlich des Kommutierungsvorgangs 2 ist auffallend, dass sich die Kommutierungsdauern der Simulation sehr stark ähneln ($L_{kom,p} = 43,57$ ns; $L_{kom5} = 43,59$ ns; $L_{kom5} = 44,21$ ns). Das kann darauf zurückgeführt werden, dass der Kommutierungs- und Lastkreis für diesen Vorgang in jedem Versuch gleich aussieht und gleiche Werte besitzt. Von einem Vergleich zu experimentellen Messdaten muss in diesem Fall abgesehen werden. Die hierfür notwendigen Daten sind aus den zur Verfügung stehenden Experimentaldaten nicht extrahierbar.

Insgesamt kann festgestellt werden, dass das erstellte Simulationsmodell den Schaltvorgang des Hybridschalters in guter Genauigkeit nachbilden kann.

4 Fazit und Ausblick

Der elektromechanische Ausschaltprozess wurde an einem Modellschalter unter Einfluss externer Magnetfelder untersucht. Die Beeinflussung des Lichtbogens durch ein radiales Magnetfeld hat sich mit dem Ziel der Verkürzung der Kommutierungsdauer im Vergleich zu einem axialen Magnetfeld als am effektivsten erwiesen. Sowohl für das radiale als auch axiale Magnetfeld gilt, dass der Anodenfußpunkt häufiger auf die Laufschiene kommutiert als der Kathodenfußpunkt. Die beschalteten Kontakte sollen zukünftig materialanalytisch untersucht werden. Dadurch kann die Effektivität der magnetischen Beeinflussung des Lichtbogens auch aus Sicht der Kontakterosion genauer betrachtet werden.

Die hybride Schaltgeräteanordnung wurde nach messtechnischer Charakterisierung simulativ abgebildet und parametrisiert. Die Verifikation des Modells wurde mit Experimentaldaten durchgeführt. Für die betrachteten Konfigurationen konnte zwischen den simulativen und experimentellen Ergebnissen eine gute Übereinstimmung erreicht werden. Somit eignet sich das aufgebaute Modell für Vorabuntersuchungen und Abschätzungen im Schaltvorgang von Hybridschaltern. Aus den ermittelten Simulationsergebnissen sollen zukünftig wichtige Informationen für Schaltverhalten sowie Auslegung und Abstimmung der drei Subsysteme aufeinander, abgeleitet werden.

5 Danksagung

Die Veröffentlichung ist aus den am Fachgebiet Elektrische Geräte und Anlagen der TU Ilmenau laufenden Projekten AutoHybridS (03EI6006C) und FASS (03EI6005B) entstanden. Die Autoren danken dem Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz für die Förderung der Projekte.

Gefördert durch:



Bundesministerium
für Wirtschaft
und Klimaschutz

aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages

Literatur

- [1] Sauer, A., *The DC Factory*, 1. Aufl. München: Carl Hanser Verlag GmbH & Co. KG, 2021.
- [2] Rieder, W. F., "Low current arc modes of short length and time: a review", *IEEE Transactions on Components and Packaging Technologies*, Jg. 23, Nr. 2, S. 286–292, 2000.
- [3] Weaver, P. M., McBride, J. W., "Magnetic and gas dynamic effects on arc motion in miniature circuit breakers", in *Proceedings of IEEE Holm Conference on Electrical Contacts*, IEEE, 1993, S. 77–85.
- [4] Rümpler, C., Reichert, F., Stammberger, H., Terhoeven, P., Berger, F., "Experimentelle und numerische Untersuchung des Lichtbogenlaufverhaltens", *Albert-Keil-Kontaktseminar*, Jg. 2005.
- [5] Slade, P. G., Hrsg., *Electrical contacts: Principles and applications*, Second edition. Boca Raton, London und New York: CRC Press Taylor & Francis Group, 2017.
- [6] Feng, D., Xiu, S., Wang, Y., Liu, G., Zhang, Y., Li, N., "Experimental Investigation of Arc Ignition Modes of Vacuum Arc Under Transverse Magnetic Field", *IEEE Transactions on Plasma Science*, Jg. 43, Nr. 5, S. 1806–1814, 2015.
- [7] Widmann, W., "Arc Commutation Across a Step or a Gap in One of Two Parallel Copper Electrodes", *IEEE Transactions on Components, Hybrids, and Manufacturing Technology*, Jg. 8, Nr. 1, S. 21–28, 1985.
- [8] McBride, J. W., Pechrach, K., Weaver, P. M., "Arc root commutation from moving contacts in low voltage devices", *IEEE Transactions on Components and Packaging Technologies*, Jg. 24, Nr. 3, S. 331–336, 2001.
- [9] Anspach, F., Claassen, L., Wilkening, E.-D., Kurrat, M., "Overview about different 500 V low voltage DC-Switchgear topologies and comparison of their switch off performance", in *VDE High Voltage Technology 2020; ETG-Symposium*, 2020, S. 1–7.
- [10] Barbu, B., Fuchs, K., Jebramcik, J., Streck, M., Berger, F., "DC-Schaltprinzipien von der Niederspannung bis zur Hochspannung", in *VDE-Hochspannungstechnik 2016 - ETG-Fachtagung, Berlin*, 2016.
- [11] Jebramcik, J., Berger, F., "DC-Schaltverhalten von Löschkammerkonstruktionen für Schütze", in *22. Albert-Keil-Kontaktseminar, Karlsruhe*, 2013.
- [12] Berger, F., "Future of electromechanical switchgear", *30th International Conference on Electrical Contacts, 7–11 Juni 2021, Online, Switzerland: Proceedings*, S. 347–354, 2021.
- [13] Shen, Z. J., Miao, Z., Roshandeh, A. M., "Solid state circuit breakers for DC microgrids: Current status and future trends", in *2015 IEEE First International Conference on DC Microgrids (ICDCM)*, 2015, S. 228–233.
- [14] Song, X., Huang, A. Q., Lee, M.-C., Peng, C., "High voltage Si/SiC hybrid switch: An ideal next step for SiC", in *2015 IEEE 27th International Symposium on Power Semiconductor Devices & IC's (ISPSD)*, 2015, S. 289–292.
- [15] Bernhardt, A., Berger, F., Köpf, H., Steegmüller, P., "Experimentelle Untersuchungen zum Schaltprozess bei hybriden LVDC-Schaltgeräten", in *27. Fachtagung Kontaktverhalten und Schalten Albert-Keil-Kontaktseminar, Karlsruhe, 2023*, S. 22–28.
- [16] Klosinski, C., Börsche, D., Ross, P. u. a., "Hybrid Circuit Breaker-based Fault Detection and Interruption in 380V DC Test-setup", in *2018 IEEE Holm Conference on Electrical Contacts*, 2018, S. 203–210.
- [17] Askan, K., Bartonek, M., Weichselbaum, K., "Power Module for Low Voltage DC Hybrid Circuit Breaker", in *2019 IEEE Third International Conference on DC Microgrids (ICDCM)*, 2019, S. 1–8.
- [18] Vassa, A., Carvou, E., Rivoirard, S. u. a., "Magnetic Blowing of Break Arcs up to 360 VDC", in *2010 Proceedings of the 56th IEEE Holm Conference on Electrical Contacts*, IEEE, 2010, S. 1–5.
- [19] Lindmayer, M., "Simulation of Switching Arcs Under Transverse Magnetic Fields for DC Interruption", *IEEE Transactions on Plasma Science*, Jg. 44, Nr. 2, S. 187–194, 2016.
- [20] Göstl, R., "Optimierung magnetischer Felder und Kräfte in Kontaktanordnungen", Dissertation, TU Wien, 1989.
- [21] Islam, A., Birtwhistle, D., Saha, T. K., Islam, M. S., "Interruption of Low-Voltage DC Arc in Air Under Axial Magnetic Field", *IEEE Transactions on Power Delivery*, Jg. 35, Nr. 2, S. 977–986, 2020.
- [22] Roth, S., Stahl, A., *Elektrizität und Magnetismus: Experimentalphysik - anschaulich erklärt* (Lehrbuch). Berlin, Germany: Springer, 2018.
- [23] Gonzalez, D., Berger, F., "Arc running behaviour between parallel rails of different metals and compounds used in miniature circuit breakers", in *2013 48th International Universities' Power Engineering Conference (UPEC)*, IEEE, 2013, S. 1–6.
- [24] Schima, M., Glock, M., Berger, F., "Analyse des Einflusses magnetischer Blasfeldanordnungen auf den DC-Schaltlichtbogen", in *27. Albert-Keil-Kontaktseminar, Karlsruhe*, 2023.

VERHALTEN ELEKTRISCHER EIGENSCHAFTEN VON POLYMEREN IN NIEDERSPANNUNGSGLEICHSTROMANWENDUNGEN

Martin Danz*

Univ.-Prof. Dr.-Ing. Frank Berger

TU Ilmenau Fachgebiet Elektrische Geräte und Anlagen, Gustav-Kirchhoff-Str. 1 98693 Ilmenau,

E-Mail: fg-eet@tu-ilmenau.de

In dieser Veröffentlichung wird auf die Bedeutung von Gleichstrom in der Niederspannung (LVDC) sowie die Unterschiede zwischen Wechselstrom (AC) und Gleichstrom (DC) eingegangen. Die Isolierstoffbeanspruchung von Niederspannungskabeln und -leitungen wird betrachtet. Dabei wird auf die im Isolierstoff und an den Grenzflächen dessen zur Elektrode ablaufenden Prozesse eingegangen. Es werden verschiedene Untersuchungsergebnisse von Kurz- und Langzeitversuchen präsentiert.

1 Motivation

Die Verwendung von Gleichstrom (DC) ist nicht auf die Hochspannungsgleichstromübertragung zum Transport hoher Energie über lange Strecken, wie die Anbindung von Windparks auf See oder dem Transport von der Küste nach Süddeutschland begrenzt. Durch Verwendung von DC kann auch in Verteilnetzen durch nicht vorhandene Stromverdrängungseffekte und die volle Verwendung von vier Leitern in einem 5-Leiterkabel Energie eingespart werden. Außerdem vereinfacht sich die Regelung zur Stabilität und Blindleistung. In Industrieanwendungen ist grüne Energie effizienter einzubinden und die Anschlussleistung von Industriegebäuden kann durch Verwendung von DC reduziert werden. Wegen dieser Vorteile und der Verfügbarkeit der Leistungselektronik gibt es einen Trend zu DC auch in der Niederspannungsebene. Erweitert werden die stationären Verteilnetze durch mobile Anwendungen, wie z.B. E-PKWs, Flugzeuge und Schiffe. [1]–[7] Die Grenze der Niederspannung liegt bei 1500 V (DC) [8].

Durch die sehr vielfältigen Anwendungen im Niederspannungsbereich gibt es, im Gegensatz zur Hochspannungsgleichstromübertragung, ein breiteres Spektrum an Anforderungen an die Isolationswerkstoffe. Diese müssen für den jeweiligen Einsatzzweck angepasst und optimiert werden. Ein einziger Werkstoff oder eine einzige Polymermischung erfüllt nicht alle Anforderungen gleichzeitig.

In der Niederspannung ist Polyvinylchlorid (PVC) das dominante Grundpolymer, welches mit großen Anteilen an Additiven auf die jeweiligen Anwendung angepasst wird [9]–[11]. Additivanteile über 50 Gew.% sind üblich [12]. Durch die geringe elektrische Feldstärke, 1000 V bei etwa 1 mm Isolation, wurde bisher die Isolationsfähigkeit als gegeben angenommen [13]. Untersuchungen zeigen jedoch signifikante Unterschiede mit teils raschem Ausfallverhalten bei Gleichspannungsbeanspruchung in Verbindung mit erhöhter Temperatur und Wasser [14], [15]. Für Langzeitversuche ist eine zerstörungsfreie Methode zur Zustandsbewertung hilfreich. Eben-

falls können zerstörungsfreie Methoden für Betreiber interessant sein, die ihre Kabel im eingebauten Zustand bewerten möchten. Im Bereich der Kernkraftwerke gibt es dazu Forschungsergebnisse [16]–[20].

2 Theorie

Das Durchflutungsgesetz stellt den Zusammenhang der elektrischen (Leitungs-) Stromdichte \vec{J} und der zeitlichen Veränderung der dielektrischen Verschiebungsstromdichte \vec{D} dar, Gl. (1) [21]. In den Zuleitungen zu den Elektroden an einem Dielektrikum ist die Summe \vec{J}_{zu} messbar.

$$\vec{J}_{zu} = \text{rot } \vec{H} = \vec{J} + \frac{\partial \vec{D}}{\partial t} \quad (1)$$

Die Materialgleichungen (2) stellen einen Zusammenhang zwischen den jeweiligen Stromdichten, der elektrischen Feldstärke \vec{E} und den Materialeigenschaften elektrischer Leitfähigkeit κ und Permittivität ε dar. Die Permittivität setzt sich aus der elektrischen Feldkonstante ε_0 und der stoffabhängigen Permittivitätszahl ε_r zusammen. [21]

$$\vec{J} = \kappa \cdot \vec{E}, \quad \vec{D} = \varepsilon \cdot \vec{E}, \quad \varepsilon = \varepsilon_0 \cdot \varepsilon_r \quad (2)$$

Gl. (1) kann mit den Materialgleichungen (2) in Abhängigkeit der elektrischen Feldstärke und Temperatur T wie folgt ausgedrückt werden:

$$\vec{J}_{zu} = \kappa(T) \cdot \vec{E} + \varepsilon_0 \cdot \frac{\partial}{\partial t} \varepsilon_r(T) \cdot \vec{E} \quad (3)$$

Es ist ersichtlich, dass bei DC die elektrische Leitfähigkeit den dominanten Anteil darstellt, sobald die transienten Polarisationsvorgänge abgeschlossen sind. Im Gegensatz dazu dominiert bei AC die durch die Permittivität geprägte Verschiebungsstromdichte, die als Polarisationsstrom, dem Leitungsstrom überlagert, in der Zuleitung messbar ist.

Ferner lässt sich aus Gl. (1) bzw. (3) die elektrische Feldverteilung ableiten. Da die elektrische Leitfähigkeit bei Polymeren wesentlich stärker temperaturabhängig als die Permittivität ist, ergibt sich

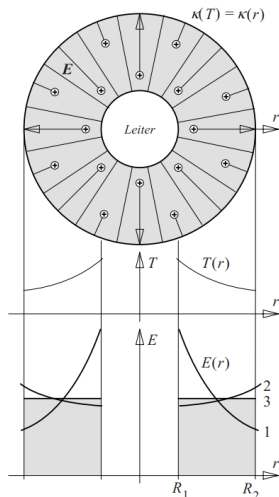


Abbildung 1: Schematische Darstellung der Feldverteilung bei vorhandenem Temperaturgradient in einem Kabel. [22]

bei DC eine andere, temperaturabhängige Verteilung des elektrischen Feldes (Abbildung 1). Bei homogenem Dielektrikum ergibt sich eine $1/r$ Verteilung (Kurve 1), durch den Temperaturgradient wird die Feldstärke vergleichmäßigt (Kurve 2) oder die höchste Beanspruchung an den Außenrand gedrängt (Kurve 3). [22]–[24]

Ein wesentlicher Unterschied zwischen AC und DC ist der (Verschiebungs-) Strom und daraus resultierend die Verteilung der elektrischen Feldstärke.

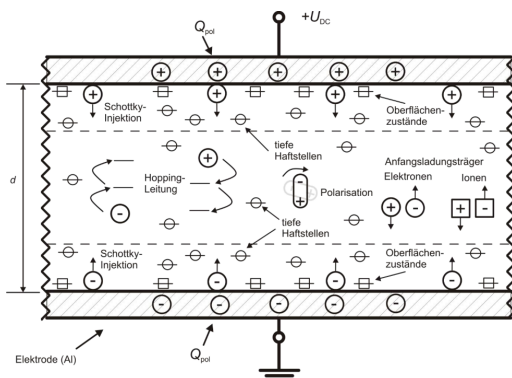


Abbildung 2: Schematische Darstellung der physikalischen Mechanismen zum Ladungstransportmodell [25]

Zur oben angesprochenen Leitfähigkeit und Polarisation ist in Abbildung 2 eine Modellvorstellung zum Ladungstransport dargestellt. Hier wird auf einen Teil der dargestellten Prozesse eingegangen. Eine genauere Beschreibung ist in der Literatur zu finden [25]–[27]

Die Polarisation beschreibt die Ausbildung und Ausrichtung von Ladungsschwerpunkten im elektrischen Feld. Dipole können sich ausrichten, an Grenzflächen oder in Haftstellen können sich Ladungsträger ansammeln. Das Grundpolymer selbst kann ein Dipolmoment haben [28]. Bei der Degradation entstehen Carbonylgruppen, die wiederum die Permittivität verändern [28], [29]. Grenzflächen kön-

nen Korngrenzen, aber auch die Elektroden oder andere Phasengrenzen sein. Die Leitfähigkeit ergibt sich aus der Bewegung von Ladungsträgern, den Elektronen, Ionen und Löchern. Additive stellen im Polymer sowohl chemische als auch physikalische Fehlstellen dar. Daraus resultieren tiefe und flache Haftstellen, letztere tragen wesentlich zur elektrischen Leitfähigkeit bei. [25]–[27], [30]–[32]

Damit ist eine Grundlage zur elektrischen Beobachtung des Degradationsprozesses bzw. zur Zustandsbewertung gegeben. Es gibt bereits Untersuchungen zur Korrelation elektrischer Parameter mit Merkmalen der zerstörenden Prüfung [13], [17]–[20]

Durch das elektrische Feld ergibt sich eine Kraft auf geladene Teilchen [21]:

$$\vec{F} = Q \cdot \vec{E} \quad (4)$$

Diese Kraft ist bei AC im Mittel Null, bei DC wirkt sie dauerhaft in eine Richtung. Durch die Kraft kann eine Bewegung von Ladungsträgern begünstigt oder hervorgerufen werden. Der Prozess ist als *Elektrophorese*

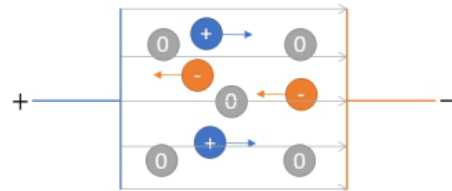


Abbildung 3: Schematische Darstellung der Kraft auf Ladungsträger im elektrischen Feld

phorese in der Literatur bekannt [9], [26], verdeutlicht in Abbildung 3.

Ein Prozess, der sowohl bei AC als auch bei DC stattfindet, ist die Dielektrophorese. Hier entsteht die Kraft durch die Feldverdrängung im inhomogenen elektrischen Feld durch unterschiedliche Permittivitäten eines Partikels und des umgebenden Mediums [9], [26], verdeutlicht in Abbildung 4.

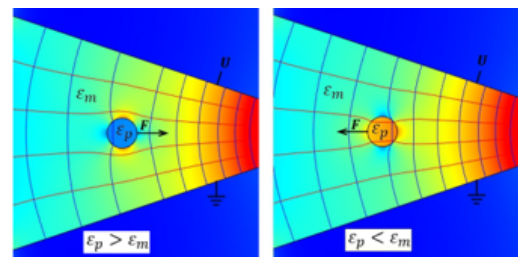


Abbildung 4: Simulation der elektrischen Feldlinien im inhomogenen Feld

Elektrophorese, Dielektrophorese und Konzentrationsunterschiede können Wanderprozesse unterstützen. Darüber hinaus gibt es elektrochemische Effekte, die eine Rolle beim Kontakt von Isolationswerkstoff und dem Elektrodenmaterial spielen. Zum Beispiel kann Kupfer u. a. bei Kautschuk und Polypropylen die thermooxidative Degradation katalysieren während bei Polyamid Kupferpulver zur Verbesserung der Wärmeformbeständigkeit beigemischt

werden kann [9], [33]. Es sind mit unterschiedlichem Elektrodenmaterial und Kunststoffen unterschiedliche Ergebnisse zu erwarten.

Teilentladungen (TE) sind bei DC ebenso möglich, wie bei AC. Wegen der fehlenden periodischen Änderung des elektrischen Feldes bei reiner Gleichspannung ist die Häufigkeit der TE-Pulse gegenüber AC reduziert [34]. In der Niederspannung sind die Spannungen gering, die spannungsführenden Teile sind aber scharfkantig und der Abstand ist gering. Es konnte gezeigt werden, dass auch hier TE auftreten [35], [36].

3 Messungen und Ergebnisse

An der TU Ilmenau wurden bereits eine Reihe an Untersuchungen zum Verhalten polymerer Isolierungen für Niederspannungsanwendungen durchgeführt. Geprüft wurden jeweils Kabel und Leitungen für Industrieanwendungen im Niederspannungsbereich. Tabelle 1 gibt eine Übersicht über die Untersuchungen, den jeweiligen Aufbau und die Kernergebnisse.

3.1 Kurzzeitversuche

Ziel der Kurzzeitversuche war es einen Überblick über das Verhalten bei DC zu erhalten. Es wurde die Durchschlagspannung von Mantelleitungen mit Gleichspannung in Abhängigkeit der Temperatur untersucht. Die Durchschlagspannung sinkt mit steigender Temperatur, trotzdem legen die absoluten Werte eine mögliche Eignung für Gleichspannungsanwendungen nahe (Abbildung 5).

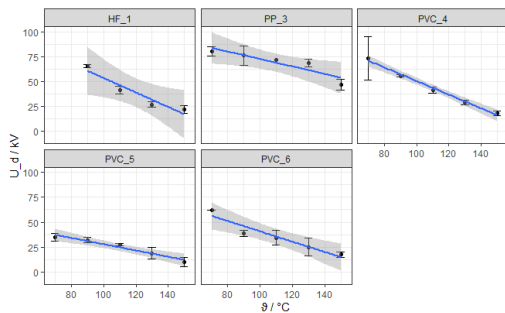


Abbildung 5: Durchschlagspannung in Abhängigkeit der Temperatur (Daten aus [37])

3.2 Langzeitversuche

Zur weiteren Klärung wurden Langzeitversuche über 2500 h in einem Ofen und in einem Wasserbad (gemischte Lagerung in Leitungswasser) durchgeführt. Die Lagerung im Wasserbad ist bewusst besonders kritisch ausgelegt, um Unterschiede zwischen den Leitungen aufzuzeigen. Im Ofen wurde als Gegenelektrode ein Schirmgeflecht straff über die Aderleitung gezogen. Nach Abkühlung konnte tendenziell eine erhöhte Durchschlagspannung beobachtet werden. Es gab keine Ausfälle während

der Prüfdauer¹. Bei gemischter Lagerung im Wasserbad sind während der Prüfdauer von 2500 h alle bei DC geprüften PVC-Leitungen wegen Durchschlag oder geringem Isolationswiderstand ausgefallen. Besonders schnell war der Ausfall bei PVC_5 und positiver Gleichspannung.

Im Projekt DC-Industrie 2 [4] wurde ein Screening ausgeführt. Es sollte unter besser kontrollierten Bedingungen ein Überblick über das Verhalten vieler unterschiedlicher Polymere erlangt werden. In dem Projekt wurde neben den elektrischen Ausfällen auch die Entwicklung der chemischen und mechanischen Parameter beobachtet. Der Fokus lag auf der zeitlichen Entwicklung genannter Parameter und der Materialvielfalt. Es gab erneut Langzeitversuche mit Lagerung der Leitungen im Ofen, wie oben beschrieben. Ausfälle gab es auch hier keine. Die Wasserlagerung erfolgte in separaten Bädern je Leitung (sortenreine Lagerung). Das hier verwendete, destillierte Wasser enthielt 3 Gew.% NaCl.

Von den Leitungen wurde zu definierten Zeiten jeweils eine entnommen, um chemische und mechanische Analysen ausführen zu können. Das heißt, die Population ändert sich mit der Zeit. Es bleibt unbekannt, ob eine Leitung die zur Analyse herausgenommen wurde, zu einem späteren Zeitpunkt ausgefallen wäre. Durch die feste Dauer von maximal 2500 h ist bei Leitungen, die bis dahin ohne Ausfall sind, unbekannt zu welcher Zeit sie ausgefallen wären.

Die unbekanntenen Werte für das Eintreten eines Ereignisses werden in der Statistik als *zensiert* bezeichnet. In der Medizin sind sogenannte zensierte Daten ein übliches Problem. Konkret handelt es sich in Fall dieses Projektes um rechtszensierte Daten vom Typ I. [38]

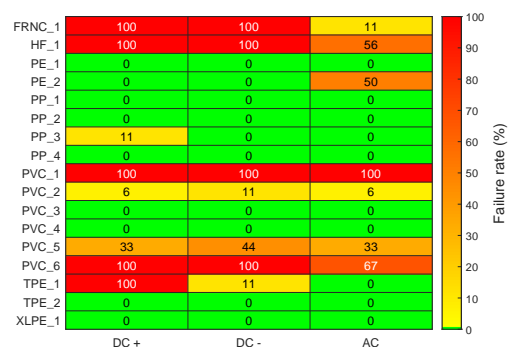
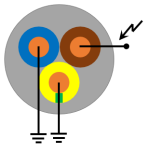

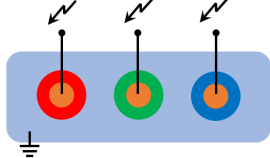
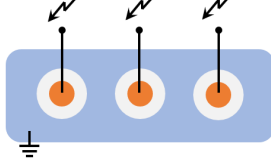


Abbildung 6: Beurteilung des Ausfalls bei sortenreiner Lagerung Ja/Nein

Die Ausfallrate kann als Tendenz innerhalb des Screening-Versuchs bewertet werden. Der Vergleich mit anderen Versuchen ist nur eingeschränkt möglich. Die Tendenzen sind in Abbildung 6 als Aus-

¹Bei der üblichen Isolationsstärke von 0,6 mm bis 1 mm im Niederspannungsbereich ist auch in Luft mit 1 kV ein Durchschlag unwahrscheinlich.

Tabelle 1: Übersicht der Aufbauten und Ergebnisse

Umgebung	Ofen		Wasserbad	
Lagerung	Kurzzeit	Langzeit	Gemischte Lagerung	Sortenreine Lagerung
Schematischer Aufbau				
Umgebung	trocken		Leitungswasser	destilliertes Wasser mit 3 Gew.% NaCl
Elektrische Belastung	$\frac{dU}{dt} = 3 \text{ kV/s}$	1 kV (DC)	1 kV (DC, AC)	1 kV (DC), 0.67 kV (AC)
Temperatur	70 °C... 150 °C	70 °C... 90 °C	80 °C	70 °C
Ergebnisse	$R_{\text{Iso}}, U_d \downarrow$ mit $\vartheta \uparrow$	$U_d \uparrow$ nach Abkühlung	<ul style="list-style-type: none"> Totalausfall von PVC bei DC Geringer Ausfall bei AC DC+ bei PVC_5 kritisch 	<ul style="list-style-type: none"> Verschiedene PVC Mischungen stark unterschiedlich Ausfälle bei AC und DC

fall ja oder nein dargestellt. Unter den kontrollierten Bedingungen zeigt sich, dass Ausfälle im Wasserbad spezifisch zum jeweiligen Typ sind. Leitungen, die bei DC Ausfälle haben, fallen bis auf wenige Ausnahmen, auch bei AC aus.

Zusammenfassende Bewertung der Ergebnisse:

- Die Wasserbeanspruchung ist der dominierende Faktor für das Ausfallverhalten.
- Das Ausfallverhalten hängt maßgeblich von der spezifischen Kunststoffmischung ab, weniger vom Grundpolymer.
- Wenn eine Leitung bei AC ein gutes Ausfallverhalten zeigt, ist auch bei DC ein gutes Ausfallverhalten zu erwarten (in kontrollierter Umgebung).

Effekte an Grenzflächen und der Wechselwirkung der Elektroden mit dem Kunststoff zeigen sich nicht nur im Ausfallverhalten, sondern auch optisch. Abbildung 7 zeigt die Veränderung an der Oberfläche des Kupfers nach der Lagerung im Wasserbad.

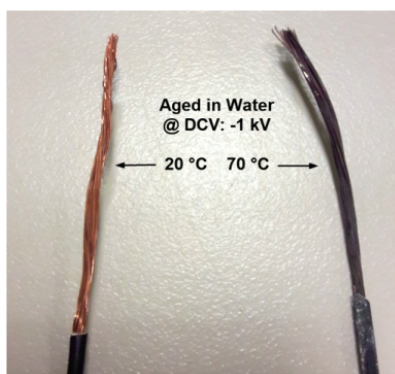


Abbildung 7: Verfärbung an Kupferleiter bei Wasserlagerung mit erhöhter Temperatur nach [39]

che des Kupfers nach der Lagerung im Wasserbad.

Ein ähnliches Bild wurde auch in [15] gezeigt. Bei den Versuchen im Wasserbad wurde unterschiedliches Verhalten bei gleichem Kunststoff festgestellt, wenn der Leiter Kupfer verzinkt oder Kupfer blank ist, die Ergebnisse sind bereits veröffentlicht [14]. Ob verzinkt besser oder schlechter ist, hängt von der jeweiligen Mischung ab. In der Literatur sind ähnliche Beobachtungen bei trockener Alterung zu finden [40]. Es ist bekannt, dass für bestimmte Anwendungen verzinktes Kupfer notwendig ist [9], [33].

In [41] sind die Ergebnisse von Versuchen mit verschiedenen Kunststoffen für Gehäuse in Wechselwirkung mit unterschiedlichen Elektrodenmaterial und Elektrodenoberflächen veröffentlicht. Es konnte eine Migration von Silber und Nickel (je nach Kontaktmaterial) vom Pluspol ausgehend in den Kunststoff beobachtet werden, ein deutlicher Polaritätseffekt. Die polaritätsabhängigen Wanderprozesse lassen sich durch die Theorie erklären. Es gibt Kunststoffe, bei denen die Effekte ausgeprägter sind und Kunststoffe, bei denen nur geringe Veränderungen beobachtet wurden. Ähnlich, wie bei den Ausfällen der Leitungen. Einige Proben haben kleine Gruben entwickelt, die sich möglicherweise durch TE erklären lassen. Eine systematische Beeinflussung der elektrischen Isolationseigenschaften konnte nicht festgestellt werden.

4 Fazit

Die theoretischen, technischen Unterschiede zwischen AC und DC wurden beleuchtet. Es wurden Ergebnisse einer Reihe von Untersuchungen an der TU Ilmenau und aus dem Projekt DC-Industrie 2 präsentiert. In trockener Umgebung gab es bei den Lei-

tungen keine Ausfälle. Bei der kontrollierten, sortenreinen Wasserlagerung sind die unterschiedlichen Ausfallverhalten durch die spezifische Kunststoffmischung dominiert. Die theoretischen Unterschiede zwischen AC und DC spielen nur eine untergeordnete Rolle. Für die *praktische Anwendung* kann davon ausgegangen werden, dass ein Einsatz bei DC möglich ist, wenn die Leitung bei AC ohne Ausfälle war. Insbesondere dann, wenn ein dauerhafter Kontakt mit Wasser bei erhöhter Temperatur ausgeschlossen ist. Aus *Forschungssicht* sind unter anderem folgende Fragen ungeklärt:

- Welche Rolle spielen die Materialien für Effekte an Grenzflächen zwischen Elektrode und Kunststoff?
- Warum fallen Leitungen mit bestimmten Polymermischungen aus und andere nicht?
- Welche Rolle spielen Additive?
- Welche elektrischen Parameter eignen sich zur zerstörungsfreien Zustandsbewertung?

Aus wissenschaftlicher Sicht ist es sinnvoll, das Thema LVDC bei Polymeren Isolierungen weiter zu untersuchen.

5 Danksagung

Die Arbeit wurde finanziell durch das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie unterstützt. Projekt Acronym: DC-Industrie 2.



Literatur

- [1] Shekhar, A., Ramírez-Elizondo, L., Bauer, P., "DC microgrid islands on ships", in 2017 IEEE Second International Conference on DC Microgrids (ICDCM), 2017.
- [2] "Systemkonzept DC-INDUSTRIE2". unter Mitarb. von ZVEI, Konsortium DC-INDUSTRIE2. (2022), Adresse: <https://dc-industrie.zvei.org/publikationen/systemkonzept-fuer-dc-industrie2> (abgerufen am 14.04.2023).
- [3] Sauer, A., Hrsg., "Die Gleichstromfabrik: energieeffizient. Robust. Zukunftsweisend", München: Hanser, 2020.
- [4] Borchering, H., Stammberger, H. "DC-INDUSTRIE2 Projektvorstellung". (2022), Adresse: <https://dc-industrie.zvei.org/publikationen/dc-industrie2-projektvorstellung> (abgerufen am 13.04.2023).
- [5] Lahti, K., Kaipia, T., Kannus, K., "Feasibility of Low Voltage Cables for Use at 1500V DC Distribution Networks", 2011.
- [6] Kim, H., Cho, Y., Kim, J., Cho, J., Juyong, K., "Demonstration of the LVDC distribution system in an island", CIGRE - Open Access Proceedings Journal, 2017.
- [7] "Voltage classes for electric mobility", ZVEI. (2013), Adresse: <https://www.zvei.org/en/press-media/publications/voltage-classes-for-electric-mobility> (abgerufen am 28.04.2023).
- [8] Richtlinie 2014/35/EU, 2014.
- [9] Heinhold, L., Stubbe, R., Hrsg., "Kabel und Leitungen für Starkstrom: Grundlagen und Produkt-Know-how für das Projektieren von Kabelanlagen", 5. Aufl., Erlangen: Publicis MCD Verl, 1999.
- [10] Thue, W. A., Hrsg., "Electrical power cable engineering", 3. Aufl., Boca Raton, London, New York: CRC Press, 2012.
- [11] Babrauskas, V., "Mechanisms and modes for ignition of low-voltage, PVC-insulated electrotechnical products", in Fire and Materials, London: Interscience Communications Ltd., 2005.
- [12] Wypych, G., "PVC Formulary", 3. Aufl. Toronto: ChemTec Publishing, 2020.
- [13] Kruizinga, B., Wouters, P. A. A. F., Steennis, E. F., "Comparison of polymeric insulation materials on failure development in low-voltage underground power cables", in 2016 IEEE Electrical Insulation Conference (EIC), 2016.
- [14] Danz, M., Bruchmüller, M., Berger, F., Puch, F., Fuchs, K., Kornhuber, S., "Long-Term behavior and analysis of selected polymeric LVAC cables under thermal, electric and moisture multi-stress with DC Voltage.", in Jicable '23 11th International Conference on Insulated Power Cables, Lyon, France, 2023.
- [15] Fuchs, K., Berger, F., Schaffrinna, D., Apel, R., Ege, G., Koerner, W., "Thermal-electrical aging of selected polymeric LVAC cables under DC voltage stress", in JICABLE'19 - 10th International Conference on Power Insulated Cables, Paris - Versailles, 2019.
- [16] Mustafa, E., Afia, R. S. A., Tamus, Z. Á., "Condition assessment of low voltage photovoltaic DC cables under thermal stress using non-destructive electrical techniques", Transactions on Electrical and Electronic Materials, Nr. 5, 2020.
- [17] Mustafa, E., Afia, R. S. A., Nouini, O., Tamus, Z. Á., "Implementation of non-destructive electrical condition monitoring techniques on low-voltage nuclear cables: I. irradiation aging of EPR/CSPE cables", Energies, Nr. 16, 2021.

- [18] Mustafa, E., Afia, R. S. A., Nawaz, A., Nouini, O., Tamus, Z. Á., "Implementation of non-destructive condition monitoring techniques on low-voltage nuclear cables: II. thermal aging of EPR/CSPE cables", *Energies*, Nr. 9, 2022.
- [19] Suraci, S. V., Fabiani, D., Xu, A., Roland, S., Colin, X., "Ageing Assessment of XLPE LV Cables for Nuclear Applications Through Physico-Chemical and Electrical Measurements", *IEEE Access*, 2020.
- [20] Suraci, S. V., Li, C., Fabiani, D., "Dielectric spectroscopy as a condition monitoring technique for low-voltage cables: Onsite aging assessment and sensitivity analyses", *Energies*, Nr. 4, 2022.
- [21] Mathis, W., Reibiger, A., "Küpfmüller Theoretische Elektrotechnik", 20. Aufl. Berlin, Heidelberg: Springer Berlin Heidelberg, 2017.
- [22] Küchler, A., "Hochspannungstechnik: Grundlagen - Technologie - Anwendungen" (VDI-Buch), 4. Aufl. Berlin; [Heidelberg]: Springer Vieweg, 2017.
- [23] Fuchs, K., "Ein Beitrag zur Optimierung der elektrischen Feldstärkeverteilung in LDPE unter HGÜ-Beanspruchung" (Ilmenauer Beiträge zur elektrischen Energiesystem-, Geräte- und Anlagentechnik Band 32), unter Mitarb. von Berger, F., Küchler, A., Kornhuber, S. Dissertation TU Ilmenau: Universitätsverlag Ilmenau, 2021.
- [24] Lau, H., "Aufbau der Raumladung in einem betriebswarmen Gleichspannungskabel", *Archiv für Elektrotechnik*, Nr. 5, 1970.
- [25] Wendel, T., "Ladungstransport in Epoxidharzformstoff unter Gleichspannungsbelastung" (Berichte aus der Elektrotechnik). Dissertation TU München: Shaker Verlag, 2020.
- [26] Kao, K.-C., "Dielectric phenomena in solids: with emphasis on physical concepts of electronic processes". Amsterdam ; Boston: Academic Press, 2004.
- [27] Teyssedre, G., Laurent, C., "Charge transport modeling in insulating polymers: from molecular to macroscopic scale", *IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation*, Nr. 5, 2005.
- [28] Wypych, G., "PVC Degradation and Stabilization", 4. Aufl. Toronto: CHEM TEC Publishing, 2020.
- [29] El-Shafee, E., Saad, G. R., "A dielectric study of the photodegradation of poly(vinyl chloride) in air", *Polymer Degradation and Stability*, Nr. 3, 1994.
- [30] Kremer, F., Schönhals, A., Hrsg., "Broadband Dielectric Spectroscopy", Berlin, Heidelberg: Springer, 2003.
- [31] Dissado, L., Laurent, C., Montanari, G., Mors-huis, P., "Demonstrating a threshold for trapped space charge accumulation in solid dielectrics under DC field", *IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation*, Nr. 3, 2005.
- [32] Laurent, C., Teyssedre, G., "Energetics of charge transport in insulating polymers", in 2017 International Symposium on Electrical Insulating Materials (ISEIM), 2017.
- [33] Saechtling, H., "Saechtling Kunststoff Taschenbuch", 31. Aufl., Baur, D.-I. E., Brinkmann, D. r. n. S., Osswald, P. D. T. A., Rudolph, D.-I. N., Schmachtenberg, P. D.-I. E., Hrsg. München: Hanser, 2013.
- [34] Götz, T., Kosse, M., Riechert, U. u. a., "Interim Report of WG D1.63: Progress on Partial discharge detection under DC voltage stress", 2019.
- [35] Weichert, H., Benz, P., Hill, N., Hilbert, M., Kurrat, M., "On Partial Discharge/Corona Considerations for Low Voltage Switchgear and Controlgear", in 2018 IEEE Holm Conference on Electrical Contacts, 2018.
- [36] Fuchs, K., Berger, F., Schorn, H., "Partial Discharges in Low Voltage Switchgears at Elevated Temperatures", in 2018 IEEE Holm Conference on Electrical Contacts, 2018.
- [37] Blobner, R., "Einfluss der Temperatur auf die Spannungsfestigkeit von Niederspannungskabeln unter Gleichspannungsbeanspruchung". TU Ilmenau, 2016.
- [38] Lee, E. T., Wang, J. W., "Statistical Methods for Survival Data Analysis" (Wiley Series in Probability and Statistics), 3. Aufl. Wiley, 2003.
- [39] Schima, M., Berger, F., Fuchs, K., "Langzeituntersuchung des Ausfallverhaltens von polymerisierten Niederspannungsleitungen unter verschiedenen Umwelteinflüssen bei DC-Beanspruchung", in 2. Fachtagung Polymerer Isolierstoffe und ihre Grenzflächenprozesse, Zittau: VDE Bezirksverein Dresden e. V., 2021.
- [40] Leuchs, O., Rager, H., Schmittchen, H.-M., "Wärmebeständigkeit von PVC-isolierten Adern für 105 °C", 1977.
- [41] Mainka, M., Wielsch, T., "Polymers in industrial LVDC power systems - aging and polymer-metal interaction effects", in 2023 IEEE 68th Holm Conference on Electrical Contacts (HOLM), 2023.

ERHÖHUNG DER ÜBERTRAGUNGSKAPAZITÄT DES VERTEILUNGSNETZES DURCH UMSTELLUNG BESTEHENDER DREHSTROMLEITUNGEN AUF GLEICHSTROM:

Beanspruchung der Komponenten

Robert Adam*, **Christian Hildmann**, **Matthias Hemken**, **Sebastian Kramer**,
Karsten Krätzschar (ehm. Backhaus), **Stephan Schlegel**
TU Dresden, IEEH, 01062 Dresden

Stephan Rupp

Maschinenfabrik Reinhausen GmbH, Falkensteinstraße 8, 93059 Regensburg

Um die Übertragungskapazität von Mittel- und Niederspannungsverteilsnetzen zu erhöhen, wurde im Forschungsprojekt AC2DC untersucht, wie bestehende Drehstromkabelanlagen (AC) in Gleichstromkabelanlagen (DC) umgewandelt werden können. Entsprechend der dabei gewählten Systemparameter ergeben sich für die Komponenten der Kabelsysteme veränderte Strom- und Spannungsbelastungen. Dieser Beitrag beschreibt, inwieweit herkömmliche Komponenten von AC-Kabelanlagen für den DC-Betrieb geeignet sind. Besonderes Augenmerk wird dabei auf die veränderte thermische Belastung gelegt, die die Komponenten eines AC-Kabelsystems durch die veränderte Belastung mit DC erfahren.

1. Einleitung Thema

Die zunehmende Einspeisung dezentraler Energiewandleranlagen und die Installation von Ladestationen für die E-Mobilität werden zwangsläufig die Kapazitätsgrenzen der bestehenden konventionell betriebenen Drehstromleitungen in den Verteilsnetzen überschreiten [1]. Darüber hinaus werden leistungselektronische Umrichter zur Standardausrüstung der Verteilsnetze gehören. Bevor teure, zeitaufwendige und genehmigungsintensive Maßnahmen umgesetzt werden, um die Netzkapazität zu erhöhen, ist es effizienter, alle Möglichkeiten der Netzoptimierung und -verstärkung auszuschöpfen.

Vorangegangene Untersuchungen haben bereits die Umwandlung bestehender Wechselstromleitungen (Freileitung und Kabel) in Gleichstromleitungen als eine vielversprechende Maßnahme identifiziert [2]. Insbesondere durch höhere Betriebsspannungen kann die übertragbare Leistung erhöht werden [3], [4]. Zudem wurde in Prüfungen auf der Grundlage von LCC-Präqualifikationstests nachgewiesen [5], dass handelsübliche 12/20-kV-AC-VPE-Kabel durchaus in der Lage sind, den typischen Spannungsbelastungen eines 55-kV-Gleichstromsystems standzuhalten [4]. Diese Entwicklungen wurden im Forschungsprojekt AC2DC aufgegriffen, um der

prognostizierten Überlastung bestehender Drehstromkabel durch Umwandeln in Gleichstromkabelstrecken entgegenzuwirken.

Zu diesem Zweck wurden entsprechende Systemkonzepte für die Niederspannungsebene (NS) und für die Mittelspannungsebene (MS) entwickelt [3] [6]. Weiterhin wurde anhand von Netzberechnungen untersucht, wie Drehstromverteilsnetze als Gleichstromnetze mit höherer Übertragungsleistung betrieben werden können [3] [7]. Die erforderlichen netzbildenden DC-Betriebsarten der netzseitigen Umrichter wurden anhand der technischen Machbarkeit und des zu erwartenden Nutzens für das Netz definiert.

Ohne die Spannungsebenen zu verändern, sind möglichst große Leistungserhöhungen dann zu erzielen, wenn ± 750 -V-Gleichstromsysteme in der Niederspannung (NS) und ± 55 -kV-Gleichstromsysteme in der Mittelspannung (MS) gewählt werden. Hier werden jedoch die Komponenten der Kabelanlagen mit deutlich höheren Spannungen und veränderten Strömen belastet. Um die Betriebssicherheit und das Langzeitverhalten der Komponenten der konventionellen AC-Kabeltechnik beurteilen zu können, mussten umfangreiche Berechnungen und experimentelle Untersuchungen durchgeführt werden.

2. Auswahl der Versuchsobjekte

Um die Untersuchungen auf anwendungsrelevante Komponenten von Kabelsystemen zu fokussieren, wurde eine Umfrage unter Verteilnetzbetreibern (VNB) in Deutschland durchgeführt. Ziel war es, die am häufigsten eingesetzten Kabeltypen und dazugehörige Garnituren zu ermitteln [3]. Die Ergebnisse zeigen, dass genormte (N) 0,6/1 kV 4-adrige Aluminiumkabel (A) mit PVC-Isolierung (YY) in der Niederspannungsebene am häufigsten eingesetzt werden (41 %) (**Tabelle 1**). Bei diesen sind die Leiter sektorförmig eindrätig (SE) oder sektorförmig mehrdrätig (SM) ausgeführt und haben typischerweise einen Querschnitt von $A = 150 \text{ mm}^2$ oder 240 mm^2 für jeden der vier Leiter. In der Mittelspannungsebene werden überwiegend (69 %) genormte (N) einadrige 12/20-kV-Aluminiumkabel (A) mit VPE (2X)-Isolierung und Kupferschirm verwendet, welcher einen Leiterquerschnitt von $A = 25 \text{ mm}^2$ hat. Die Leiter sind rund und eindrätig (RE) oder rund und mehrdrätig (RM) und haben typischerweise Querschnitte von $A = 150 \text{ mm}^2$ oder 240 mm^2 .

Tabelle 1: Liste der im Rahmen des AC2DC-Forschungsprojekts untersuchten AC-Kabel

MV	
AC-Kabel	3 x NA2XS(F)2YS 1x150 RE/25 12/20 kV 3 x NA2XS(F)2YS 1x150 RM/25 12/20 kV 3 x NA2XS(F)2YS 1x240 RM/25 12/20 kV
LV	
AC-Kabel	NAYY 4 x 150 SE und SM 0.6/1 kV NAYY 4 x 240 SE und SM 0.6/1 kV

3. Berechnen der Verlust-/Wärmeleistung

Die Strombelastbarkeit von Kabeln wird hauptsächlich durch deren Erwärmung während des Betriebes bestimmt. Diese hängt einerseits von den Verlustleistungen P_V ab, die durch die ohmschen Leitungsverluste in den Leitern und in den Schirmen oder durch dielektrische Verluste in der Isolierung entstehen. Andererseits hängt sie von den Wärmeleistungen ab, die durch die Wärmeübertragungsprozesse transportiert werden können. Insbesondere die erzeugten Verlustleistungen P_V unterscheiden sich bei AC- und DC-Belastungen [8].

Auf der MS- und NS-Ebene werden in der Regel auch bei herkömmlicher Wechselspannungsbelastung im 50-Hz-Drehstromsystemen die dielektrischen Verluste in den Kabeln nicht berücksichtigt. Bei reiner DC-Belastung ist ihr Beitrag zur Kabelerwärmung erwartungsgemäß noch geringer und kann ebenfalls vernachlässigt werden. Für einen idealen Gleichstrom $i_{DC_id}(t)$ treten nur die ohmschen Verluste in den Leitern auf, während der Skin- und der Proximity-Effekt

nicht vorhanden sind. In den Schirmen treten keine ohmschen Verluste auf, da keine Wirbelströme oder zirkulierende Längsströme induziert werden [8]. Unter idealen DC-Bedingungen kann die Strombelastbarkeit von Kabeln daher deutlich höher sein. Wird zusätzlich der gegenseitige thermische Einfluss der einzelnen Leiter einer Kabelanlage berücksichtigt, kann die Strombelastbarkeit je nach Legart weiter erhöht werden. Insbesondere bei Erdkabelsystemen mit ursprünglich mehreren 12/20-kV-Drehstromsystemen gebündelt im Dreieck gelegt und größeren Leiterquerschnitten $A > 500 \text{ mm}^2$ lassen sich bei der Umstellung auf $\pm 55\text{-kV}$ -Gleichstromsysteme die Übertragungskapazitäten bis zu insgesamt $P_{DC}/P_{3-AC} = 5,6$ ($\cos\varphi = 1$) erheblich steigern. Der Gewinn durch die erhöhte Strombelastbarkeit kann dann bis zu 52,5 % betragen [9].

Der von leistungselektronischen Umrichtern erzeugte Gleichstrom ist jedoch im Allgemeinen nicht ideal. Ein tatsächlicher Gleichstrom z. B. $i_{DC_rip}(t)$ kann je nach Umrichtertechnologie Wechselströme mit unterschiedlichen Frequenzen und Amplituden (Rippelströme) enthalten (**Bild 1**) [10].

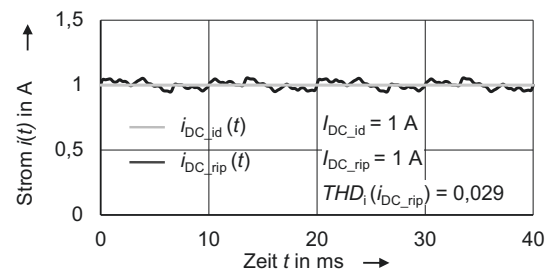


Bild 1: Idealer Gleichstrom i_{DC_id} und exemplarischer Gleichstrom i_{DC_rip} , überlagert mit Wechselströmen verschiedener Frequenzen und Amplituden (Rippelströme) und entsprechenden THD_i

Dies kann im Normalbetrieb zu Wirbelströmen und bei entsprechender Erdung zu zirkulierenden Längsströmen in den Schirmen und in den Leitern (PE, PEN, N) führen. Während bei konventionellen 50-Hz-Drehstromsystemen die zusätzlichen Verluste durch den Skin- und Proximity-Effekt bei den Kabelquerschnitten von $A = (150, 240) \text{ mm}^2$ keine wesentliche Rolle spielen, können höherfrequente Rippelströme bei Gleichstrom zu inhomogenen Stromdichteverteilungen in den Leitern führen. Da alle diese Verluste mit der Frequenz schnell ansteigen, ist zu klären, ob und inwieweit Rippelströme die Strombelastbarkeit von konventionellen Drehstromkabelsystemen im Gleichstrombetrieb beeinflussen.

Trotz umfangreicher Literaturrecherche ist es bisher nicht gelungen, typische Frequenzspektren oder zulässige Grenzwerte für Rippleströme in Gleichstromnetzen der Nieder- und Mittelspannungsebene zu ermitteln. Darüber hinaus sind in der Normung keine Grenzwerte der Rippleströme für Gleichrichter oder Lasten angegeben. Daher wurden die durch Rippleströme verursachten Verlustleistungen anhand des Verlaufs des exemplarischen Gleichstroms $i_{DC_rip}(t)$ (**Bild 1, Gl. (1)**), der an einer Hochspannungsgleichstromsammelschiene gemessen wurde, berechnet.

$$i_{DC_rip}(t) = I_0 + \sum_{n=1}^{51} \left(\sqrt{2} I_n \sin(n \omega t + \varphi_n) \right) \quad (1)$$

Das Frequenzspektrum umfasst neben dem Gleichanteil I_0 die Rippleströme I_n bis zum $n = 51$ -fachen eines 50-Hz-Signals. Die entsprechenden Verstärker wurden so eingestellt, dass der Gesamt-Effektivwert des Stroms $I_{DC_rip} = 1$ A entspricht (**Gl. (2)**).

$$I_{DC_rip} = \sqrt{\frac{1}{T} \int_{t=0}^T (i_{DC_rip}(t))^2 dt} = 1 \text{ A} \quad (2)$$

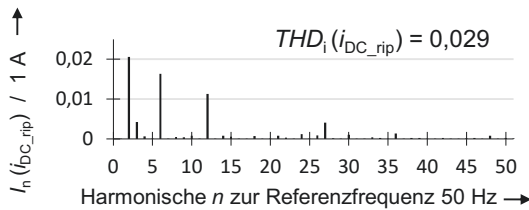


Bild 2: Spektrum der Rippleströme in den DC-Strömen i_{DC_rip}

Der Klirrfaktor THD_i (Total Harmonic Distortion) (**Gl. (3)**) kann als Maß für den Anteil des Ripplestroms am Gesamtstrom verwendet werden. Er setzt die Summe der Effektivwerte I_n der n -Frequenzen ins Verhältnis zum Effektivwert I_0 der Gleichstromkomponente.

$$THD_i = \frac{\sqrt{\sum_{n=1}^{51} (I_n)^2}}{I_0} \quad (3)$$

Der genutzte exemplarische Gleichstrom $i_{DC_rip}(t)$ mit überlagerten Wechselstromkomponenten hat einen $THD_i(i_{DC_rip}) = 0,029$.

Um die Veränderung der Strombelastbarkeit für die betrachteten Kabelsysteme zu bewerten, wurden die Verlustleistungen P_V in den n Leitern L und den n Schirmen S mittels FEM-Feldberechnungen (*Ansys Maxwell*) ermittelt (**Bild 3**).

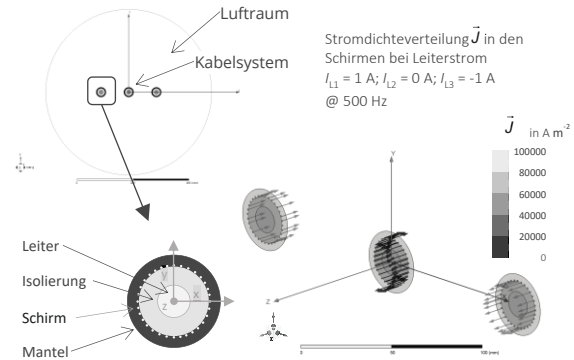


Bild 3: FEM Ansys-Maxwell-Modell eines $3 \times NA2XS(F)2Y 3 \times 150 RM25 12/20$ kV Kabelsystems in flacher Anordnung

Für jede einzelne Frequenz des gesamten Spektrums des beispielhaften Gleichstromes i_{DC_rip} mit überlagerten Wechselanteilen (Ripplestrom) wurden mit den FEM-Modellen die Stromdichten J in den belasteten und unbelasteten Leitern sowie Schirmen und die Verlustleistung $P_{V_DC_rip}$ bei Belastung mit einem Stromeffektivwert von $I = 1$ A berechnet. Dabei wurden die Belastungsart (voller oder halber DC-Leiterstrom) sowie die Leiterkonfiguration (MS-Kabelsystem oder NS-Kabelsystem) berücksichtigt. Die Verluste für die einzelnen Frequenzen wurden dann mit den Anteilen des Spektrums (Amplitude) des beispielhaften Gleichstromes multipliziert und aufsummiert. Die Berechnung der Stromdichten bzw. Verlustleistungen für jede einzelne Frequenz des Spektrums mit einem normierten Belastungsstrom von $I = 1$ A Effektivwert hat den Vorteil, die Ergebnisse der FEM-Berechnung auf Rippleströme mit Frequenzspektren völlig unterschiedlicher Amplituden anwenden zu können. Zum Vergleich wurden die Stromdichten J und die Verlustleistung P_{V_3-AC} bei Belastung mit einem symmetrischen Drehstrom und die Verlustleistungen $P_{V_DC_id}$ bei einem idealen Gleichstrom i_{DC_id} von $I = 1$ A Effektivwert berechnet.

Für das betrachtete Niederspannungskabel (NAYY 4 x 240 0,6/1 kV) reduziert sich die Gesamtverlustleistung ΣP_{V_DC} auf 65 % gegenüber den Verlusten P_{V_3-AC} bei symmetrischen Drehstrom, wenn zwei der Leiter (L1 und L3) vollständig mit dem idealen Gleichstrom belastet werden und der dritte Leiter L2 nicht strombelastet wird (**Bild 4 - Σ**). Die Verluste $P_{V_DC_id}$ bei i_{DC_id} und $P_{V_DC_rip}$ bei i_{DC_rip} unterscheiden sich nicht. Wenn ein DC-Pol auf zwei Leiter (L1 und L3) verteilt wird, reduziert sich die Gesamtverlustleistung ΣP_{V_DC} im Kabel auf 48 %.

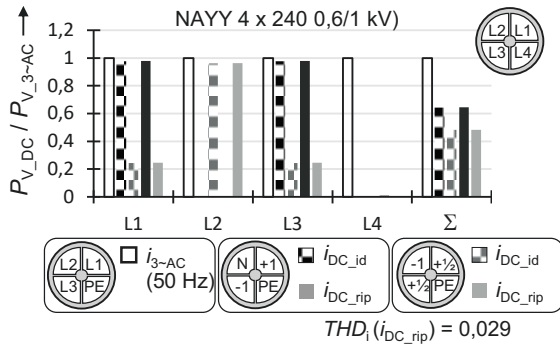


Bild 4 Verlustleistung $P_{V,DC}$ in den Leitern (L1...L4) eines Niederspannungskabels, das mit idealem Gleichstrom $i_{DC, id}$ oder Gleichstrom $i_{DC, rip}$ mit Rippelströmen belastet wird, bezogen auf die Verlustleistung $P_{V,3-AC}$ einer symmetrischen 50-Hz-Drehstrombelastung

Die Verlustleistung im voll DC-belasteten Leiter L2 beträgt 97 % derjenigen bei Drehstrombelastung. (Bild 4).

Um zu ermitteln, ab welchem Anteil an Rippelströmen (THD_i) die Strombelastbarkeit der NS-Kabelanlagen signifikant beeinflusst wird, wurde eine Temperaturerhöhung von $\Delta\vartheta = 2$ K gewählt. Als Referenzkriterium wurde die Grenztemperatur von PVC ($\vartheta_{limit} = 70$ °C; DIN VDE 0276-603:2018-04) herangezogen. Bei einer Umgebungstemperatur von $\vartheta_0 = 30$ °C entspricht dieser Temperaturanstieg einer 1,05-fach höheren Verlustleistung P_V , was einem 1,0247-fach höheren Effektivwert des Laststroms entspricht. Um die Verlustleistung $P_{V,DC,rip}$ um 5 % zu erhöhen, muss der Gleichstrom $i_{DC,rip}$ einen $THD_i = 0,242$ aufweisen, wenn die Amplituden der Effektivwerte gleichmäßig in einem Spektrum bis zum 51-fachen eines 50-Hz-Signals verteilt sind.

Für das betrachtete Mittelspannungs-System mit drei NA2XS(F)2Y 1 x 150 12/20 kV-Kabeln reduziert sich die Gesamtverlustleistung $\Sigma P_{V,DC}$ auf 59 %, wenn die zwei Leiter L1 und L3 voll belastet sind (Bild 5 - Σ). Auch hier unterscheiden sich die Verluste $P_{V,DC,id}$ bei $i_{DC, id}$ und $P_{V,DC,rip}$ bei $i_{DC, rip}$ nicht. Wenn ein DC-Pol auf zwei Leiter (L2 und L3) verteilt wird, reduzieren sich die Gesamtverluste $\Sigma P_{V,DC}$ im Kabel auf 43 %. Die Verluste im vollbelasteten Leiter reduzieren sich nur um 0,4 % auf 99,6 % der Verluste bei Drehstrombelastung (Bild 5).

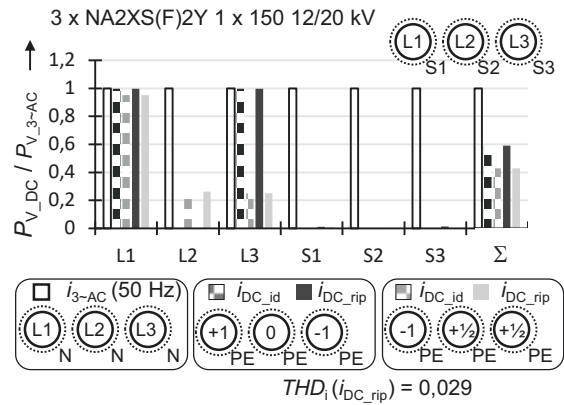


Bild 5: Verlustleistung $P_{V,DC}$ in den Leitern (L1...L3) und Schirmen (S1...S3) eines Mittelspannungskabelsystems in flacher Anordnung (Abstand 7 cm), belastet mit einem idealen Gleichstrom $i_{DC, id}$ oder einem Gleichstrom $i_{DC, rip}$ mit Rippelströmen, bezogen auf die Verlustleistung $P_{V,3-AC}$ einer symmetrischen 50-Hz-Drehstrombelastung

4. Messen der Verlust-/Wärmeleistung

Um die FEM-Modellen zu verifizieren, wurde für ausgesuchte Kabelsysteme die Verlustleistungen durch experimentelle Untersuchungen ermittelt. Die Verlustleistung wurde dabei über die in den Leitern und Schirmen fließenden Ströme referenziert. Dafür wurden geeignete Versuchsanordnungen im Labor aufgebaut. Für die Mittelspannungssysteme wurden z. B. drei einphasigen Mittelspannungskabel (3 x NA2XS(F)2Y 1 x 240 12/20 kV-Kabeln in flache gelegter Anordnung (z. B. Abstand 7 cm und 10 cm) genutzt (Bild 6)

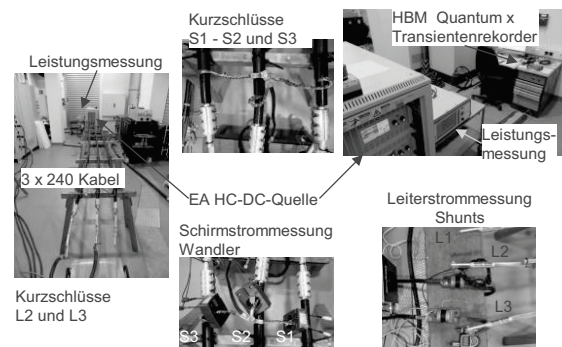


Bild 6: Versuchsaufbau mit NA2XS(F)2Y 3 x 240 Kabelsystem in flach gelegter Anordnung (Abstand 7 cm) zum experimentellen Verifizieren der Modelle zum Berechnen der Verlustleistungen bei DC Belastung mit Rippelströmen $i_{DC,AC}(t)$

Die Leiterströme wurden mit Shuntwiderständen (Hilo-Test) und einem Leistungsmessgerät (LMG Zimmer) gemessen und über einen Messrechner aufgezeichnet. Die Schirmströme wurden mit Stromwandlern erfasst und über eine Transientenrekorders (HBM) mit dem Messrechners aufgezeichnet (Bild 6).

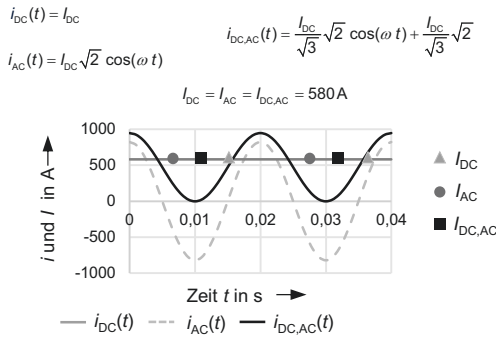


Bild 7: Vorgabe für Belastungsströme zum Messen der Verlustleistungen bei DC-Belastung mit Rippelströmen bei gemeinsam kurzgeschlossenen und geerdeten Schirmen im 3 x NA2XS(F)2Y 1 x 240 12/20 kV-Kabelsystem in flache gelegter Anordnung (Abstand 7 cm)

Um möglichst große induzierte Schirmströme erreichen zu können, wurde ein Gleichstrom i_{DC_AC} mit einem möglichst großen Wechselanteil (Rippelstrom $I_{DC_AC_eff} = 334,8 \text{ A} @ 50 \text{ Hz}$) eingestellt, der ohne zu große Verzerrung der Kurvenform von der Quelle bereitgestellt werden konnte (Bild 7). Die Berechnungen zu den induzierten Schirmströmen in den FEM-Modellen wurden ebenfalls mit diesem Gleichstrom i_{DC_AC} mit einem möglichst großen Wechselanteil (Rippelstrom) durchgeführt. Werden die so ermittelten Schirmströme in den Schirmen S2 und S3 verglichen (Tabelle 2), ist eine gute Übereinstimmung zwischen den mit den FEM-Modell berechneten und den im Versuch gemessenen Schirmströmen feststellbar. Damit konnten die FEM-Modelle zum Berechnen der Verlustleistungen in den Kabelsystemen verifiziert werden.

Tabelle 2: Gemessene und berechnete Ströme in den Leitern- und Schirmen (freies Potential oder kurzgeschlossen und geerdet) eines 3 x NA2XS(F)2Y 1 x 240 12/20 kV-Kabelsystems in flache gelegter Anordnung (Abstand 7 cm)

	Ström I in A gemessen						Ströme I in A berechnet						
	L2 L3		S2	S3	L2 L3		S2	S3	L2 L3		S2	S3	
	I_{eff}	I_{AC}	I_{DC}	I_{eff}	I_{eff}	I_{eff}	I_{AC}	I_{DC}	I_{eff}	I_{eff}	I_{eff}	I_{AC}	I_{DC}
i_{DC} geerdet	579	2,9	579	0,0	0,0	580	0	580	0	0	0	0	0
i_{DC_AC} frei	578	319	482	0,00	0,01	317	317	0	0	0	0	0	0
i_{DC_AC} geerdet	581	317	487	34,4	44,7	317	317	0,0	39,6	44,0			

5. Erwärmung der Kabelsysteme

Die ermittelten Verlustleistungen P_V dienen als Eingangsgrößen für die Modelle zum Berechnen der Erwärmung. Zunächst wurden die thermischen Modelle für Kabel und Muffen in Luft frei im Raum gelegt, entwickelt. Die thermischen Modelle wurden dabei mit der FEM (Finite-Elemente-Methode) in Comsol und mit der WNM (Wärme-Netz-Methode) in Orcad aufgebaut. Der Vorteil von FEM-Modellen ist die gute Beschreibung der Wärmeleitungsprozesse. Damit können die Temperaturverteilungen im Querschnitt und entlang der Kabel und Muffen mit hohen Auflösungen dargestellt und so mögliche lokale Hotspots ermitteln werden.

Für die mit vollem Strom belasteten Leiter zeigen die mit den FEM-Modellen berechneten Verlustleistungen P_V (Kap. 3) kaum Unterschiede zwischen DC-Belastung mit und ohne Rippelströme und Drehstrombelastung (Bild 4 und Bild 5). Die Gesamtverluste $\Sigma P_{V_DC_rip}$ für das Kabelsystem (Mittelspannung) bzw. Vierleiterkabel (Niederspannung) sind jedoch bei DC-Belastung deutlich geringer. Das ist ebenfalls am Beispiel der Temperaturverteilung im Querschnitt z. B. eines NAYY 4 x 240 0,6/1 kV-Niederspannungskabels, berechnet mit einem thermischen FEM-Modell (Comsol), zu erkennen (Bild 8).

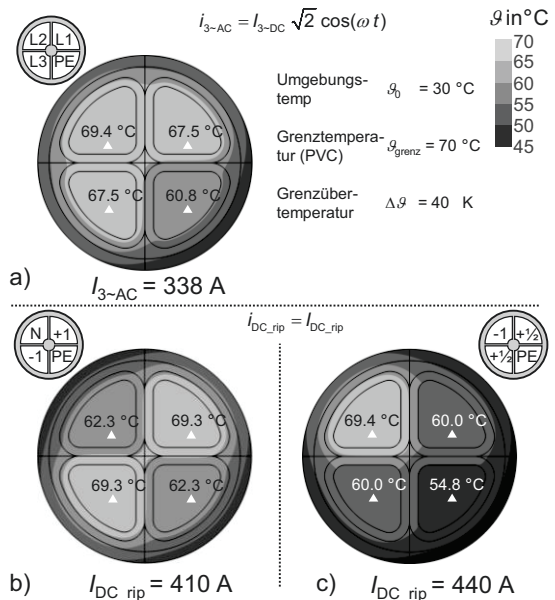


Bild 8: Temperaturverteilung im Querschnitt und Strombelastbarkeit I berechnet für die Grenzüber-temperatur $\Delta\vartheta$ in den Leitern eines NAYY 4 x 240 0,6/1 kV-Niederspannungskabels in Luft, belastet mit dem Bemessungs-Drehstrom i_{3-AC} und dem Gleichstrom i_{DC_rip} mit einem $THD_i = 0,029$

Hier kann bei gleicher Grenzüber-temperatur der Belastungsstrom von $I_{3-AC} = 338$ A (a) bei Drehstrombelastung auf $I_{DC_rip} = 410$ A (b) bei Gleichstrombelastung mit Rippelströmen erhöht werden, wenn zwei Leiter voll belastet werden. Wird ein DC-Pol auf zwei Leiter aufgeteilt, kann sogar ein Belastungsstrom von $I_{DC_rip} = 440$ A (c) erreicht werden. Mit diesen höheren Belastungsströmen bei DC-Betrieb kann verglichen zu konventionellem Drehstrombetrieb eine um maximal 30 % höher Leistung über das Niederspannungs-Kabelsystem übertragen werden, wenn gleiche Grenztemperaturen angesetzt werden können.

Im Vergleich zur erhöhten Übertragungsleistung für Niederspannungskabel um den Faktor $P_{DC}/P_{AC} = 2,17$ (bei ± 750 V, $\cos \varphi = 1$) durch höhere DC-Spannungen ist die Erhöhung der Übertragungsleistung durch größere DC-Ströme nicht maßgeblich. Für Mittelspannungskabelsysteme fällt die Erhöhung der Übertragungsleistung durch DC-Ströme noch geringer aus, da die gegenseitige thermische Beeinflussung der Leiter deutlich geringer ist.

6. Zusammenfassung

In diesem Beitrag wurde gezeigt, wie sich die Strombelastbarkeit bestehender konventioneller Drehstrom-Kabelsystemen verändert, wenn diese zukünftig mit Gleichstrom betrieben werden. Die Untersuchungen wurden beispielhaft an konventionellen AC-Komponenten durchgeführt, die am häufigsten in Drehstrom-Kabelsystemen eingesetzt werden. Die Verlustleistungen und Strombelastbarkeiten wurden mit einem exemplarischen Gleichstrom mit Rippelströme berechnet. Die Berechnungsmodelle konnten experimentell verifiziert werden. Weitere Untersuchungen zu den auftretenden Rippelströmen an realen DC-Umrichtern sind bereits für die zweite Phase des Forschungsprojektes AC2DC geplant.

Für die betrachteten Kabelsysteme konnten höhere Übertragungskapazitäten bei DC-Betrieb aufgrund höherer Lastströme ermittelt werden. Diese sind jedoch um ein Vielfaches geringer als die erhöhten Übertragungskapazitäten aufgrund höherer Systemspannungen.

Danksagung

Die Autoren danken dem Fördermittelgeber Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz BMWK (Fördernummer 03EI6027A/B) und ihren Institutionen zur Ermöglichung der Untersuchungen.

Literatur

- [1] CIRED WG 2019-1:DC Networks on the distribution level – New trend or Vision?", Final Report, CIRED, July 2021
- [2] L. Zhang, J. Liang, W. Tang, G. Li, Y. Cai und W. Sheng: Converting AC distribution lines to DC to increase transfer capacities and DG penetration, IEEE Transactions on Smart Grid, 2018,
- [3] S. Kraemer, S. Rupp, R. Adam, K. Backhaus, C. Hildmann, M. Nilges, P. Schegner: Conversion of existing AC into DC Cables Links in Distribution Grids: Benefit and Challenges, ETG-Congress 2021, online, 685-690
- [4] U. Schichler, A. Buchner: Application of extruded MVAC Cables for DC Power Transmission, 10th International Conference on Insulated Power Cables (Jicable'19), Versailles, France, 2019 Report A8-4
- [5] CIGRE WG B1.32: Recommendations for Testing DC Extruded Cable Systems for Power Transmission at a Rated Voltage up to 500 kV, 2012,
- [6] M. Hemken, R. Adam, C. Hildmann, S. Kraemer, K. Krätschmar, P. Schegner, S. Rupp: Erhöhen der Übertragungskapazität der Verteilungsnetze durch Umstellung bestehender Drehstromleitungen auf Gleichstrom - Netzkonzepte, 1 DC-Verteilnetztagung, 11.-12.04.2024, Görlitz
- [7] M. Nilges, S. Kraemer, S. Rupp, R. Adam, K. Backhaus, C. Hildmann, S. Rupp: Systemkonzepte von DC-Verteilnetzen Erhöhung der Anschlussleistung von Windparks, 17. Symposium Energieinnovation, 16.-18.02.2022, Graz/Austria
- [8] IEC 60287-1 / -2: *Electric cables – Calculation of the current rating*, 2014 / 2015
- [9] P. Ratheiser, A. Buchner, U. Schichler: Übertragungskapazität von MGÜ-Kabelstrecken bei Verwendung von extrudierten AC-Mittelspannungskabeln", VDE Hochspannungstechnik - ETG-Fachtagung in online, ETG-Fb. 162: 09. 11.11.2020, VDE Hochspannungstechnik
- [10] CIGRE WG C6.31: Medium Voltage direct current (MVDC) grid feasibility study, Technical Brochures Reference 793, February 2020,

SITZUNG 4

TRANSFORMATION

- 10 Konzept zur Einbindung eines H2-Kraftwerks anhand eines hybriden AC/DC-Netzes in eine bestehende Fabrikinfrastruktur..... 67**
M. Beier-Möbius, H.-M. Strehle, M. Richter
- 11 Netzanschlusskonzepte für Power Charging - Vergleich AC mit DC-Versorgung.....71**
G. Lichtenberger, S. Tschätsch
- 12 Erhöhung der Übertragungskapazität von AC- Freileitungen durch Überlagerung einer DC-Spannung..... 75**
M. Lorenz, S. Schmidt

KONZEPT ZUR EINBINDUNG EINES H₂-KRAFTWERKS ANHAND EINES HYBRIDEN AC/DC-NETZES IN EINE BESTEHENDE FABRIKINFRASTRUKTUR

Menia Beier-Möbius*

*Fraunhofer-Institut für Werkzeugmaschinen und Umformtechnik,
Reichenhainer Str. 88, 09126 Chemnitz*

Hanns-Martin Strehle

Mark Richter

*Fraunhofer-Institut für Werkzeugmaschinen und Umformtechnik,
Reichenhainer Str. 88, 09126 Chemnitz*

Am Fraunhofer IWU in Chemnitz wurde eine Wasserstoff-Versuchsanlage (H₂-Kraftwerk) aufgebaut, welche aus einem Wasserstoffpfad mit Elektrolyse, Wasserstoffspeicher und Brennstoffzelle besteht. Da ein Teil der Anlage mit gleichstrombasiert arbeitet, wurde ein hybrides AC/DC-Netz aufgebaut, welches mit der Stromverteilung der E³-Forschungsfabrik verbunden wurde. Das H₂-Kraftwerk dient als Test- und Entwicklungsumgebung für Kunden sowie zur Untersuchung verschiedener Forschungsfragen.

1. Einleitung

Die Begrenzung des Klimawandels und der damit einhergehende Umbau des Energiesystems erfordert neue Lösungen zur effizienten dezentralen Nutzung von erneuerbaren Energien an Produktionsstandorten. Ein vielversprechender Ansatz sind industrielle Gleichstromnetze. Potentiale zeigen sich in folgenden Bereichen [1]:

- Erhöhung der Energieeffizienz durch den Wegfall von Wandlungselementen
- Einfache Einbindung gleichstrombasierter Energieanlagen (Photovoltaik, Brennstoffzellen, Elektrolyseure, Batterien)
- Einsparung von Material durch weniger stromführende Leiter

Die Verwendung erneuerbarer Energieanlagen an Produktionsstandorten reduziert den Fremdbezug und die CO₂-Emissionen [1]. Durch die Einbindung von Energiespeichern kann die Wetterabhängigkeit partiell ausgeglichen werden [2] [3]. Der Energiebedarf von Produktionsunternehmen aus der diskreten Fertigung ist gekennzeichnet durch prozesstechnologische und auslastungsabhängige Lastschwankungen der Maschinen und Anlagen. Die Nutzung von Wasserstoff kann dabei zu einer Entkopplung von wetterabhängig gewonnener regenerativer Energie und dem Energiebedarf der Produktion eingesetzt werden. Überschüsse am Wochenende oder Unterdeckungen bei geringer Sonneneinstrahlung können unterstützend ausgeglichen werden.

Derzeit sind Industrienetze dominierende AC-Netze [2]. Zum Betreiben von der Antriebsysteme in Maschinen und Anlagen werden Frequenzumrichter genutzt. Durch die Umwandlung von netzseitig AC zu DC auf den Zwischenkreis und dann wieder von DC zu AC für die Komponente entstehen Wandlungsverluste [4].

Durch eine Einbindung der Maschinen auf ein DC-Netz lassen sich diese Verluste reduzieren und weitere Vorteile wie beispielsweise eine geringere Anschlussleistung und ein geringerer Materialeinsatz für Stromschienen, Kabel, und die Leistungselektronik generieren. Ebenso können erneuerbare Energieanlagen wie PV-Anlagen und Brennstoffzellen einfach integriert werden und auch der Wirkungsgrad kann durch ein DC-Netz erhöht werden. [4]

Um ein DC-Netz innerhalb der Produktionsstätte zu integrieren, müssen verschiedene Anpassungen und Umbaumaßnahmen erfolgen. In einem ersten Schritt wurde ein hybrides AC/DC-Netz für einen Teil der Energieversorgung aufgebaut. Hierbei handelt es sich um die Energiebereitstellung und -speicherung mittels Wasserstoffs durch das H₂-Kraftwerk, welches zusätzlich zu einer vorhandene PV-Anlage auf der E³-Forschungsfabrik am Standort in Chemnitz aufgebaut wurde. Diese Anlage dient als Testumgebung bzw. Testbed für Kunden sowie zur Untersuchung verschiedener Forschungsfragen um das Themenfeld einer nachhaltigen wasserstoffbasierten Energieversorgung von Fabriken.

2. Grüne Kette des H2-Kraftwerks

Die Einbindung des H2-Kraftwerks innerhalb der E³-Forschungsfabrik ermöglicht es überschüssige erneuerbare Energie der vorhandenen PV-Anlage in Niedrig-/Nichtbedarfszeiten (z.B. am Wochenende) zu speichern.



Abbildung 1: Grüne Kette des H2-Kraftwerks

Die PV-Anlage stellt Elektroenergie zur Verfügung, welche die Elektrolyseure nutzen, um Wasserstoff zu erzeugen. Der Wasserstoff wird in Druckbehältern gespeichert und kann dann mittels der Brennstoffzelle in elektrische Energie während Hochbedarfszeiten zurückgewandelt werden. Hochbedarfszeiten können z.B. mehrere Bearbeitungsversuche oder Fertigungsaufträge in der Forschungsfabrik sein. Zusätzlich wird ein Batteriespeicher zur dynamischen Pufferung verwendet.

Die Brennstoffzelle und der Batteriespeicher verfügen über einen DC-Anschluss, weshalb innerhalb des H2-Kraftwerks ein DC-Netz aufgebaut wurde und dieses an die E³-Forschungsfabrik gekoppelt wurde.

3. Aufbau des H2-Kraftwerks

Das H2-Kraftwerk besteht aus einem Elektrolyseursystem, einem Wasserstoffspeicher mit Kompressor, einem Brennstoffzellensystem und einem Batteriespeicher. Zusätzlich sind noch weitere Komponenten notwendig, wie Wasser- und Gasaufbereitungsanlagen, Wassertanks, Kühlaggregate, eine Gaswarnanlage, die Leistungselektronik sowie die dazugehörige Steuerung, um alle Komponenten optimal zu betreiben.

Tabelle 1: Hauptkomponenten H2-Kraftwerks

Komponente	Nennleistung/-speichervermögen
Elektrolyseur	19,2 kW
Wasserstofftank	75 kg (300 bar)
Brennstoffzelle	37,4 kW
Batteriespeicher	73 kWh

Die verwendeten Hauptkomponenten innerhalb des H2-Kraftwerks sind in Tabelle 1 dargestellt. Es werden acht Elektrolyseure basierend auf der Anionen-Austauschmembran-Technologie (AEM) mit einer Gesamtleistung von 19,2 kW genutzt. Das Elektrolyseursystem liefert 8,6 kg Wasserstoff innerhalb von 24 h. Gespeichert wird der Wasserstoff in Flaschenbündeln, die ca. 75 kg Wasserstoff bei 300 bar speichern können.

Die Brennstoffzelle basiert auf Niedertemperatur-Polymer-Elektrolyt-Technologie (NT-PEM) und hat eine elektrische Leistung von 37,4 kW. Der Wasserstoffverbrauch liegt bei ca. 2,5 kg/h. Zur dynamischen Pufferung der Elektroenergie und zur Bereitstellung von Startenergie ist ein Lithium-Ionen-Batteriespeichersystem mit 73 kWh Nennenergieinhalt integriert worden.

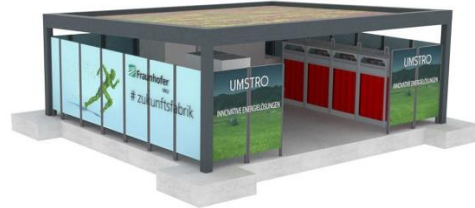


Abbildung 2: Carportlösung des H2-Kraftwerks

Um mit Wasserstoff arbeiten zu können, muss in Deutschland auf die Arbeitssicherheit und somit auch auf den Explosionsschutz geachtet werden [5]. Innerhalb von Gebäuden kann dies zu Umbaumaßnahmen der Abluftanlagen und weiteren Umrüstungen führen. Um diese Umrüstung innerhalb von bestehenden Immobilien zu vermeiden bzw. zu verringern bietet es sich an, die Komponenten, die mit Wasserstoff betrieben werden oder diesen erzeugen, außerhalb des Gebäudes zu betreiben. Hierfür kann mittels eines Containers oder abschließbaren Carports eine geeignete Aufstellmöglichkeit gefunden werden. Für das H2-Kraftwerk wurde eine schließbare Carportlösung gewählt (siehe Abbildung 2). Um die Sicherheit zu gewährleisten, muss auch bei der Außenaufstellung auf bestimmte Explosionsschutzmaßnahmen geachtet werden, wie zum Beispiel bei den Ausblasanlagen und dem Blitzschutz. Zusätzlich muss bei der Aufstellung der Anlagenteile unterhalb auf gewisse Sicherheitsabstände geachtet werden.

Gerade in Bezug auf den Wasserstoffspeicher ist dieser Sicherheitsabstand einzuhalten. Dies gilt auch für Anlagen, die, wie in diesem Fall, komplett gekapselt sind.

4. Konzept des hybriden AC/DC-Netzes des H2-Kraftwerks

Um die Verluste bei der Energieübertragung zu verringern, wurde innerhalb des H2-Kraftwerks ein hybrides AC/DC-Netz aufgebaut. Das bedeutet, dass einige Komponenten innerhalb eines DC-Netztes betrieben werden, während andere Komponenten mittels AC-Netz betrieben werden.

Das aufgebaute Netz des H2-Kraftwerks ist vereinfacht in Abbildung 3 dargestellt. Zur Vereinfachung wurde in dieser Abbildung auf den Kompressor, die Wasseraufbereitungsanlagen, die Wassertanks, den Trockner und Teile der Steuerung verzichtet. Blau kennzeichnet hierbei das benötigte Wasser für die Elektrolyseure. Grün kennzeichnet den Wasserstoffkreis aus Brennstoffzelle, dem Wasserstofftank und den Elektrolyseuren. Die Elektrolyseure haben einen 3-phasigen AC-Anschluss, ebenso die Brennstoffzelle für die Peripherieversorgung. Die Ausgangsspannung der Brennstoffzelle ist eine DC-Spannung, welche mittels integrierten Hochsetzsteller auf die Betriebsspannung von 600 V des DC-Netztes angehoben wird. Das DC-Netz des H2-Kraftwerks ist mit einem bidirektionalen Netzwechselrichter verbunden, an dem auch der DC-Anschluss der E³-Forschungsfabrik angeschlossen ist. Die E³-Forschungsfabrik hat somit einen AC-Anschluss und einen DC-Anschluss an das H2-Kraftwerk.

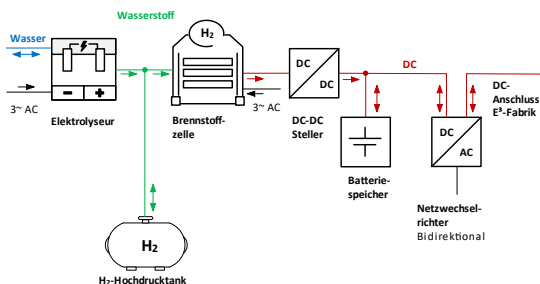


Abbildung 3: AC/DC-Netz des H2-Kraftwerks

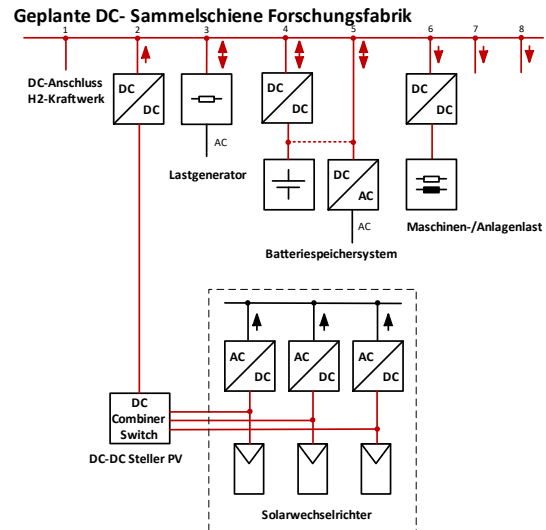


Abbildung 4: Entwurf der DC-Schiene in der Forschungsfabrik

Innerhalb der Forschungsfabrik ist der Aufbau eines weiterführenden DC-Netztes geplant, um insbesondere Verbraucher zu integrieren. Das H2-Kraftwerk dient als eine Schlüsselkomponente für die Einbindung von Erzeugungsanlagen und Energiespeichern innerhalb des DC-Netztes. Abbildung 4 zeigt einen ersten schematischen Entwurf einer DC-Sammelschiene innerhalb der Forschungsfabrik. Auf der Sammelschiene ist als erster Anschlusspunkt die Verbindung zum H2-Kraftwerk vorgesehen. Die auf der Dachfläche befindliche PV-Anlagen soll über einen DC/DC-Steller auf eine zweiten Anschlusspunkt der DC-Schiene einspeisen. Weiterhin sollen ein Lastgenerator und weiteres Batteriespeichersystem eingebunden werden. In weiteren modularen Abgängen sollen Maschinen- und Anlagen (z.B. Fräsbearbeitungszentren und Roboter) angeschlossen werden können.

5. Mögliche Untersuchungsszenarien

Das H2-Kraftwerk und die DC-Einspeisung dienen als Testbed für Partner, Kunden und eigene Forschungsarbeiten. Mit dem Testbed sollen verschiedene Forschungsfragen untersucht werden. Es folgt eine nicht vollständige Liste mit verschiedenen möglichen Untersuchungsszenarien:

- Wie kann die Nutzung wasserstoffbasierter Energieversorgung zur Dekarbonisierung von Produktionsstätten und Fabriken beitragen?
- Wie wirken sich die unterschiedlichen Strombezugsquellen (PV-Anlage, BHKW, Strommix) auf die Kosten, die Verfügbarkeit

und den CO₂-Fußabdruck des Wasserstoffs und den Preis aus?

- Untersuchung von jahreszeitlichen Schwankungen und Schwankungen im Tagesverlaufs der Verfügbarkeit der erneuerbaren Energien (PV-Anlage) und die Auswirkungen auf die Wasserstoffproduktion und damit auf die Produktion
- Wie hoch ist das Optimierungspotential in Bezug auf die Nutzung der Ertragsvorhersage der PV-Anlage in Kombination mit dem H₂-Kraftwerk?
- Untersuchungen des Einflusses des Strompreises auf die Herstellungskosten des Wasserstoffs in Abhängigkeit der Verfügbarkeit erneuerbarer Energien bei gleichzeitiger Betrachtung der Last bzw. des Produktionsprogramms der Fabrik (Aktives Energiemanagement)
- Mit welcher Dynamik lassen sich Lastschwankungen und Lastspitzen mit dem H₂-Kraftwerk ausgleichen?
- Untersuchungen zu den Kosten und der Amortisierung des H₂-Kraftwerks unter verschiedenen Betriebsführungsstrategien
- Untersuchungen zur Autarkiesteigerung durch die Nutzung des H₂-Kraftwerks und die DC-Infrastruktur
- Untersuchungen zur CO₂-Bilanz der größten Komponenten des H₂-Kraftwerks
- Untersuchungen verschiedener Betriebsstrategien des H₂-Kraftwerks und der Produktionsumgebung bei Nutzung der DC-Infrastruktur
- Wie groß ist die Reduktion der Verluste unterschiedlicher Maschinen, Anlagen und Maschinenverbänden bei Verwendung der DC-Infrastruktur?
- Welchen Einfluss haben verschiedene Betriebsführungsstrategien des DC-Netzes auf die Verluste, die Amortisierung und die CO₂-Bilanz?
- Untersuchung der optimalen Betriebsführungsstrategie des DC-Netzes
- Einbindung verschiedener Speichertechnologien innerhalb des DC-Netzes an verschiedenen Stellen und Untersuchung zu optimalen Betriebsführungsstrategie

Diese und viele weitere Forschungsfragen sollen mittels des hybrid (AC/DC) eingebunden H₂-Kraftwerks untersucht werden.

6. Zusammenfassung

Am Standort des Fraunhofer IWU in Chemnitz wurde ein H₂-Kraftwerk bestehend aus Brennstoffzelle, Wasserstoffspeicher, Elektrolyseuren,

und Batteriespeicher aufgebaut. Hierbei wurde ein hybrides AC/DC-Netz für die einzelnen Komponenten des H₂-Kraftwerks realisiert. Der Anschluss an die bestehende Versuchshalle erfolgt ebenfalls mittels AC-Anschluss und DC-Anschluss.

Durch das H₂-Kraftwerk ist der erste Schritt für den Aufbau einer DC-Infrastruktur am Forschungsstandort erfolgt. Die Anlage und die geplante DC-Infrastruktur sollen als Testbed für verschiedene Forschungsaufgaben in Hinblick auf Energieversorgung, Autarkie, Dekarbonisierung, Optimierung und Planung der Versorgung von Fabriken mittels Wasserstoffes und auch mittels DC-Infrastruktur dienen.

Danksagung und Literatur

Wir bedanken uns bei der Sächsische Aufbaubank (SAB) für die Förderung des Projektes „H₂ – Clean Energy City“, welches in Kooperation zwischen der Technischen Universität Chemnitz und dem Fraunhofer-Institut für Werkzeugmaschinen und Umformtechnik durchgeführt wurde.

Literatur

- [1] A. Sauer, Die Gleichstromfabrik, Hanser Verlag: München, 2020.
- [2] T. Lauf, M. Memmler und S. Schneider, „Emissionsbilanz erneuerbarer Energieträger,“ Dessau-Roßlau, 2021.
- [3] A. Schwab, Elektroenergiesysteme, Berlin, Heidelberg: Springer Berlin, 2022.
- [4] G. Christiner, H. Popelka und M. Cichy, „Das Stromnetz von morgen – Szenarien und Zielbilder für 2040,“ *Elektrotechnik und Informationstechnik*, Bd. 137, Nr. 7, pp. 359-369, 2020.
- [5] Forschungsprojekt DC-INDUSTRIE, „Gleichstrom für die nachhaltige Fabrik,“ Frankfurt am Main, 2020.
- [6] Deutsche Gesetzliche Unfallversicherung e.V. (DGUV), „Gefährdungen und Schutzmaßnahmen bei Arbeiten im Bereich von Wasserstoffanlagen und -leitungen,“ Berlin, 2023.
- [7] E. Unterberg, J. Glasschröder und G. Reinhart, „A Systems Engineering Based Method to Increase Energy Flexibility,“ in *Procedia CIRP*, Neapel, 2017.

NETZANSCHLUSSKONZEPTE FÜR POWER CHARGING VERGLEICH AC- MIT DC-VERSORGUNG

Gunter Lichtenberger *

*DNV Energy Systems Germany GmbH
Gostritzer Straße 67, 01217 Dresden*

Sven Tschätsch

*DNV Energy Systems Germany GmbH
Gostritzer Straße 67, 01217 Dresden*

Die Automobilindustrie plant den Aufbau von Ladestationen für E-Trucks im Fernverkehr. Die Elektrifizierung des Fernfahrzeugsegments wird in den kommenden Jahren zunehmen und somit müssen die elektrischen Netzanschlusskonzepte die Aspekte Wirtschaftlichkeit, einfache Betriebsführung, Bereitstellung redundanter Versorgungssysteme und Erweiterbarkeit erfüllen.

Im Rahmen einer Studie wurden verschiedene elektrische Versorgungsnetze nach dem Ansatz der herkömmlichen Versorgung der Ladestation durch unterschiedliche AC-Netzkonfiguration entwickelt und analysiert. Zusätzlich wurden auch DC-Netzversorgungskonzepte der Ladestation in Betracht gezogen. Im ersten Schritt wurde eine Ladestation mit einer Bezugsleistung von 3 MW aus dem Mittelspannungsnetz im Detail analysiert. Die Ladestation enthält 4 MCS-Anschlüsse von 1,2 MW und einen MCS-Anschluss von 400 KW für Nachtladung.

Somit wurden in dieser Studie die nachfolgenden Netzkonzepte für die Bewertung sowie den Kosten-Nutzen-Vergleich untersucht:

- Typische Lösung mit AC-Mittelspannungs- und AC-Niederspannungsverteilstromnetz bis zu den Chargern,
- Optimierter Ansatz für AC-Mittelspannungs- und AC-Niederspannungsverteilstromnetz bis zu den Chargern,
- Versorgung der Charger über AC-Mittelspannungsnetz und DC-Verteilnetz,
- Optimiertes DC-Versorgungsnetz mit Versorgung über AC-Mittelspannungsnetz.

Damit bei der zukünftigen Versorgung der Power Charger eine hohe Versorgungssicherheit vorliegt, wird ein optimales Netzkonzept für das Versorgungsnetz erarbeitet, indem verschiedene Versorgungsmöglichkeiten (AC- oder DC-NS-Netze, (n-1) -Sicherheit, optimierte Anzahl

von Convertern etc.) für die Versorgung der Power Charger gegenübergestellt sowie der Einfluss auf den Netzbetrieb, Ausbaumöglichkeiten usw. analysiert werden.

Auf Grundlage der vorhandenen Planungsstände wurden verschiedene Netzstrukturen erarbeitet. In der Entwicklung der Netzkonzepte wurden folgende Randbedingungen und Aspekte zu Grunde gelegt:

- Bezugsleistung von 3 MW aus dem vorgelagerten Mittelspannungsnetz.
- Für Worst-Case-Betrachtungen:
 - Erste Ladestation wird voll ausgelastet,
 - Restliche Ladestationen nur 40 % der installierten Kapazität,
 - Batteriespeicher bezieht vorerst keine Leistung,
 - AC- und DC-Kabel sind so dimensioniert, dass sie die volle Leistung der Ladestationen übertragen können,
 - Verlegefaktor der Kabel mit 0,7 angenommen (Verlegung im Erdreich),
 - Es ist davon auszugehen, dass die Verluste der AC/DC-Umrichter 3 % (Volllast) und 1,2 % (40 % Last) der installierten Leistung betragen.

Im Folgenden sind die einzelnen Varianten dargestellt:

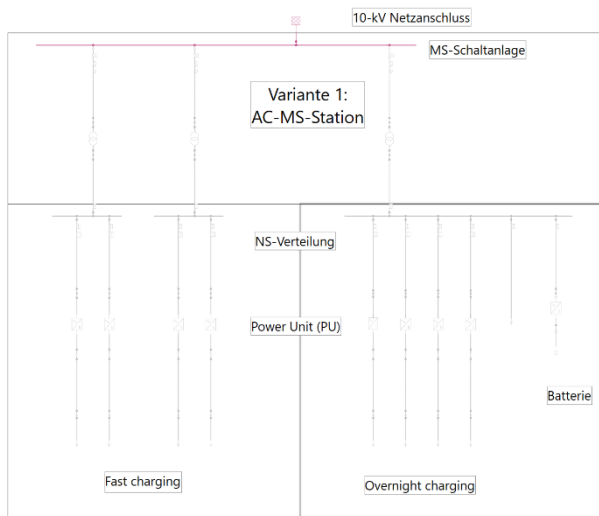


Abbildung 1: Variante 1 – Typische Lösung mit AC-MS- und AC-NS-Verteilnetz

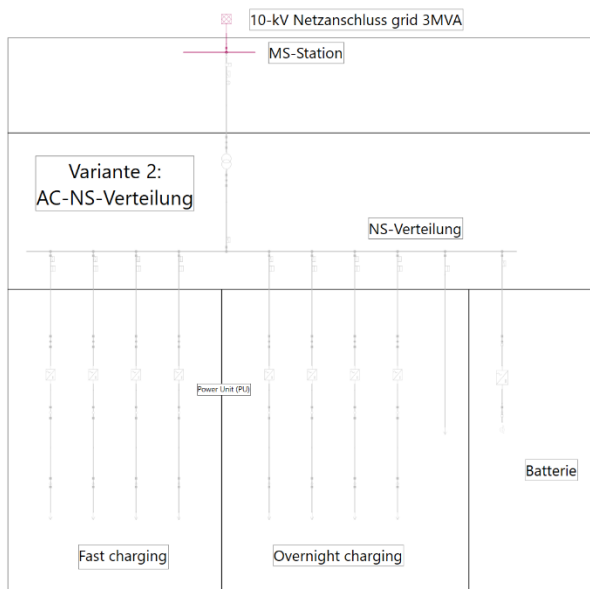


Abbildung 2: Variante 2 - Optimierter AC-Netzanschluss

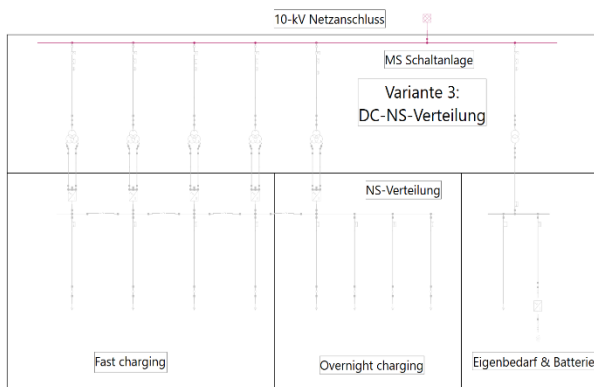


Abbildung 3: Variante 3 – Versorgung über AC-MS-Netz und DC-Verteilnetz

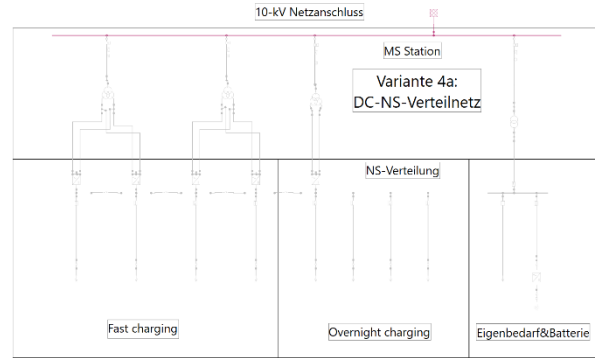


Abbildung 4: Variante 4a und 4b – Optimiertes DC-Versorgungsnetz aus AC-MS-Netz

Als Randbedingungen für den Entwurf der Netzkonzepte musste berücksichtigt werden, dass es nur für stranggespeiste DC-Netze eine Kurzschlussstromberechnungsnorm (IEC 61660) gibt. Des Weiteren liegen aktuell keine genormten Netzennennspannungen für DC-Netze vor. Somit wurde als Spannungslevel für die DC-Netze 700 V gewählt, da davon derzeit die meisten Betriebsmittel zur Verfügung stehen.

Diese Konzepte wurden in dem Netzberechnungsprogramm NEPLAN® nachgebildet und anhand von Lastfluss-, Kurzschlussstrom- sowie Wirtschaftlichkeitsberechnungen analysiert.

Die Lastflussberechnungen zeigten, dass die Differenz in den Netzverlusten zwischen den einzelnen Varianten sehr gering ist und somit nur einen geringen Einfluss auf die zu verwirklichende Netzvariante haben werden. Des Weiteren zeigten auch die Kurzschlussstromberechnungen für die stranggespeisten Netze, dass mit den aktuell verfügbaren Komponenten die Kurzschlussfestigkeit der Betriebsmittel gewährleistet werden kann.

Eine weitere Bewertung der Netzkonzepte erfolgte unter folgenden Gesichtspunkten: Investitionskosten, Netzverluste, Stellfläche, technische Realisierbarkeit, Erweiterbarkeit und Versorgungszuverlässigkeit beziehungsweise (n-1)-Sicherheit.

Die wirtschaftliche Bewertung basiert auf Budgetpreisen für die verschiedenen Betriebsmittel. Die analysierten Netzvarianten wurden unter der Annahme miteinander verglichen, dass nur die erforderlichen Investitions- und Netzverlustkosten berücksichtigt werden. Anfallende Betriebskosten, Wartungs-, Instandhaltungs- und Verwaltungskosten bleiben hierbei unberücksichtigt. Die Auswertungen zeigen, dass der Großteil der Kosten mit den Investitionskosten

der Transformatoren, der DC-Schaltanlagen und AC/DC-Wandler oder der Ladestationen zusammenhängt. Die Kosten für die Installation der Kabel und die Netzverluste sind im Verhältnis zu den Gesamtkosten nahezu unbedeutend. Die Varianten mit DC-NS-Verteilung sind teurer als die Varianten mit AC-Verteilung. Die aktuelle Technologie der Hersteller ist mit dem Aufbau einer DC-NS-Verteilung und AC/DC-Convertern größer als 1 MW derzeit im Prototypenstatus. Somit wird bei der Betrachtung der Investitionskosten zwischen laufenden Kosten (Prototypenkosten) und künftigen Investitionskosten (standardisierte Kosten in 5 Jahren) unterschieden.

Es ist zu beachten, dass die aktuellen Kosten eines DC-Schaltfelds 1,5-Mal so hoch sind wie die eines AC-Schaltfelds. Der Grund liegt darin, dass eine DC-Schaltanlage derzeit kein häufig verkauftes und standardisiertes Produkt ist und von einzelnen Herstellern individuell angefertigt werden muss. Aktuell ist ein AC-Versorgungsnetz für die Power Charger günstiger als ein DC-Versorgungsnetz. Es wird erwartet, dass die DC-Komponenten in Zukunft billiger werden, gefolgt von der Produktion und Standardisierung in großem Maßstab, was die Gesamtkosten für die DC-Lösungen wesentlich senken wird.

Somit wurden für alle fünf erörterten Versorgungsmöglichkeiten zu den Netzanschlusskonzepten für Power Charging die Investitionskosten ermittelt und alle Investitionskosten auf die Kosten der Variante 2 bezogen.

Varianten	Gesamtpreis der Varianten	Gesamtpreis der Varianten
	mit Prototyp	in 5 Jahren
1	107 %	107 %
2	100 %	100 %
3	207 %	116 %
4a	207 %	117 %
4b	181 %	104 %

Tabelle 1: Kostenvergleich der einzelnen Netzanschlusskonzepte

Alle untersuchten Varianten sind technisch machbar und modular erweiterbar. Die zwei Varianten mit AC-Versorgung haben jedoch aufgrund des Prototypenzustands der Gleichstromkomponenten und AC/DC-Convertern mit Leistungen über 1 MW einen Vorteil gegenüber anderen Varianten der DC-Versorgungsnetze. Bei den Konzepten mit DC-Versorgungsnetzen

sind wahrscheinlich anfängliche Schwierigkeiten und Verzögerungen bei der Realisierung und Lieferbarkeit zu erwarten. Künftig kann jedoch davon ausgegangen werden, dass die Vorteile der DC-Versorgungsnetze, wie höhere Belastbarkeit der Kabel, höherer Wirkungsgrad und keine für die E-LKW erforderliche Charging-Einheit, überwiegen.

Aufgrund des Prototypstatus der AC/DC-Converter mit 6- oder 12-Puls-Technologie und Leistungen größer als 1 MW für die Ausführungen mit DC-Verteilung sind diese sehr teuer. Durch Weiterentwicklung, Standardisierung sowie industrielle Fertigung der AC/DC-Converter mit 6- oder 12-Puls-Technologie ist davon auszugehen, dass deren Preis jährlich fallen wird.

Angesichts zukünftiger modularer Erweiterungen, zukünftig sinkender Preise für AC/DC-Converter mit 6- oder 12-Puls-Technologie sowie der Vorteile der DC-NS-Verteilung ist die DC-Variante mit Footprint als bevorzugte Variante zu betrachten. Zieht man keine Erweiterung der Ladestationen in Betracht, so erweist sich eine Variante mit herkömmlichem AC-Verteilnetz als bevorzugte Lösung.

Um eine bevorzugte Variante identifizieren zu können, wurden die fünf untersuchten Varianten nach den Gesichtspunkten in der folgenden Tabelle miteinander verglichen.

Variante	1	2	3	4a	4b
Kosten	+	++	-	-	--
Effizienz/Verluste	+		-		-
Stellfläche	+	++	-	+	
tech. Realisierbarkeit	+	++			
Erweiterbarkeit	+	+	+	+	+
Zuverlässigkeit (n-1)	-	----	++	+	-
Ranking	1	5	3	2	4

Tabelle 2: Ermittlung einer Vorzugsvariante unter Auswertung verschiedener Punkte

Anhand der Tabelle 2 wurden die verschiedenen Varianten gemäß den ausgewählten Aspekten bewertet und eine Vorzugsvariante abgeleitet. Die Bewertung erfolgt dabei nach Plus- und Minuspunkten. Ist eine Variante aus Sicht der (n-1) -Sicherheit nicht sicher, gilt dies als sofortiger Ausschluss der Variante.

Aktuell kann Variante 1 als Vorzugsvariante ermittelt werden, was vor allem auf die etablierte und standardisierte Technik und die damit geringeren Kosten im Vergleich zu den Varianten mit DC-Technik zurückzuführen ist.

Variante 2 mit nur einem 10/0,4-kV-Transformator ist wegen der nicht gewährleisteten (n-1)-Sicherheit aufgrund des Ausfalls des 10/0,4-kV-Transformators auszuschließen. Aufgrund des Entwicklungsstands der DC-Komponenten, insbesondere der Ladestationen mit 1 MW und mehr Ladeleistung als Prototypen, sind die aktuellen Preise dementsprechend hoch. Es ist davon auszugehen, dass in den nächsten Jahren die Preise dieser Ladestationen durch Standards und industrielle Produktion sinken werden.

Angesichts zukünftiger modularer Erweiterungen, zukünftig sinkender Preise für AC/DC-Converter mit 6- oder 12-Puls-Technologie sowie angesichts der Vorteile der DC-NS-Verteilung ist die DC-Variante mit Footprint als bevorzugte Variante zu betrachten. Zieht man keine Erweiterung der Ladestationen in Betracht, erweist sich die Variante mit herkömmlichem AC-Verteilnetz als bevorzugte Lösung.

STEIGERUNG DER ÜBERTRAGUNGSKAPAZITÄTEN VON DREHSTROM-(AC)-LEITUNGEN DURCH GLEICH-(DC)-SPANNUNG

Maria Lorenz
Uwe Schmidt

Hochschule Zittau/Görlitz, Theodor-Körner-Alle 16, 02763 Zittau

Der Neubau von Leitungen in den Übertragungs- und Verteilnetzen gestaltet sich aufgrund langer Genehmigungsverfahren als sehr schwierig und teilweise nicht durchsetzbar. Um vorhandene Leitungstrassen und Systeme zu nutzen bzw. in ihrer Übertragungsfähigkeit zu erweitern, werden verschiedene Ansätze gewählt. Dazu zählen Parallelführungen unterschiedlicher Spannungsebenen auf einem Mast oder die Ausrüstung mit Hochtemperatur-Leiteseilen. Im vorliegenden Paper wird ein Verfahren der Überlagerung eines Drehstromsystems (AC, Alternativ Current) mit einer Gleichspannung (DC, Direct Current) vorgeschlagen. Die Überlagerung, als Mischspannung bezeichnet, kann zu einer signifikanten Erhöhung der Übertragungskapazität führen. Bei bestehenden Drehstrom-Leitungen ist eine Verdopplung der übertragbaren Wirkleistung möglich. Es werden Potenziale der Mischspannungsübertragung aufgezeigt, verschiedene Varianten der AC-DC-Kopplung vorgestellt und die grundsätzliche Machbarkeit erläutert. Es werden ergänzend Probleme des Netzbetriebes, der Ein- und Auskopplung der Gleichspannung, der Sternpunktbehandlung und der schutztechnischen Behandlungen benannt.

1. Einleitung

Mit der Energiewende kommt es zu einer Dezentralisierung der Erzeugungsnetzstruktur im Übertragungs- und Verteilnetzes, die zu einer größeren Auslastung der bestehenden Netz-Infrastruktur führt.

In den frühen 1970er Jahren wurden verschiedene Konzepte zur Erhöhung der Übertragungskapazität von Übertragungs- und Verteilnetzen diskutiert. Dazu zählt unter anderem das Konzept der Mischspannungs-Übertragung. Das Konzept schlägt die Übertragung eines Drehstromsystems (AC, Alternate Current) und einer Gleichspannung (DC, Direct Current) vor.

Interessante Aspekte zum Thema sind in DIEBELS & DIEBELS [1] benannt. Zum damaligen Stand der Technik war eine Umsetzung bei technischen, finanziellen und ökonomischen Rahmenbedingungen nicht durchsetzbar.

Mit der Entwicklung neuer leistungselektronischer Komponenten und dem Zwang zur Übertragung großer regenerativer Erzeugerleistung können die Potenziale und die technische Umsetzbarkeit einer Mischspannungs-Übertragung neu bewertet werden.

2. Stand der Technik

2.1. Wechselspannungs-(AC)-Übertragung

Die Verteilung von elektrischer Energie erfolgt hauptsächlich durch das Dreiphasen-Drehstromsystem, mit einer Frequenz von

50 Hz. Im Übertragungsnetz ist die derzeit maximale Nennspannung in Europa $U_n = 400$ kV.

Die Übertragungsleistung einer AC-Leitung wird durch die thermische Belastbarkeit und bei großen Längen durch Spannungsabfälle über den Leitungsreaktanzen (Betriebsreaktanz X_b) und den kapazitiven Ladeströmen (Betriebskapazität C_b) bestimmt. Die Blindelemente bestimmen damit eine betrieblich und wirtschaftlich sinnvolle Leitungslänge. Im 400-kV-Netz werden Freileitungslängen $l_{FL} > 300$ km und Kabellängen $l_K > 20$ km vermieden, bzw. mit Kompensationseinrichtungen ausgestattet.

Bei zunehmendem Vermaschungsgrad v kann die Übertragungsfähigkeit des Übertragungs- und Verteilnetzes erhöht werden, die führt aber in Regionen mit ausgedünnter Netzstruktur zu den bekannten Problemen des Netzausbaues.

2.2. Gleichspannungs-(DC)-Übertragung

Eine mögliche Technologie zur Übertragung größerer Leistungen bei vorhandener Leitungstrassierung kann die Punkt-zu-Punkt Gleichstrom-Übertragung anbieten.

Dabei kann auch bei größeren Entfernungen vergleichsweise verlustarm übertragen werden. Elemente zur Kompensation der Blindleistung sind nicht notwendig.

Bei der DC-Übertragung wird die zu übertragende Energie über leistungselektronische

Komponenten an den angeschlossenen Knotenpunkten geregelt.

Eine Vermaschung zu Multi-Terminal-HVDC-Systems zu einem DC-Netz wird perspektivisch möglich und in wenigen Jahren verfügbar. Technische Fragestellungen zur betrieblichen Umsetzbarkeit (Schaltung von DC-Leitungen) werden kontrovers diskutiert, aber perspektivisch gelöst werden. Nachteile der DC-Übertragung sind die zu erreichenden Netzstrukturen bei den derzeit vorherrschenden Rahmenbedingungen.

2.3. Mischspannungs-Übertragung

Die Mischspannungs-Übertragung kombiniert Vorteile der AC-Übertragung mit den Vorteilen der DC-Übertragung. Diese Technik wurde bis jetzt nur theoretisch betrachtet oder in Laborversuchen getestet, es gibt daher keine technische Anwendung in Deutschland.

Die sinusförmige Wechselspannung $U_{ac} = \hat{u}_{ac} \cdot \sin(\omega t + \varphi)$ wird eine Gleichspannung U_{dc} überlagert. Somit lässt sich der Effektivwert der Mischspannung U_{acdc} nach DIEBELS & DIEBELS (1) bestimmen.

$$U_{acdc} = \sqrt{\frac{1}{T} \int_0^T [U_{dc} + \hat{u}_{ac} \cdot \sin(\omega t)]^2 dt} \quad (1)$$

$$= \sqrt{U_{dc}^2 + U_{ac}^2}$$

U_{ac} Effektivwert der AC-Komponente

U_{dc} Effektivwert der DC-Komponente

Die Addition der Spannung führt zu einer Erhöhung der Leiter-Erde-Spannung (siehe Abbildung 1).

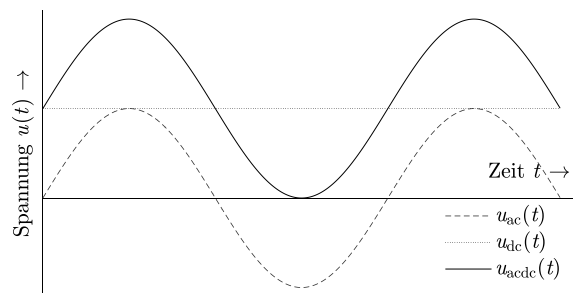


Abbildung 1: Überlagerung der AC-Spannung mit einer DC-Spannung

Mit dem Additionsverfahren kann der Effektivwert I_{acdc} nach Beziehung (2) ermittelt werden.

$$I_{acdc} = \sqrt{I_{dc}^2 + I_{ac}^2} \quad (2)$$

Bei der Übertragung über die bestehende Drehstromleitung darf die zusätzliche Dauerstrombelastung $I_{b\ zul}$ nicht überschritten werden.

$$I_{acdc} \leq I_{b\ zul} \quad (3)$$

Für die übertragbare Wirkleistung P_{acdc} gilt:

$$P_{acdc} = P_{dc} + P_{ac} \quad (4)$$

Mit den Beziehungen für die Wirkleistung der AC- und DC-Komponenten:

$$P_{dc} = 3 \cdot U_{dc} \cdot I_{dc} \quad (5)$$

$$P_{ac} = 3 \cdot U_{ac} \cdot I_{ac} \cdot \cos\varphi$$

gilt:

$$P_{acdc} = 3 \cdot U_{dc} \cdot I_{dc} + 3 \cdot U_{ac} \cdot I_{ac} \cdot \cos\varphi \quad (6)$$

Das Verhältnis der DC-Spannung zum Effektivwert der AC-Spannung kann mit einem Faktor k_u beschrieben werden:

$$k_u = \frac{U_{dc}}{U_{ac}} \quad (7)$$

Wird die Gleichung (7) nach U_{dc} umgestellt und vereinfachend mit $\cos\varphi = 1$ in die Beziehung (6) eingesetzt, ergibt dies Gleichung (8):

$$P_{acdc} = 3k_u \cdot U_{ac\ pe} \cdot I_{dc} + 3U_{ac\ pe} \cdot I_{ac} \quad (8)$$

$$P_{acdc} = 3 \cdot U_{ac\ pe} \cdot (I_{dc} \cdot k_u + I_{ac})$$

Dann kann das Verhältnis der übertragenen AC-DC-Wirkleistung P_{acdc} zur AC-Wirkleistung P_{ac} mit Beziehung (9) geschrieben werden:

$$\frac{P_{acdc}}{P_{ac}} = k_u \cdot \frac{I_{dc}}{I_{ac}} + 1 \quad (9)$$

Damit gilt mit:

$$I_{b\ zul} = \sqrt{I_{dc}^2 + I_{ac}^2} \quad (10)$$

umgestellt zu:

$$I_{dc} = \sqrt{I_{b\ zul}^2 - I_{ac}^2} \quad (11)$$

und eingesetzt in (9) die Beziehung (12).

$$p_{acdc} = \frac{P_{acdc}}{P_{ac}} = k_u \frac{\sqrt{I_{b\ zul}^2 - I_{ac}^2}}{I_{ac}} + 1 \quad (12)$$

Die maximale Betriebsspannung $U_{b\ max}$ wird durch die Höchste Betriebsspannung des Netzes U_s begrenzt. Entspricht die Höchste Betriebsspannung des Netzes der Höchsten Spannung für Betriebsmittel $U_s = U_m$, dann gilt:

$$U_{acdc} = U_s = \sqrt{U_{dc}^2 + U_{ac}^2} \quad (13)$$

Wird beispielgebend eine Betriebsspannung $U_b = 0,9 \cdot U_s$ angenommen, wird die maximal zulässige DC-Spannung:

$$U_{dc} = \sqrt{U_s^2 - (0,9 \cdot U_s)^2} \quad (14)$$

Beziehung (14) führt auf eine maximale mögliche DC-Spannung (bezogen auf U_s):

$$u_{dc} = \frac{U_{dc}}{U_s} = 0,43 \quad (15)$$

In der Abbildung 2 ist das Verhältnis P_{acdc}/P_{ac} für eine bezogene Betriebsspannung $u_b = 0,9$ (in pu) in Abhängigkeit des AC-Betriebsstromes I_{ac} angegeben (bezogen auf P_{ac}). Der Strom der Freileitung wird mit $I_{acdc} = I_b \max$ festgelegt.

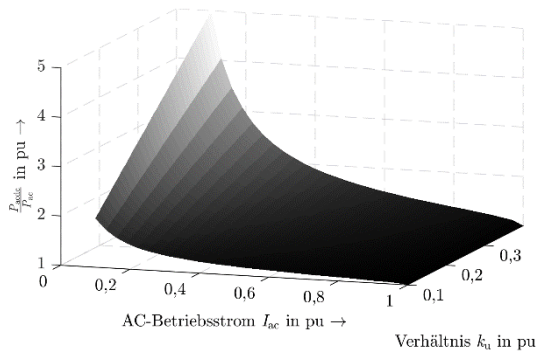


Abbildung 2: Übertragungskapazität einer Leitung bei Mischspannung in Abhängigkeit der AC-Belastung

Der Zusammenhang aus Abbildung 2 wird insbesondere dann interessant, wenn die übertragbare DC-Leistung P_{dc} aus regenerativen Erzeugungsanlagen abgeführt wird.

Wird die AC-Wirkleistung P_{ac} gezielt reduziert, kann die übertragene Leistung einer Freileitung erhöht werden. In der Abbildung 3 ist für eine 110-kV-Freileitung für verschiedene Spannungsfaktoren k_u die Erhöhung der übertragbaren Wirkleistung P_{acdc} bei reduziertem AC-Betriebsstrom I_{ac} und einer Betriebsspannung $U_{ac} = 110$ kV angegeben.

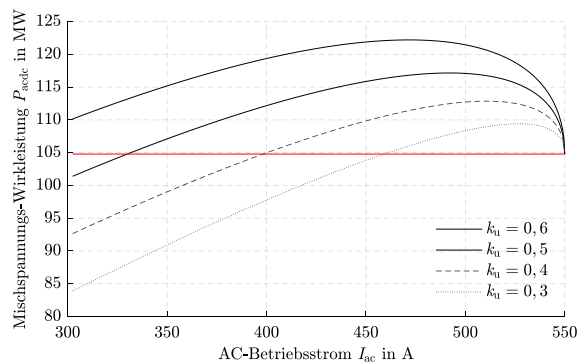


Abbildung 3: Wirkleistung P_{acdc} vs. AC-Betriebsstrom I_{ac} einer 110-kV-Freileitung

Für eine 400-kV-Freileitung ist dieses Verhalten in der Abbildung 4 für eine

Betriebsspannung $U_{ac} = 400$ kV dargestellt. Die rote Linie in den Diagrammen kennzeichnet die thermische Grenzleistung $P_{th ac}$.

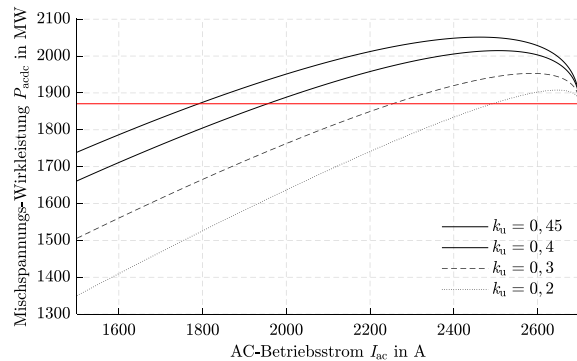


Abbildung 4: Wirkleistung P_{acdc} vs. AC-Betriebsstrom I_{ac} für eine 400-kV-Freileitung

Der Blindleistungsbedarf einer AC-Freileitung hängt von der Betriebsspannung U_{ac} , dem AC-Betriebsstrom I_{ac} , dem Reaktanzbelag X'_b und der Länge ℓ_{FL} ab. In der Abbildung 5 ist der Blindleistungs-Bedarf Q_{FL} einer Freileitung mit einer Länge von $\ell_{FL} = 100$ km dargestellt.

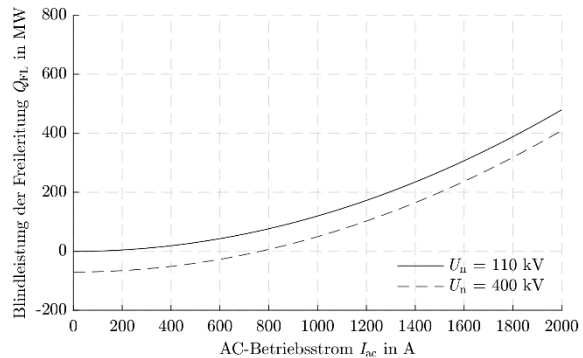


Abbildung 5: Blindleistungsbedarf einer AC-Freileitung mit einer Länge von 100 km

Die natürliche Leistung P_{nat} charakterisiert den Arbeitspunkt der Leitung, in dem der induktive Blindleistungs-Bedarf $Q_{FL} = 0$ ist. Die Berechnung der natürlichen Leistung P_{nat} bzw. des entsprechenden natürlichen Stromes I_{nat} ist in der Beziehung (16) angegeben.

$$P_{nat} = \frac{U_n^2}{Z_W} \quad (16)$$

$$I_{ac} = I_{nat} = \frac{U_n}{\sqrt{3}} \cdot \sqrt{\frac{C'_b}{L'_b}}$$

Wird ein DC-System überlagert, wenn sich die die 110-kV-AC-Freileitung im Arbeitspunkt der natürlichen Leistung P_{nat} befindet, gilt für die zu übertragene Leistung Gleichung (17).

$$P_{acdc} = P_{nat} + P_{dc} \quad (17)$$

Prinzipiell verhält sich dann die Freileitung wie eine DC-Leitung. In der Abbildung 6 sind für

eine 110-kV- und eine 400-kV-Leitung die übertragenen Wirkleistungen P_{acdc} angegeben. Das AC-System befindet sich dabei im Arbeitspunkt der natürlichen Leistung P_{nat} .

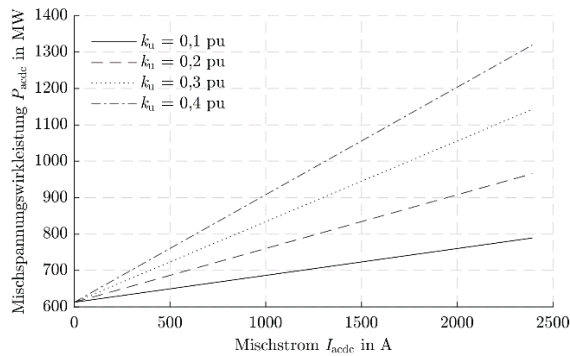
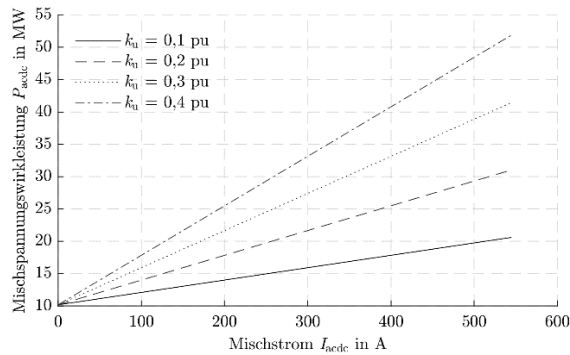


Abbildung 6: P_{acdc} über I_{acdc} bei $I_{ac} = I_{nat}$ und k_u , $Q_{FL} = 0$ einer 110-kV- (oben) und einer 400-kV-Freileitung (unten)

3. Technische Umsetzung einer Mischspannungs-Übertragung

3.1. DC-Einspeisung

Um ein Mischspannungssystem zu realisieren, muss die Gleichspannung auf die Wechselspannung aufgeprägt werden. Es sind verschiedene Varianten denkbar (DIEBELS & DIEBELS [1], MEIER [2]).

Bei detaillierter Analyse kann die technische und kommerzielle Umsetzbarkeit auf weniger Varianten reduziert werden. Die direkte Aufprägung der Gleichspannung ist praktisch nicht durchzusetzen und wird nicht weiter betrachtet. Die Aufschaltung der Gleichspannung über den Transformatorsternpunkt ist möglich, ist aber an Anforderungen zur Auslegung des Transformators bzw. der Aufstellung eines Sternpunktbildners geknüpft.

Um eine Magnetisierung der Transformator-Eisenkerns zu vermeiden, kann als einspeisende Wicklung eine Zick-Zack-Wicklung gewählt werden.

In Abbildung 7 ist die Einkopplung über einer Zick-Zack-Wicklung dargestellt.

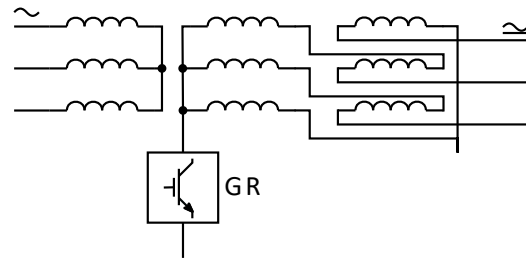


Abbildung 7: Sternpunkteinspeisung über Zick-Zack-Wicklung (siehe auch DIEBELS & DIEBELS [1])

3.2. DC-Rückleitung

DC-Verbindungen können als homopolare, monopolare und bipolare Leitungen ausgelegt werden. In Konfigurationen mit mono- und homopolarer Struktur erfolgt die Rückleitung über den Erd-Rückleiter oder über einen ergänzend verlegten Rückleiter. Die Erd-Rückleitung wird ausgeschlossen, da die Ausbreitung des Gleichstromes ohmsch erfolgt und sich parasitäre bzw. vagabundierende Ströme ausbilden. Diese können zur Korrosion an metallischen Anlagen z.B. Erdungsanlagen im Boden führen. Ein gesondert verlegter Rückleiter kann ein zusätzliches Kabel oder ein einpolig isoliertes Leiterseil sein. Eine Ersatzanordnung ist in Abbildung 8 gezeigt.

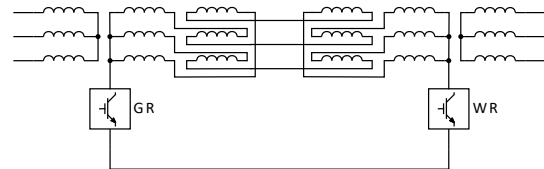


Abbildung 8: Rückleitung über einen gesonderten Leiter (siehe DIEBELS & DIEBELS [1])

Bei Nutzung eines zweiten Drehstromsystems bei Doppelleitungen kann eine bipolare Konfiguration umgesetzt werden. Nachteil dieser Konfiguration ist die Notwendigkeit weiterer Transformatoren mit Zick-Zack-Wicklungen.

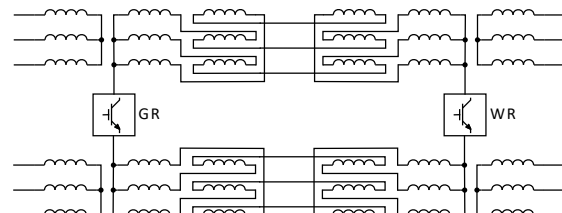


Abbildung 9: Rückleitung über das zweite System der Doppelleitung (bipolare Mischspannungsübertragung (siehe auch DIEBELS & DIEBELS [1]))

Eine bipolare Konfiguration ist in Abbildung 9 angegeben.

3.3. Sternpunktbehandlung

Die Sternpunktbehandlung ist ein wichtiger Aspekt der Fehlerbehandlung im AC- und DC-System (LEITFADEN ZUR STERNPUNKT-BEHANDLUNG [3]).

In der Abbildung 10 sind Möglichkeiten nach DIEBELS & DIEBELS [1] angegeben.

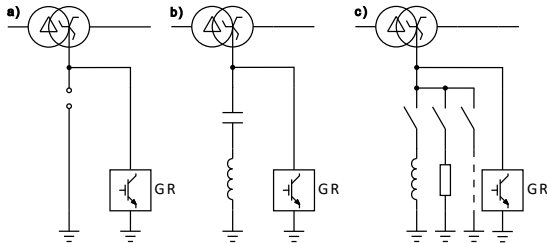


Abbildung 10: Arten der Sternpunktbehandlung (siehe auch DIEBELS & DIEBELS [1])

Bei DC-Übertragungen muss ein parasitärer Strompfad über die Erde ausgeschlossen werden. Da im AC-Netz mit isoliertem Sternpunkt nur in kleiner Netzausdehnung zulässig ist, kann eine Sternpunktbehandlung ohne Sternpunktterdung (OSPE) praktisch ausgeschlossen werden [3].

Kapazitäten können die AC- und DC-Systeme entkoppeln. Um eine wirksame Erdung des AC-Systems bei gleichzeitiger Entkopplung des DC-Systems zu realisieren, ist ein Reihenschwingkreis im Sternpunkt denkbar, dessen Eigenfrequenz mit $f_e = 50$ Hz definiert wird. Ergänzend sind für wenig ausgedehnte Netze Varianten der niederohmigen Sternpunktterdung (NOSPE) möglich, wenn nur ein Sternpunkt im Netz geerdet wird.

4. Gesteuerter Parallelbetrieb von AC- und DC-System

Probleme des Netzbetriebes, der schutztechnischen Konzeptionen, der Sternpunktbehandlung und der DC-Einkopplung werden vermieden, wenn ein entkoppelter AC-DC-Betrieb realisiert wird.

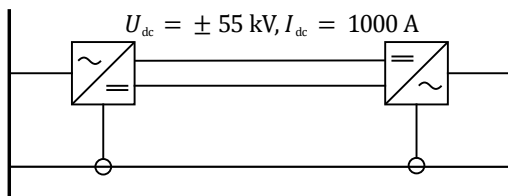


Abbildung 11: AC-DC-Parallelführung mit einer DC-Spannung $U_{dc} = \pm 55$ kV

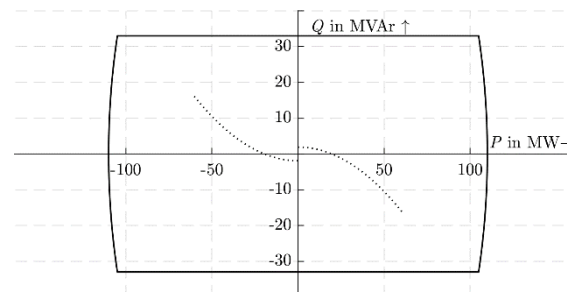
In Abbildung 11 ist eine mögliche Konfiguration der AC-DC-Parallelführung dargestellt.

Vorteile des gesteuerten Parallelbetriebs ist die flexible Auslegung der DC-Leitung. In Abhängigkeit der gewünschten Übertragungskapazität können DC-Spannungen festgelegt werden, die unabhängig von der Betriebsspannung des AC-Netzes sind. Bei der Wahl einer DC-Betriebsspannung $U_{dc} = \pm 55$ kV ist der Einsatz von 20-kV-Mittelspannungskabeln möglich (RUPP ET AL. [4]). Dies reduziert deutlich die technischen, normativen und rechtlichen Hemmnisse bei Umsetzung solcher Konzepte.

Die AC-Leitung kann bei geeigneter Regelung in den natürlichen Betrieb überführt werden. Gleichzeitig wird es den Konvertern möglich, Blindleistung Q_{conv} dem AC-Netz zur Verfügung zu stellen.

Die natürliche Leistung einer 110-kV-Leitung beträgt $P_{nat} \approx 10$ MW (Gleichung (16), Abbildung 5). Bei einer DC-Leitung mit einer Spannung von $U_{dc} = \pm 55$ kV und einem Bemessungs-DC-Strom $I_{r dc} = 1000$ A kann eine DC-Wirkleistung von $P_{dc max} = 110$ MW übertragen werden. Die gesamte übertragbare Wirkleistung beträgt $P_{acdc} = 120$ MW bei einer Blindleistung $Q_{FL} = 0$. Die übertragbare Wirkleistung P_{acdc} bei $Q_{FL} = 0$ kann noch weiter erhöht werden, wenn die Konverter der DC-Leitung den Blindleistungsbedarf der 110-kV-Freileitung decken.

Wird beispielsweise von einer möglichen Blindleistungs-Reserve $Q_{conv} = 0,3 \cdot P_{dc max}$ ausgegangen, ergibt sich das in Abbildung 12 dargestellte P/Q-Leistungsdigramm (Capability Curve) der Konverter (ohne Berücksichtigung der Umrichter-Transformatoren).



..... Blindleistungsbedarf 110-kV-Freileitung bei 100 km

Abbildung 12: P/Q-Diagramm (Capability Curve) einer DC-Leitung ($P_{r dc} = 110$ MW)

In das Diagramm ist ergänzend der Blindleistungsbedarf eines 110-kV-Freileitungssystems (aufgeteilt auf zwei Konverter) mit einer Länge von $\ell_{FL} = 100$ km dargestellt.

Im Beispiel der 110-kV-Freileitung nach Abbildung 5 mit einer Länge $\ell_{FL} = 100$ km und mit einer zulässigen Dauerstrom-Belastung $I_{b\text{ zul}} = 500$ A, ergibt sich eine zu kompensierende Blindleistung von $Q_{FL} \approx 30$ MVar. Bei Einhaltung der maximal zulässigen Ströme der Konverter und der 110-kV-Freileitung kann dann eine maximale Wirkleistung von $P_{acdc\text{ max}} \approx 200$ MW bei kompensiertem Freileitungsbetrieb $Q_{FL} = 0$ übertragen werden.

Der parallele Betrieb einer AC- und einer DC-Leitung vermeidet neben den technischen und finanziellen Herausforderungen der DC-Aufprägung auch technische Schwierigkeiten des Netzschutzes, der Sternpunktbehandlung, der Schaltbarkeit des Systems und des gesteuerten Lastflusses.

5. Zusammenfassung

1. Die Übertragungskapazität von AC-Leitungen kann durch eine überlagerte DC-Spannung erhöht werden. Die Potenziale der Erhöhung der Übertragungskapazität werden durch die Dauerstrom-Belastbarkeit $I_{b\text{ zul}}$ und die Höchste Spannung für Betriebsmittel U_m begrenzt.
2. Bei abgestimmtem AC- und DC-Betrieb der Leitung ist eine Erhöhung der Übertragungskapazität um den Faktor 1,2 ... 1,3 realistisch. Die Übertragungskapazität ist dabei von der AC-Betriebsspannung U_{ac} und dem Verhältnis $k_u = U_{dc}/U_{ac}$ abhängig.
3. Den Vorteilen einer Mischstrom-Übertragung stehen Nachteile gegenüber, die insbesondere aus den Anforderungen der DC-Einkopplung resultieren.
4. Eine interessante weiterentwickelte Variante der Mischstrom-Übertragung kann der parallele und gesteuerte Betrieb einer AC- und einer DC-Leitung sein. Im gezeigten Beispiel mit einer 110-MW-DC-Leitung ist eine Verdopplung der Übertragungskapazität bei kompensiertem AC-Freileitungsbetrieb $Q_{FL} = 0$ möglich.

6. Literatur

- [1] R. DIEBELS UND W.-D. DIEBELS:
Möglichkeiten des Einsatzes von Mischstrom unter den Bedingungen der DDR, Dissertation, IH Zittau, 1977.
- [2] S. MEIER:
Hochspannungs-Mischstrom-Übertragung (HMÜ)-Eine Ergänzung zu bestehenden Übertragungstechnologien?, HS Offenburg, 2019.
- [3] AUTORENKOLLEKTIV:
Leitfaden zur Sternpunktbehandlung in Netzen bis 110 kV (D-A-CH), ETG-Fachbericht 167: VDE Verlag GmbH, 2022.
- [4] S. RUPP, S. BRÜSKE, G. BURT, A. EGEA-ALVAREZ, U. SCHICHLER UND G. JAMBRICH:
MVDC Grids to Facilitate the Roll out of Renewables, CIRED, Rom: 27th International Conference on Electricity Distribution, 2023.



Kofinanziert von der Europäischen Union



Freistaat SACHSEN

Diese Maßnahme wird mitfinanziert durch Steuermittel auf der Grundlage des vom Sächsischen Landtag beschlossenen Haushaltes.

SITZUNG 5

STANDARDISIERUNG

- 13 Innovative neue Konzepte bei Halbleiterschaltgeräten und Aktuelles aus der DC-Standardisierung..... 83**
J. Gehring, N. Böttcher, B. Wunder
- 14 Stand der Standardisierung im Bereich der AC & DC Isolationskoordination**
S. Schmidt
- 15 Economic potential of DC distribution grids at medium-voltage level.....89**
B. Jacobsen
- 16 GlasGrid – An Approach to Address the Ongoing Electrification of Energy Intensive Industries in South Thuringia with MVDC- Technology.....95**
J. Kayser, S. Schlegel, D. Westermann

INNOVATIVE NEUE KONZEPTE BEI HALBLEITERSCHALTGERÄTEN UND AKTUELLES AUS DER DC-STANDARDISIERUNG

Johannes Gehring*, Norman Böttcher, Bernd Wunder

Fraunhofer-Institut für Integrierte Systeme

und Bauelementetechnologie IISB, Schottkystraße 10, 91058 Erlangen

In diesem Beitrag werden aktuelle Entwicklungen im Bereich der halbleiterbasierten Schaltgeräte und der entsprechenden Standardisierung präsentiert. Aktuell werden verschiedenste Schutzgeräte für den Überstromschutz in Gleichstromnetzen erforscht, darunter insbesondere hybride und rein elektronische Schalter mit verbesserten Schalt- und Reaktionszeiten. Zwei innovative Konzepte werden detailliert vorgestellt: der inverse Thyristor, der intrinsisch Fehlerströme erkennt und sicher abschaltet, sowie die Überstrom- Begrenzungs- und Detektionseinheit OLDU, welche eine nicht-invasive Kurzschlusserkennung und Überstrombegrenzung kombiniert. Diese Konzepte könnten mit ihren, über die aktuellen Diskussionen in der Normierung hinausgehenden, Auslösecharakteristiken potenziell wichtige Auswirkungen auf die zukünftige Betrachtung des Schutzkonzepts haben.

1. Motivation

DC-Netze gewinnen aufgrund der einfachen Integration erneuerbarer Energien, effizienter Energiespeicherung und niedrigeren Verlusten immer mehr an Bedeutung. Die direkte Kopplung von rekuperierenden Lasten, wie z. B. Antrieben, ermöglicht zudem eine höhere Effizienz und Nutzung der rückgespeisten Energie [1]. Im Vergleich zum klassischen AC-Netz ergibt sich aber bei DC-Netzen ein grundsätzlich anderes Fehlverhalten, so dass eine Anpassung der Schutzgeräte notwendig wird. Diese müssen in der Lage sein, die dort auftretenden dynamischen Stromverläufe zuverlässig von Überströmen zu unterscheiden. Im Fehlerfall müssen Spannungen bis 1500 V schneller als in klassischen AC-Netzen abgeschaltet werden, um Schäden an der Anlage zu verhindern und den Schutz vor elektrischem Schlag nach VDE 0100-410 zu gewährleisten.

Für den Überstromschutz in DC-Netzen können verschiedene Geräte eingesetzt werden. Wie auch im Bereich der AC-Schutztechnik sind Schmelzsicherungen und mechanische Schalter mit Abschaltzeiten von einigen Millisekunden einsetzbar. Hybride Ansätze oder rein elektronische Schalter ermöglichen kürzere Schalt- und Reaktionszeiten unter 1 ms [2]. Aufgrund des kapazitiven Verhaltens von Gleichstromsystemen sind die Anstiegsgeschwindigkeiten von Fehlerströmen deutlich höher als in AC-Systemen. Daher müssen

Schutzgeräte eine möglichst hohe Reaktionsgeschwindigkeit aufweisen, um das System vor Kurzschlusschäden zu schützen [3]. Daraus ergibt sich die Notwendigkeit zur Entwicklung immer schneller reagierender Schalter in hybriden oder rein elektronischen Konzepten. Insbesondere in Netzen mit ausschließlich geregelter Einspeisung ist die schnelle Abschaltung eines Kurzschlusses durch die Detektion kurzer kapazitiver Strompulse erforderlich [4].

2. Standardisierung

In den letzten Jahren haben sich folglich der elektronische und der hybride Leistungsschalter zu einem immer wichtigeren Fokus in der Forschung bezüglich Schutzkonzepten in DC-Netzen entwickelt. Bereits bestehende Produkte müssen jedoch anhand der Norm für mechanische Schalter spezifiziert werden, weshalb die Notwendigkeit einer neuen Normierung essenziell wird, um die Vorteile der Konzepte voll ausnutzen zu können. Dies soll mit der neuen Norm IEC 60947-10 [5] erreicht werden. Es gibt jedoch bereits heute Entwicklungen in der Forschung, die selbst über den dort diskutierten Stand hinausgehen.

Die neue Norm unterscheidet zwischen semiconductor circuit-breaker (SCCB) und semiconductor hybrid circuit-breaker (SCHCB).

Der aktuelle Fokus der Diskussionen liegt auf den für die Kurzschluss-tests relevanten Zeitkonstanten, die für kapazitive Netze deutlich

kleiner als für induktive Netze sind. Während bei kapazitiven Netzen Zeitkonstanten zwischen 0,2 und 0,3 ms betrachtet werden müssen, können diese bei induktiven Netzen bis zu 15 ms betragen. Daneben soll auch ein Abschalten gegen eine definierte Induktivität getestet werden. Durch diese Anpassungen sollen Geräte, die für verschiedene Anwendungen entwickelt wurden, besser kategorisierbar werden [5].

Über diesen Stand hinaus gibt es jedoch Schalter- und Auslösekonzepte mit weitergehenden Auslösecharakteristiken. Damit haben diese potenziell wichtige Auswirkungen auf die Betrachtung und Normierung des Schutzkonzeptes. Im Folgenden werden daher exemplarisch zwei Konzepte vorgestellt, die sich durch neue Detektionsverfahren und damit durch besonders schnelle Reaktionszeiten, insbesondere im Kurzschlussfall, auszeichnen.

3. Inverser Thyristor

Der inverse Thyristor bietet die volle Integration eines selbstversorgten und selbstauslösenden Schalters mit Überstromschutzfunktion in einem Halbleiterbauelement. In [6-8] wurde ein SiC basierter inverser Thyristor vorgestellt und in Schaltversuchen bei bis zu 800 V charakterisiert.

Abbildung 1 zeigt den Prototyp mit 1 cm² Chipfläche, der in der Lage ist, einen Überstrom von 1,7 A selbständig sicher abzuschalten.

Beim inversen Thyristor handelt es sich um einen halbleiterbasierten 2-Pol-Schalter, der sich durch seine Fähigkeit auszeichnet, einen Fehlerstrom selbstständig intrinsisch zu erkennen und ohne Verzögerung sicher abzuschalten.

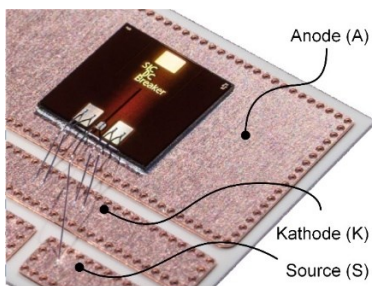


Abbildung 1: Foto eines auf Kupfersubstrat aufgebauten inversen Thyristor-Prototyps.

3.1. Funktionsprinzip

Konkret wird der inverse Thyristor durch die monolithische Integration eines n-Kanal JFETs (nJFET) und eines p-Kanal JFETs (pJFET) realisiert. Das in Abbildung 2 gezeigte Ersatzschaltbild des inversen Thyristors zeigt

die selbstleitenden JFETs in einer Art Kreuzverschaltung. Prinzipiell sind beide JFETs antiseriell angeordnet, wobei sie sich eine gemeinsame Source-Elektrode (S) teilen. Diese ist in der 2-Pol-Konfiguration potentialfrei, kann jedoch angesteuert werden, um Funktionen zu nutzen, die über das reine Absichern gegen Überströme hinausgehen [8-9]. Darüber hinaus ist das Gate (G) des einen JFETs mit Drain (D) des jeweils anderen kurzgeschlossen, welche jeweils die Elektroden der Anode (A) und Kathode (K) bilden. Beim Anlegen einer positiven Anode-Kathoden-Spannung (U_{AK}) stellt sich somit ein Anoden-Strom (I_A) mit dem in Abbildung 2 eingezeichneten Pfad ein.

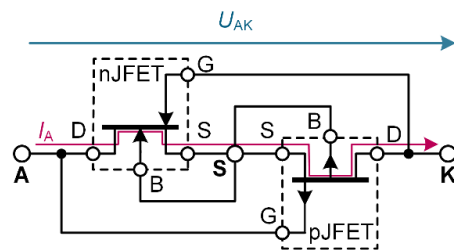


Abbildung 2: Schematisches Ersatzschaltbild des inversen Thyristors.

In dieser Konfiguration ist die Drain-Source-Spannung (U_{DS}) des einen JFETs identisch zur Gate-Source-Spannung (U_{GS}) des anderen. Als Konsequenz schnüren sich die Kanäle der JFETs mit ansteigendem U_{DS} , als Folge von ansteigendem I_A , kontinuierlich gegenseitig ab. Dieser Abschnürvorgang erfährt einen Kippunkt beim Erreichen eines bestimmten Auslösestroms (I_{Δ}) und führt schließlich zum vollständigen Abschnüren der Kanäle. Dadurch ergibt sich die in Abbildung 3 gezeigte quasi-statische Ausgangskennlinie des inversen Thyristors mit seinen charakteristischen EIN- und AUS-Zuständen. Oberhalb einer definierten Durchbruchspannung (U_{DB}) ist die zulässige Sperrspannung des inversen Thyristors überschritten und bei U_{law} kommt es schließlich zum Lawinendurchbruch.

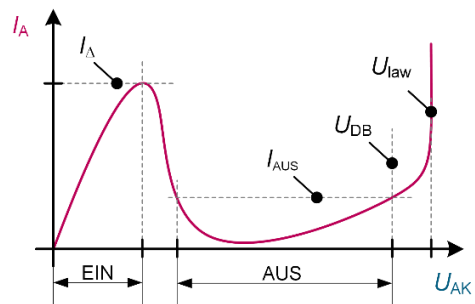


Abbildung 3: Schematische Darstellung der quasi-statischen Ausgangskennlinie des inversen Thyristors.

3.2. Schaltverhalten in Überstromszenarien

Zur Charakterisierung des Schaltverhaltens in verschiedenen Szenarien wird ein Messaufbau entsprechend des Ersatzschaltbildes in Abbildung 4 verwendet. Der inverse Thyristor befindet sich in Reihe zur Spannungsquelle (U_0) und einer ohmsch-induktiven Last (R_{Last} und L_{Last}). Durch Einschalten des Transistors S_0 wird U_0 an die Last angelegt, wodurch der Laststrom (i_{Last}) zunächst linear über die Zeit ansteigt. Mithilfe des Schalters parallel zur Last (S_{KS}) kann nun zusätzlich ein Kurzschluss simuliert werden. Der Transistor am Source-Knoten (S_S) wird lediglich für die Demonstration des Strombegrenzungs-Modus in Abschnitt 3.3 hinzugefügt. Der Pfad zwischen Source und Kathode bleibt für alle anderen Tests offen.

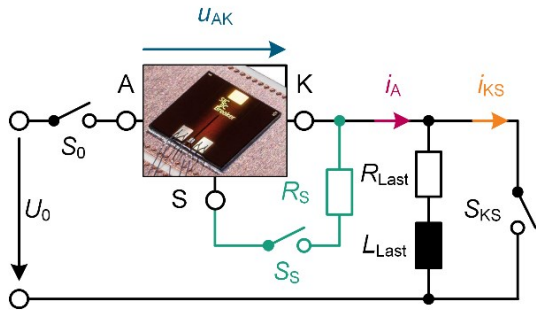


Abbildung 4: Vereinfachtes Ersatzschaltbild des Messaufbaus zur Bestimmung der Schalteigenschaften. Die Last wurde zu $R_{Last} = 183 \Omega$ und $L_{Last} = 9,6 \text{ mH}$ bestimmt. Bei den Schaltern S_0 , S_{KS} und S_S handelt es sich um 1,2 kV CoolSiC MOSFETs (IMW120R220M1H).

Zur Untersuchung der Reaktion des inversen Thyristors auf einen Kurzschluss der Last, wird i_{Last} bei $U_0 = 800 \text{ V}$ auf etwa 1 A eingestellt und S_{KS} anschließend hart eingeschaltet. Die resultierenden Signalverläufe von u_{AK} , i_A und des Kurzschlussstroms (i_{KS}) sind in Abbildung 5 dargestellt. Wie zu erkennen ist, steigen i_A und i_{KS} simultan stark an und i_A erreicht zum Zeitpunkt $t = 0 \text{ ns}$ den Auslösestromwert $I_{\Delta} \approx 1,75 \text{ A}$ der untersuchten Variante des inversen Thyristors. Da es beim inversen Thyristor aufgrund des intrinsischen Auslöse- und Sperrmechanismus keine Detektions- und Signalverzögerung gibt, kann i_A bereits bei $t = 52 \text{ ns}$ nicht weiter ansteigen und verzeichnet schließlich bei $t = 122 \text{ ns}$ seinen ersten Nulldurchgang. Die Versorgungsspannung $U_0 = 800 \text{ V}$ wird bei $t = 89 \text{ ns}$ vollständig als Sperrspannung aufgenommen.

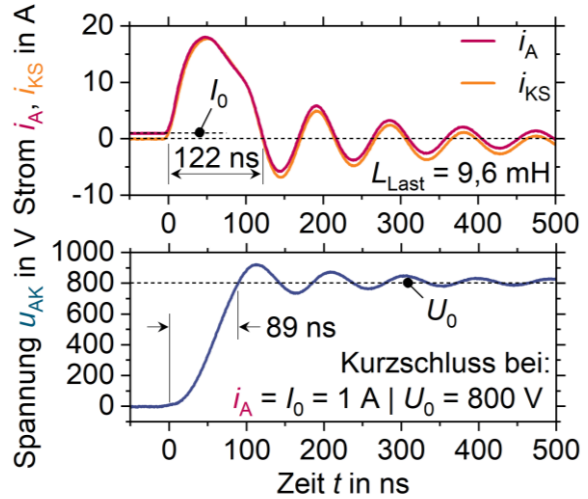


Abbildung 5: Signalverläufe beim Abschalten eines Kurzschlussstroms bei 800 V.

Die Avalanche-Festigkeit wird mithilfe ungeklemmten induktiven Schaltens charakterisiert. Hierbei ist der Kurzschlusspfad parallel zur Last nicht existent. Im Gegensatz zum Kurzschlussversuch gibt es daher keinen Freilaufpfad, über den sich die in L_{Last} gespeicherte Energie abbauen kann. Stattdessen muss der inverse Thyristor i_{Last} auch nach dem Auslösen weiterführen, bis der Strom vollständig zu Null geworden ist. Die entsprechenden Signalverläufe von i_A und u_{AK} für Schaltversuche bei U_0 gleich 600 V, 700 V und 800 V sind in Abbildung 6 dargestellt. Es ist zu erkennen, dass u_{AK} direkt nach dem Erreichen von I_{Δ} auf etwa 1 kV geklemmt wird. Dieser Wert entspricht dem Arbeitspunkt des inversen Thyristors im Lawinendurchbruch (s. Abbildung 3). Sobald $i_A = i_{Last}$ seinen ersten Nulldurchgang verzeichnet, nimmt der inverse Thyristor U_0 als Sperrspannung auf und geht selbsthaltend in den AUS-Zustand über.

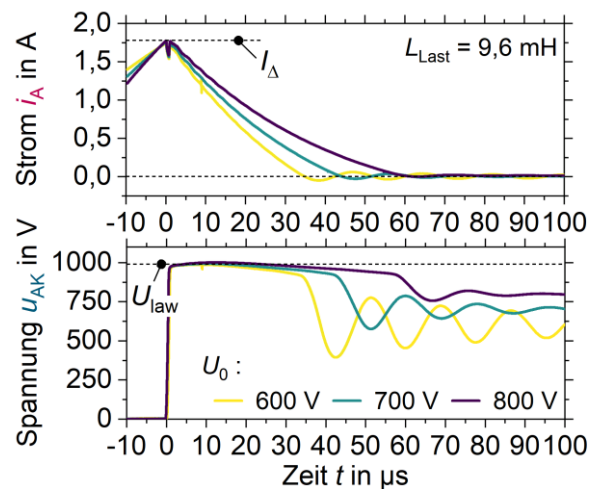


Abbildung 6: Strom- und Spannungsverläufe beim ungeklemmten induktiven Schalten.

3.3. Skalierbare Strombegrenzung

Als Alternative zum selbstausgelösten Abschalten kann die Source-Elektrode kontaktiert werden, um zusätzliche intelligente Funktionen, wie bspw. einen Strombegrenzungs-Modus, zu nutzen. Wie in Abbildung 4 gezeigt, wird dafür die zusätzliche Beschaltung zwischen Source und Kathode, bestehend aus S_S und einem Widerstand (R_S), realisiert. Durch das Einschalten von S_S wird ein Teil von i_A um den pJFET herumgeleitet und der intrinsische Auslösemechanismus dadurch unterdrückt.

Als Konsequenz geht der inverse Thyristor nicht in den AUS-Zustand über, sondern begrenzt i_A auf einen Wert, der dem Sättigungsstrom des nJFETs entspricht. Da U_{GS} des nJFETs identisch zur Source-Kathode-Spannung (U_{SK}) ist, wird sein Sättigungsstromwert von R_S bestimmt. Der Zusammenhang wird in Abbildung 7 deutlich. Hier repräsentiert $R_S = 1\text{ M}\Omega$ die 2-Pol-Konfiguration, für die der inverse Thyristor in den AUS-Zustand übergeht, sobald i_A den Auslösestromwert $I_{\Delta} \approx 0,33\text{ A}$ der untersuchten Ausführungsvariante erreicht. Für geringere Werte von R_S stellt sich ein konstantes Stromniveau ein, das bis zu 7,4-mal höher ist als I_{Δ} . Bei $t = 120\ \mu\text{s}$ wird S_S ausgeschaltet und der Strombegrenzungs-Modus damit deaktiviert. Folglich geht der inverse Thyristor direkt in den selbsthaltenden AUS-Zustand über.

Anhand des Transistors S_S kann somit dynamisch eine Strombegrenzung aktiviert werden, wenn es zu einem angekündigten Überstromereignis kommt [9]. Dies kann beispielsweise bei hohen Einschaltströmen als Vorladung genutzt werden. Die Bypass-Konfiguration kann zudem verwendet werden, um den inversen Thyristor manuell zurückzusetzen [8].

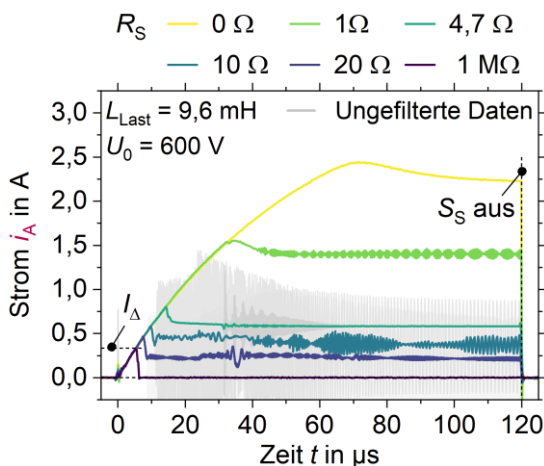


Abbildung 7: Transienter Stromverlauf mit aktiviertem Strombegrenzungsmodus.

4. Überstrom- Begrenzungs- und Detektionseinheit

Anders als beim inversen Thyristor werden bei heutigen schnellen Geräte- oder Leitungsschutzschaltern die Schalt- und Auslösefunktion von unterschiedlichen elektromechanischen Komponenten umgesetzt. Für die Detektionseinheit soll nun eine neue Kombination aus einer nicht-invasiven Kurzschlusserkennung und einer Überstrombegrenzung mit gleichzeitig geringen Verlusten vorgestellt werden [10].

4.1. Aufbau und Funktionsweise

Die Überstrom- Begrenzungs- und Detektionseinheit (engl. overcurrent limiting and detection unit, OLDU) besteht aus einem Transformator mit einem Kern, der im Normalbetrieb in Sättigung ist. Es handelt sich hierbei um ein unidirektional wirksames Bauteil. Diese Sättigung wird - wie in Abbildung 8 dargestellt - durch einen in den Ferritkern eingebrachten Magneten erreicht. Der Magnet ist dabei so orientiert, dass der von ihm verursachte magnetische Fluss ϕ_m dem Fluss der Netzspule ϕ_L entgegengerichtet ist. Der somit resultierende Fluss ϕ_{res} nach Gleichung (1) ist im Normalbetrieb größer als der Sättigungsfluss des Ferritkerns.

$$\phi_{res} = \phi_m - \phi_{L,th} \quad (1)$$

Wenn ein Fehler auftritt und die Stromstärke über die Auslöseschwelle ansteigt, wird der resultierende Fluss kleiner als der Sättigungsfluss und die Induktivität steigt stark an. Damit wird eine Begrenzung des Stromanstiegs oberhalb der Auslöseschwelle erreicht.

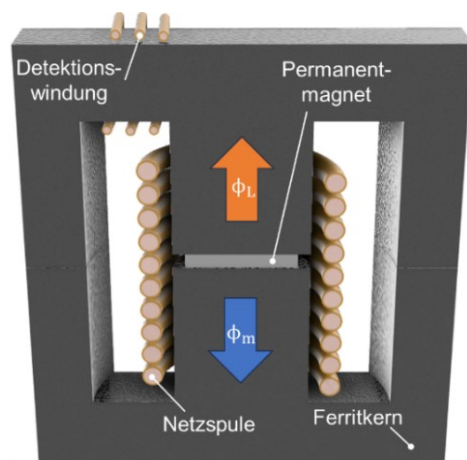


Abbildung 8: Grundlegender Aufbau der OLDU, bestehend aus einer Netzspule, einem Permanentmagneten und einer Detektionswindung an einem Ferritkern.

Das Verlassen des gesättigten Bereichs des Kerns wird zusätzlich zur Detektion des hohen Fehlerstromes verwendet. Dafür wird die zusätzlich am Kern wie aus Abbildung 8 hervorgehend angebrachte Detektionswindung verwendet. In dieser wird bei Überschreitung der Auslöseschwelle eine erhöhte Spannung induziert. Dieser Effekt ergibt sich aus der sich ändernden Permeabilität des Kerns, wodurch der Fluss im Kern gebündelt wird und somit eine große Flussänderung innerhalb der Detektionsspule auftritt. Durch Festlegen einer Detektionsspannung kann die Spannung an der Detektionswindung u_{mess} zur Ansteuerung eines Schalters verwendet werden, wie Abbildung 9 beispielhaft aufzeigt. Da die Detektionsspannung vom Netz galvanisch getrennt ist, besteht keine zusätzliche Notwendigkeit einer Isolation für die Ansteuerung eines Schaltelements. Dadurch sind kurze Reaktionszeiten unter $1 \mu\text{s}$ möglich, die nur noch von nicht-isolierendem Treiber und Logik abhängig sind.

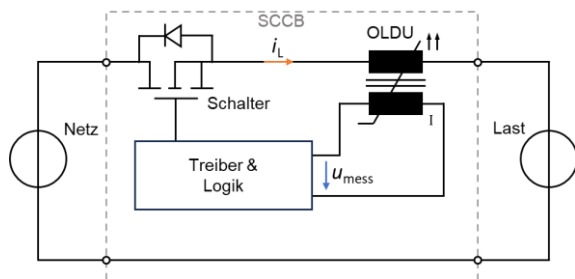


Abbildung 9: Vereinfachtes Ersatzschaltbild der Anwendung der OLDU in einem Halbleiterschalter (SCCB).

In Abbildung 10 ist ein Prototyp einer OLDU für einen Nennstrom von 10 A und einer Auslöseschwelle von 30 A dargestellt. Aufgrund der magnetischen Vorsättigung ist dabei ein ETD29-Kern ausreichend. Es wird eine Induktivität von etwa $15 \mu\text{H}$ im entsättigten Zustand erreicht. Trotz dieser zusätzlichen Induktivität ist die Energie, die im Schalter umgesetzt werden muss, nur etwas erhöht, da für den Schalter aufgrund der Nichtlinearität lediglich die energieäquivalente Induktivität der Spule relevant ist [11].



Abbildung 10: Implementierung der OLDU mit 11 Windungen auf einem ETD29-Kern.

4.2. Kurzschlussdetektion

Mit dem zuvor beschriebenen Prototyp wird ein Kurzschlussstest bei 50 V durchgeführt. Dabei wird die Schaltung gemäß Abbildung 11 verwendet. Um die gesamte Funktion der Strombegrenzung untersuchen zu können, bleibt der Halbleiterschalter dauerhaft leitend. Bei $t = 0 \mu\text{s}$ wird der Kurzschluss zugeschaltet und der Netzstrom sowie die Spannung der Detektionsspule gemessen.

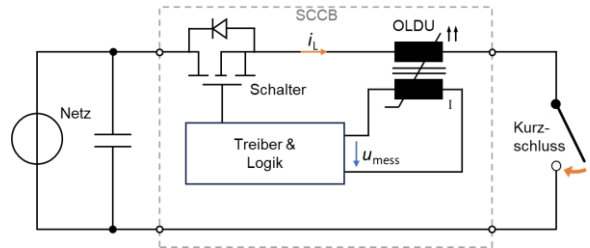


Abbildung 11: Vereinfachtes Ersatzschaltbild für einen Kurzschlussstest mit OLDU.

Die Ergebnisse des Tests sind in Abbildung 12 zusammengefasst. Zu Beginn der Messung steigt die Stromstärke linear an, die Netzspule ist nur als Luftspule wirksam und bildet somit die Induktivität im Nennbetrieb L_{nom} . Oberhalb der Auslöseschwelle von 30 A ändert sich die Steigung und die Induktivität im entsättigten Kern zur Begrenzung des Stromanstiegs L_{KS} bestimmt den Stromverlauf. Diese ist dreimal so groß wie L_{nom} . Zusätzlich ist feststellbar, dass die Spannung an der Detektionswindung kurz nach Überschreiten der Auslöseschwelle die maximale Spannung erreicht. Je nach Logikschaltung, kann diese Spannung mit einem passend gewählten Spannungsteiler direkt an den Treiber für einen Halbleiterschalter angeschlossen werden. Damit sind Detektionszeiten im zweistelligen Nanosekundenbereich realisierbar.

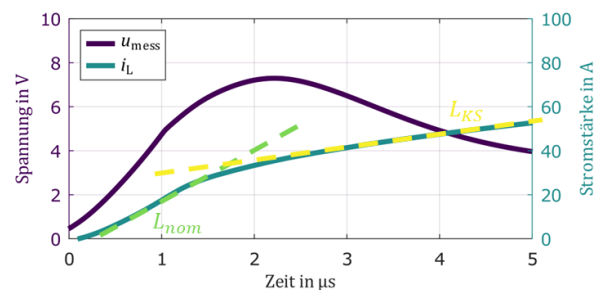


Abbildung 12: Spannung der Detektionswindung und Netzstrom bei Kurzschlussstest an 50 V mit Tangenten bei Induktivität im Normalbetrieb und im Kurzschlussfall.

5. Diskussion

Da es sich bei den vorgestellten Konzepten um gut skalierbare Technologien handelt, ist bereits in absehbarer Zeit mit weiteren Prototypen in anwendungsnahen Strom- und Spannungsbereichen zu rechnen. Die Konzepte stellen keinen umfassenden Überblick über den Stand der Wissenschaft und Technik dar. Vielmehr handelt es sich um exemplarische Betrachtungen, um aufzuzeigen, welches Schaltverhalten grundsätzlich möglich ist. Die Reaktion kann unmittelbar intrinsisch erfolgen oder mit Verzögerungen im Nanosekundenbereich in diskretem Aufbau. Zudem sind weitere Funktionen realisierbar, wie ein Strombegrenzungs-Modus zur Vorladung und Stromspitzenreduktion oder eine automatische Begrenzung der Anstiegsgeschwindigkeit von Überströmen.

Diese und weitere sich noch in der Entwicklung befindende Technologien sollten durch den aktuellen Standardisierungsprozess nicht ausgeschlossen werden. Vielmehr sollte Standardisierung inhärent die Möglichkeit bieten, innovativen Ansätzen technologieunabhängig eine sichere Einsetzbarkeit in Anwendungen zu ermöglichen.

Danksagung

Die Autoren danken dem Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz für die finanzielle Unterstützung im Rahmen des Förderprojektes 03EI6091J (Projektkronym „HybSchaDC“) und dem Bundesministerium für Bildung und Forschung im Rahmen von 03INT501BC (Projektkronym „SiC-DCBreaker“).

Literatur

- [1] B. Wunder, L. Ott, M. Szpek, U. Boeke und R. Weiß, "Energy efficient DC-grids for commercial buildings", *2014 IEEE 36th International Telecommunications Energy Conference (INTELEC)*, Vancouver, BC, Kanada, 2014, S. 1-8, doi: 10.1109/INTLEC.2014.6972215.
- [2] S. Zheng, R. Kheirollahi, J. Pan, L. Xue, J. Wang und F. Lu, "DC Circuit Breakers: A Technology Development Status Survey", *IEEE Transactions on Smart Grid*, Jg. 13, Nr. 5, S. 3915-3928, Sept. 2022, doi: 10.1109/TSG.2021.3123538.
- [3] M. Abedrabbo, W. Leterme und D. Van Hertem, "Systematic Approach to HVDC Circuit Breaker Sizing", *IEEE Transactions on Power Delivery*, Jg. 35, Nr. 1, S. 288-300, Feb. 2020, doi: 10.1109/TPWRD.2019.2922253.
- [4] J. Gehring, R. Schwanninger, J. Kaiser, B. Wunder und M. März, "Device Providing DC Short-Circuit Current", *2023 IEEE Fifth International Conference on DC Microgrids (ICDCM)*, Auckland, Neuseeland, 2023, S. 1-5, doi: 10.1109/ICDCM54452.2023.10433622.
- [5] 121A/565/CD:2023-06 IEC 60947-10 ED1: Low-voltage switchgear and controlgear - Part 10: Semiconductor Circuit-Breakers.
- [6] N. Boettcher und T. Erlbacher, "A Monolithically Integrated SiC Circuit Breaker", *IEEE Electron Device Letters*, Jg. 42, Nr. 10, S. 1516-1519, Okt. 2021, doi: 10.1109/LED.2021.3102935.
- [7] N. Boettcher, T. Takamori, K. Wada, W. Saito, S. -i. Nishizawa und T. Erlbacher, "Fabrication Aspects and Switching Performance of a Self-Sensing 800 V SiC Circuit Breaker Device", *2022 IEEE 34th International Symposium on Power Semiconductor Devices and ICs (ISPSD)*, Vancouver, BC, Kanada, 2022, S. 261-264, doi: 10.1109/ISPSD49238.2022.9813628.
- [8] N. Boettcher, T. Takamori, K. Wada, W. Saito, S. -i. Nishizawa und T. Erlbacher, "Short Circuit Performance and Current Limiting Mode of a Monolithically Integrated SiC Circuit Breaker for DC Applications up to 800 V", *2022 24th European Conference on Power Electronics and Applications (EPE'22 ECCE Europe)*, Hannover, Deutschland, 2022, S. P.1-P.9.
- [9] T. Takamori, K. Wada, N. Boettcher, T. Erlbacher, W. Saito und S. -i. Nishizawa, "Adjustable Current Limiting Function With a Monolithically Integrated SiC Circuit Breaker Device", *IEEE Transactions on Industry Applications*, Jg. 59, Nr. 5, S. 6427-6435, Sept.-Okt. 2023, doi: 10.1109/TIA.2023.3288856.
- [10] J. Gehring, R. Schwanninger und B. Wunder, „Überstrom-Begrenzungseinheit- und-Detektionseinheit und Verfahren zum Herstellen und Verfahren zum Betreiben derselben“, Europäische Patentanmeldung, EP23202843, 10. Oktober 2023.
- [11] J. Gehring, A. Nowak, R. Schwanninger, B. Wunder und M. März, "Energy-Equivalent Inductance Measurement System", *2023 IEEE Fifth International Conference on DC Microgrids (ICDCM)*, Auckland, Neuseeland, 2023, S. 1-5, doi: 10.1109/ICDCM54452.2023.10433597.

ECONOMIC POTENTIAL OF DC DISTRIBUTION GRIDS AT MEDIUM-VOLTAGE LEVEL

Benjamin Jacobsen

Chemnitz University of Technology, Chair of Power Systems and High-Voltage Engineering, Reichenhainer Straße 70, 09126 Chemnitz, Germany. Tel.: +49 371 531-30084. E-mail address: benjamin.jacobsen@etit.tu-chemnitz.de

Economic sustainability is fundamental to the supply of electrical energy. The German Energy Act (Energiewirtschaftsgesetz) and the associated regulations clearly stipulate that the supply of electrical energy must be efficient and reasonably priced, among other requirements (Bundesregierung 04.01.2023). Obviously, the interest in high economic viability lies first and foremost with the grid operators and all other players involved in the value network for the transmission and distribution of electrical energy (Jacobsen). There are two basic approaches to achieving or increasing economic viability. Either revenues are increased or costs are reduced. Improving the revenue situation is not easily possible due to regulatory requirements. There are clear guidelines on how revenues are determined (Jacobsen 2022). A promising starting point is therefore an improvement in the cost structure - above all a reduction in inefficient costs. The following article provides an overview of the potential cost advantages of DC medium-voltage distribution grids compared to classic medium-voltage grids based on AC voltage. There are currently three main approaches to this. Firstly, it must be examined whether the cable and line sections can be operated more resource-efficiently. Initial studies suggest that over 30 % of the copper required can be saved. Conversely, it is obvious that by switching to DC voltage, existing transmission lines have a higher transmission capacity than if they were still operated with AC voltage. This broad aspect can sustainably reduce the expansion of transmission capacities (Jacobsen et al. 2022) required in the course of further electrification of the German energy system. Secondly, an increase in efficiency can be expected at the level of the overall energy system. Thirdly, from an overall economic point of view, there can be an advantage in that it is no longer necessary to use many distributed ac/dc converters, but instead a central supply of DC voltage is provided for operation. Of course, the possible advantages mentioned are also offset by costs and a change in operational management, which will also be discussed in the article. In conclusion it will be shown that with a macroeconomic point of view DC systems are economically advantageous and the reduced operating costs compensate for the higher installation costs during the market ramp-up if the grid is sufficiently large and the service life is realistic. As part of a meta-study, the current state of scientific knowledge on the economic savings potential of converting transmission grids at medium voltage level to DC voltage will be investigated. The results of the paper will also form the basis for further investigations. One aim of further research is to provide a system of KPIs with which it is possible to evaluate the economic and ecological advantages and disadvantages of the switch to DC grids.

1. Background and Introduction

1.1. Economic potential essential for application

The expected costs are an essential factor in the application of technologies. The cost sensitivity

of users is particularly pronounced when it comes to satisfying basic needs, such as the supply of electrical energy (Schwab 2020; Canzler 2018). This means that the demand for electrical energy is satisfied as cheap as possible if certain framework conditions are met.

Such framework conditions can be the requirement to use renewable energies.

The high importance of cost-effectiveness is particularly relevant for the actual transmission and distribution of electrical energy. This is generally grid-bound, which means that transmission and distribution is a natural monopoly. Under the current regulatory framework, consumers have no choice of grid operator. Mechanisms are therefore used to create a kind of artificial competition. This competition is intended to ensure that grid operators work efficiently and that users can benefit from the lowest possible costs for the use of the grid.

1.2. Natural monopolies and regulation

The concept of a natural monopoly can be found in many areas linked to a fixed infrastructure (Strünck 2021; Franz 2006; Kasten et al. 2022). Natural monopoly is a market situation that tends to arise for technical reasons. A natural monopoly is a market situation that results in the economic minimum cost being achieved when demand is met by a single supplier (Krakowski 1985).

The existence of a natural monopoly, as well as the great importance of a reliable supply of electrical energy, leads to regulation of the entire grid operation. On the one hand, regulation creates security with regard to the grid operators' revenues. It is clearly defined how revenues are determined and which parameters have an influence on revenues so that cost covering grid operation is possible. On the other hand, the defined parameters for determining revenue lead to challenges if grid structures are to be or have to be changed in order to enable more energy-efficient transmission.

1.3. Energy and dynamic efficiency

The current common analysis of efficiency values is based on a snapshot at the time when the monetary expenditure and comparison parameters are collected. Change and development processes can only be mapped to a limited extent using the established procedure (Diekmann et al. 2006). However, in future procedures technical and dynamic efficiency should also be taken into account.

Technical efficiency is a measure of the energy efficiency of grid operation. This means that the less losses occur in the grid during the transmission and distribution of electrical energy, the higher the technical efficiency. The consideration and remuneration of technical

efficiency as part of the revenue calculation is intended to provide an incentive to minimize energy losses during the transmission and distribution of electrical energy. One example of this is the consideration of an expansion factor for harmonic losses (Jacobsen).

Dynamic efficiency describes an efficiency value that takes external developments, such as technical progress, into account. The aim of dynamic efficiency is to promote the use of more efficient technologies. This can be achieved by deducting the lost efficiency improvements from the (static) efficiency value if newly available, more efficient technologies are not used.

A particularly critical point in current regulation is the lack of incentives for technical and dynamic efficiency. The current regulation only offers an incentive towards high economic (and static) efficiency. Without appropriate incentives and revenue bases, DC grids cannot be made economically viable.

2. State of the Art

2.1. Energy Act is the basis for energy industry and energy policy activities

As already mentioned, grid operation for the transmission and distribution of electrical energy is a regulated economic sector. Regulation is based on the natural monopoly of grid operation and aims to improve efficiency, which should also imply a reduction in energy losses. The avoidance of energy losses is also of great importance in the context of changes in the energy system towards a higher proportion of renewable energies. It should be noted that the avoidance of energy losses should not be at the expense of material efficiency. This results in a trade-off between the economic optimum of energy losses and material use. The provision of electrical energy with DC is certainly capable of pursuing and positively influencing the objectives of German energy regulation (Fig. 1).

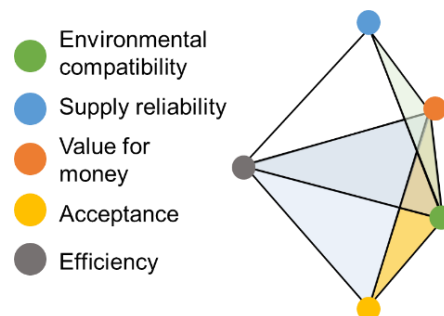


Fig 1: Interlinked energy policy objectives of German regulation in a double tetrahedron (Jacobsen 2023a)

2.2. Value networks make opportunities for optimization visible

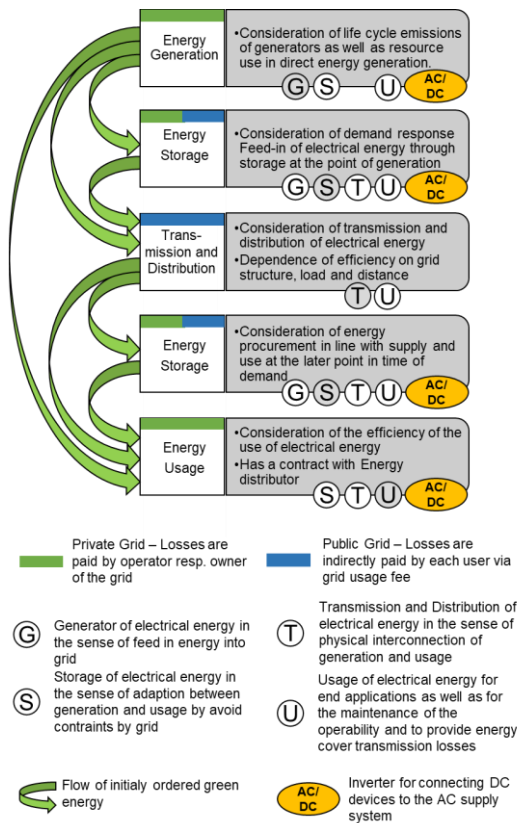


Fig 2: Current prevailing electrical energy network when DC devices are coupled to the AC supply system using inverters

Fig. 2 shows an electrical energy value network as it is prevalent today. At each level, the DC-based devices, such as battery storage or photovoltaic systems requires Inverters.

The purpose of electrical energy value creation is to satisfy the demand for electrical energy. As soon as the value network is loaded with real consumers, it becomes clear that today most energy sinks rely on DC voltage.

Switching the grid to DC has the greatest savings potential, especially if grid areas with very powerful consumers or DC based producers are installed (Priebe et al. 2018). Further investigations must be carried out to determine whether there is a critical value of the relative connected load that must be exceeded in order for the conversion to and operate a DC grid to be worthwhile.

3. Methodologies to improve the economic situation

3.1. Improving the revenue and cost structure

It can be assumed that the revenue structure of the grid operators cannot be influenced directly. As long as it is a regulated economic sector,

possible sources of revenue are largely predefined. (Jacobsen) This approach also makes sense for the reasons described and should not be changed.

Rather, the grid operators should be provided with instruments that enable them to influence their own revenues to a greater extent through investments. This requirement could be met with the aforementioned key figures on dynamic and technical efficiency. An example to implement such keyfigures is made by JACOBSEN (JACOBSEN 2023B).

The (partial) conversion to DC structures would have a positive impact on both key figures and lead to a better revenue structure. However, the cost structure must be examined. It makes sense to convert individual structures when modernization or expansions become necessary. The current state of the art is divided on the question of whether the installation costs for DC and AC are the same or which of the two technologies is more cost-effective.

3.2. Macroeconomic view is relevant

Whether the conversion of the existing grid or the parallel expansion of DC grid structures is worthwhile must be examined on a case-by-case basis and has to be considered in further research. Rather, a macroeconomic view should be taken of the potential benefits of DC distribution grid structures at the medium-voltage level. The focus should be deepened in further studies. The following results are more of a summary of various preliminary studies and should be explicitly verified for DC distribution grids at medium-voltage level in Europe and especially in Germany.

Particularly in the initial phase, it is to be expected that the new technology, in this case the DC system, will exceed the installation and maintenance costs of the established system (Jacobsen). The effect that learning curves can have should be taken into account from the outset. It is quite likely that in the course of greater standardization and the further development of semiconductors and power electronics and rising raw material prices for conductor materials, the specific costs per transmission kilometer with DC will be lower in the future than those for AC. Fig. 3 shows a possible course of future specific costs per transmission kilometer if the expected costs for AC from 2025 are used as a benchmark. The data on which the figure is based is subject to a high degree of uncertainty. The basic statement of the possible cost curves is quite certain, the

determination of precise data requires further studies.

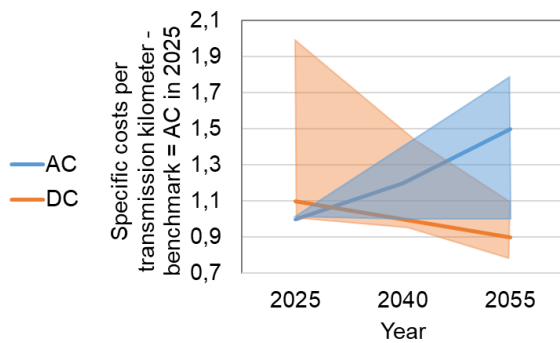


Fig 3: Comparison of the possible evolution of specific costs per transmission kilometer if greater use is made of DC

The possible cost curves shown in Fig. 3 are aggregated values that take the following points into consideration:

1. AC is likely to require a significant expansion of existing transmission capacities (Jacobsen et al. 2022); ; DC can largely make do with existing capacities due to the higher expected transmission capacity
2. High proportion of the system costs for system services (redispatching, reactive power compensation) are eliminated when using DC
3. Raw material and labor prices will continue to rise in the future, making (AC) capacity expansions significantly more expensive
4. AC components are established, no significant cost saving potentials are to be expected
5. DC components have a high potential for development and innovation and are at the beginning of growth curves, which means that future price reductions can be expected
6. Feed-in of renewable generators in AC entails the risk of additional effort to maintain voltage quality (Jacobsen 2021), which means significant additional effort with a view to the planned climate neutrality by 2045

Overall, these points on the possible courses of the expected costs presented lead to the assumption that retaining an AC system will lead to additional economic costs and switching to a DC system will lead to a reduction in costs.

4. Findings on possible economic potential of DC distribution grids at medium-voltage level

4.1. Cables and wires

One awaited advantage of switching from the tried-and-tested AC transmission and distribution to DC structures is the increase in the

power that can be transmitted via the existing cables and wires. It is obvious that with DC voltages there is no need to differentiate between peak and effective values. This means that the cables and wires can, in principle, be used to a higher capacity. The peak values become the effective values, in effect.

Of course, technical parameters must be taken into account. It must be checked whether an AC cable can withstand such a continuous load or whether the insulation will be damaged if the effective value of voltage is increased by a factor of $\sqrt{2}$. This requires investigations that lie outside the scope of the topic under consideration here.

However, initial research results on the savings potential of copper in cables already exist. The results suggest that over 30 % of the copper requirement can be saved by switching from AC to DC with the same power requirement (Gutwald et al. 2023). Conversely, this means that by switching to DC, existing transmission lines are equipped with a higher transmission capacity than if they were still operated with AC.

With a special focus on the conversion of medium-voltage systems, the explicit technical structure must be examined more closely. If the system is set up with three parallel conductors, an additional conductor should be installed so that the full capacity of the existing conductors can be utilized. It is easier if two parallel three-wire systems have already been installed. This increases the transmission capacity by over 50 %. (Zhang et al. 2019)

In summary, it can be stated that the conductors themselves are easily capable of transmitting higher power by switching from AC to DC. The actual conductor of the cable or wire can transmit a higher power by converting to DC. Whether this higher power, which can also be transmitted permanently as a result of a higher effective voltage, is more a question of the insulation material. Likewise, the question of whether it is really possible to operate cable systems designed for an AC load with DC over decades without interference must be answered. (Shekhar et al. 2017). Particular attention should be paid to the water-treering effect (Zhang et al. 2019).

4.2. Entire system

As already mentioned, it is better to take an overall view when assessing the possible advantages and disadvantages of switching from AC to DC. It is certainly possible to look at individual grid areas or grid levels in isolation, but then sensible system boundaries must be drawn

clearly but interactions and synergies has to be considered as well.

Major economic, ecological and energy-related benefits can be expected, particularly with regard to the direct connection of renewable energies and electromobility (Kockel et al. 2022).

In addition, the conversion of the supply system to DC is expected to result in several advantages for grid management, which will have to be examined in future studies. Within DC transmission systems, no reactive power has to be compensated for and other factors such as harmonics do not have to be taken into account and cannot cause any costs. Further, there are also advantages to be expected in system management beyond the system boundaries of the DC grid. It is to be expected that a DC distribution grid at medium-voltage level will also have positive consequences for connected AC distribution grid. The inverter-based connection of the grid to upstream and downstream grid structures means that the system stability of the connected AC grid structures can be increased.

In summary, it should be noted that even if the main focus in this paper is on the medium-voltage level, the overall system, i.e. the entire electrical energy value network, should be considered in more detail. It can be assumed that an isolated conversion of the medium-voltage grid to DC could result in increased costs and reduced economic sustainability. (Wehbring et al. 2018) Although the energy losses would be lower even with an isolated conversion of the medium-voltage grid, it can be assumed that the potential volume at the medium-voltage level alone is not sufficient to generate the economies of scale mentioned, as a result of which the actual hardware costs tend to be higher, as shown in Fig. 3.

4.3. Overall efficiency and transmission losses

It was pointed out that a more macroeconomic perspective should be adopted. On the one hand, this means that long-term calculations should also be made and that the direct provision of DC within low-voltage grids is no longer an obstacle. This would mean that it would no longer be necessary to use a large number of distributed inverters (e.g. at each machine tool in an industrial plant), but that a central supply of DC voltage would be provided for operation.

The use of DC across several voltage levels at the same time would mean that the respective voltage level would be provided by DC/DC

converters, which are more efficient than transformers (Kuhlmann et al. 2020).

Overall, it can be expected that the benefits of DC transmission and distribution will increase disproportionately to the installed line length. Fig. 4 shows the results of a study that confirms this expectation. The data in the figure must be verified again in the following studies for DC distribution grids at medium-voltage level in Europe and especially in Germany.

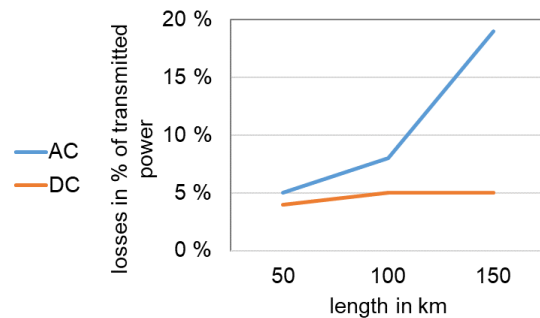


Fig 4: Losses depending on the cable length (May et al. 2016)

5. Summary and perspective

5.1. No clear assessment of the transmission capacity available in the long term and the monetary impact yet possible

As Section 4.1 has shown, it is to be expected that the capacity for the transmission and distribution of electrical energy can be increased by switching from AC to DC without the addition of new lines and cables. It has become clear in the previous sections that the change in the supply system to DC voltage can be expected to improve the transmission capacity with the wires and cables already installed.

5.2. Questionable which voltage level is most worthwhile

From an economic point of view, the question naturally arises as to where, i.e. at which voltage level, the conversion to DC should begin. For the following reasons, this paper suggests choosing the medium-voltage level as the starting point, as there are reasons not to fall back on the other voltage levels.

At the low-voltage level, a switch from AC to DC would immediately affect all connection points. With regard to a possible urban or suburban settlement area, this could mean several hundred house connections in one fell swoop. At least in the medium term, it cannot be assumed that the infrastructure within existing residential buildings will be converted to DC systems. Furthermore, every electronic device would then be affected and individual solutions

would have to be found. A possible transition scenario for the conversion of the supply voltage in the low-voltage range in urban and suburban areas is the installation of DC/AC converters at each house connection point. Under current law and prevailing supply contracts, this converter would probably be provided and operated by the grid operator. This would directly result in an expansion of the grid operator's business model and the regulations would have to be adapted. At the high voltage level, changes are already taking place and HVDC transmission can be described as state of the art.

5.3. Great synergetic potential between DC and regenerative energy

The energy and economic potential of DC systems described above can only be fully realized when the integration of renewable energies is taken into account. Renewable generators generally operate internally on a DC basis. Prominent examples are photovoltaic systems and battery storage systems. If these systems could be connected more or less directly to a DC distribution grid, current losses from the inverting of the actually DC based renewable energy would be eliminated. (Ertugrul und Abbott 2020)

The value network in Fig. 2 clearly illustrates this point; apart from the actual transmission and distribution, the individual stages of the value-added chain are likely to involve multiple switches between AC and DC. Ultimately, every switch involves losses.

Even if no losses occur during the actual transmission and distribution due to the change between AC and DC, it has become clear from Fig. 4 that line-bound transmission on a DC basis also has energy advantages.

5.4. Grid restructuring and regulatory adjustments must be integrated

Understandably, the potential economic and ecological benefits described above can only be realized if there is a relatively high penetration of DC structures in the energy system. In order to achieve a high level of penetration, grid operators and other investors must be given incentives. These incentives must be targeted towards a gradual conversion to DC structures or the expansion of these structures. The aim of future studies to positively influence the efficiency of the provision of electrical energy should be to take technical and dynamic efficiency into account. With the inclusion of these key figures, it is to be expected that there

will also be more economic incentives for the construction and expansion of DC grids.

6. Literaturverzeichnis

- Bundesregierung (04.01.2023): Energiewirtschaftsgesetz. EnWG, vom 2023.
- Canzler, Weert (2018): Keine Energiewende ohne Mobilitätswende. In: Lothar Hageböling und Neven Josipovic (Hg.): Herausforderung Mobilitätswende. Ansätze in Politik, Wirtschaft und Wissenschaft. 1. Auflage. Berlin: BWV Berliner Wissenschafts-Verlag (Mobilitätsrecht-Schriften), S. 9–26.
- Diekmann, Jochen; Ziesing, Hans-Joachim; Leprich, Uwe (2006): Anreizregulierung für Beschäftigung und Netzinvestitionen: Endbericht. Ertugrul, Nesimi; Abbott, Derek (2020): DC is the Future [Point of View]. In: *Proc. IEEE* 108 (5), S. 615–624.
- Franz, Wolfgang (2006): So viel Markt wie möglich — so viel Staat wie nötig. In: Michael Stürmer (Hg.): Kultur des Eigentums, Bd. 3. Berlin, Heidelberg: Springer (Bibliothek des Eigentums, Band 3), S. 159–164.
- Gutwald, Benjamin; Ndjiemini, Freddy Ngankam; Barth, Martin; Franke, Jörg (2023): Simulation-Based Efficiency Comparison of Different Mains Configurations for DC Grid Branches for Supplying Production Plants Based on a Rule-Compliant Design. In: Holger Kohl, Günther Seliger und Franz Dietrich (Hg.): Manufacturing Driving Circular Economy. Proceedings of the 18th Global Conference on Sustainable Manufacturing, October 5-7, 2022, Berlin.
- Jacobsen, Benjamin: Green flexibility Market – Platform development for system services using fuel cells. In: 29th CIRP Life Cycle Engineering Conference.
- Jacobsen, Benjamin: Value network model of electrical energy supply to improve sustainability assessment, ETG Congress 2023, Kassel, Germany, 2023, pp. 1-8.
- Jacobsen, Benjamin (2021): Simulation des Einflusses von Oberschwingungen auf die Spannungsqualität und Übertragungsverluste. In: Xiaobo Liu-Henke und Umut Durak (Hg.): Virtueller ASIM Workshop 2021. Vienna: ARGESIM/ASIM (ASIM Mitteilung, 175), S. 45–48.
- Jacobsen, Benjamin (2022): Transition of energy system by regulating of Power Quality for efficiency improvements. In: *Procedia CIRP* 105, S. 507–512.
- Jacobsen, Benjamin (2023a): Expansion of the energy policy triangle as a result of the expansion of the German Energy Industry Act. ETG Congress 2023. Kassel.
- Jacobsen, Benjamin (2023b): Increase Efficiency of Energy Transmission by Incentives. In: Holger Kohl, Günther Seliger und Franz Dietrich (Hg.): Manufacturing Driving Circular Economy. S. 464–471.
- Jacobsen, Benjamin; Liebmann, Reik; Elbers, Matthias (2022): Dekarbonisierung durch Elektrifizierung mit begrenzten Netzkapazitäten. In: *Zeitschrift für Energiewirtschaft* 46 (4), S. 245–254.
- Kasten, Peter; Minnich, Lukas; Randrianarisoa, Joelle; Ritter, David; Vogel, Moritz; Dünzen, Kaya (2022): Szenarien und regulatorische Herausforderungen für den Aufbau der Ladeinfrastruktur für elektrische Pkw und Lkw.
- Kockel, Christina; Mortimer, Benedikt J.; Doncker, Rik W. de; Praktikjn, Aaron (2022): Umweltauswirkungen von Gleichstrombasierten Ladeinfrastruktursystemen.
- Krakowski, Michael (1985): Grenzen natürlicher Monopole. In: *Wirtschaftsdienst* 65 (8), S. 404–412.
- Kuhlmann, Timm; Spanier, Patrick; Ehlich, Martin (2020): Potenziale einer industriellen Gleichstromversorgung. In: Alexander Sauer (Hg.): Die Gleichstromfabrik. Energieeffizient. Robust. Zukunftsweisend. München: Hanser, S. 9–35.
- May, Thu Win; Yeap, Yew Ming; Ukil, Abhisek (2016): Comparative evaluation of power loss in HVAC and HVDC transmission systems. TENCON 2016 - 2016 IEEE Region 10 Conference. Singapore. S. 637–641.
- Priebe, Jens; Wehbring, Niklas; Moser, Albert (2018): Planning and Design of Medium Voltage DC Grids—An Overview. Institute of Electrical and Electronics Engineers. Piscataway.
- Schwab, Adolf J. (2020): Elektroenergiesysteme. Smarte Stromversorgung im Zeitalter der Energiewende. 6. Auflage. Berlin: Springer Vieweg.
- Shekhar, Aditya; Kontos, Epameinondas; Ramirez-Elizondo, Laura; Rodrigo-Mor, Armando; Bauer, Pavol (2017): Grid capacity and efficiency enhancement by operating medium voltage AC cables as DC links with modular multilevel converters. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems* 93, S. 479–493.
- Strünck, Christoph (2021): Energie und Mobilität. In: Peter Kenning, Andreas Oehler und Lucia A. Reisch (Hg.): Verbraucherwissenschaften. Rahmenbedingungen, Forschungsfelder und Institutionen. 2., überarbeitete und erweiterte Auflage. Wiesbaden: Springer Gabler (Springer eBook Collection), S. 233–257.
- Wehbring, Niklas; Bleilevens, Raphael; Tepasse, Bernd; Priebe, Jens; Moser, Albert (2018): Strategies to convert AC into DC Medium Voltage Grids. In: 2018 53rd International Universities Power Engineering Conference (UPEC). 4th-7th September 2018, Glasgow, United Kingdom : proceedings. 2018 53rd International Universities Power Engineering Conference (UPEC).
- Zhang, Lu; Liang, Jun; Tang, Wei; Li, Gen; Cai, Yongxiang; Sheng, Wanxing (2019): Converting AC Distribution Lines to DC to Increase Transfer Capacities and DG Penetration. In: *IEEE Trans. Smart Grid* 10 (2), S. 1477–1487.

GLASSGRID – AN APPROACH TO ADDRESS THE ONGOING ELECTRIFICATION OF ENERGY INTENSIVE INDUSTRIES IN SOUTH THURINGIA WITH MVDC-TECHNOLOGY

Johannes Kayser*

University of Technology Ilmenau, Gustav-Kirchhoff-Strasse 1, Ilmenau, Germany
power.systems@tu-ilmenau.de

Steffen Schlegel, Dirk Westermann

University of Technology Ilmenau, Gustav-Kirchhoff-Strasse 1, Ilmenau, Germany

In Thuringia, many endeavors regarding industrial electrification can be observed in the south while bulk renewable energy generation is only possible in the north. Also, grid expansion in the Thuringian south is rather complicated since protected forest areas surround the industries. Therefore, the goal is to identify a suitable infrastructural solution considering MVDC-technology as an additional tool for local and regional grid expansions. Since the preliminary study “GlasLink” [1] resulted in an economical ineffectiveness for MVDC if no flexibilities of this technology are being used, multiple use cases are described in this paper that furthermore will be applied to potential DC-grid topologies within the Thuringian HVAC-system presented as early draws.

1. Introduction

The German commitment to become a carbon dioxide free society leads to a vast electrification of all energy sectors. Additionally, the fluctuating prices and questionable reliability of the natural gas supply due to geopolitical instabilities are driving factors of the energy-intensive industries to increase the speed of this transformation even further. This development can also be seen in south Thuringia, where mainly glass, but also paper and steel productions are located. Since partly protected forest areas surround these production sites, they have very little access to a regional renewable energy supply. With main renewable energy generation (REG) in the north, grid demanding high power transmission is expected in the high voltage (HV) grid. However, due to complex bureaucracy AC-grid expansions have been proven to be very time-consuming. Therefore, cable based MVDC (Medium Voltage DC) approaches have been examined in the preceded study “GlasLink” [1] to aim for a cost-efficient and reliable power supply for one respective glass production site.

The study in [1] has shown that single MVDC-links can't compete economically with AC-technology for pure power supply over short distances. However, due to the inherent control capabilities of MVDC, additional benefits can be provided. One good example is the “Flexible Power Link” [2], where MVDC-technology has

been applied to avoid circular power flows and for voltage control to increase the power transmission capacity in southern England. Another approach to increase transmission capacities has been introduced in the “Angle-DC” project [3], where an existing AC-line has been modified to an MVDC-link. There, a higher system voltage could be chosen, and the power transmission could be increased while power losses could be minimized. Also, various use cases for MVDC-links as HV-grid interconnectors have been presented in the research project “VNB-DC” [4].

As an extension of the study in [1], potential flexibility options will be considered by investigating more complex MVDC-topologies for the Thuringian HV-grid within the subsequent research project “ZO.RRO 2”. The aim is to create a combined multifunctional AC/DC-grid, based on the Thuringian HV system to contribute to the performance of the overall AC-grid by providing a high degree of controllability.

This paper introduces the first approaches for a Thuringian AC/DC-grid that can ensure an efficient and reliable power supply during the massive growth of REG in the Thuringian north and the increasing electrical loads in the south.

2. Requirements for the Network Infrastructure

In addition to the typical aspects defined in the technical guidelines for connection of consumer and generation assets VDE-AR-N 4110 and VDE-AR-N 4120, special requirements for energy-intensive industrial consumers are discussed below.

2.1. Reliability

Energy-intensive industries usually rely on very high availabilities for their power supply. A lack of power system reliability could force the industry to rely on cost-intensive backup diesel generators or withholding large battery units to avoid damage to products or even production lines during power outages. In the case of glass industries, multiple tens of megawatts are required for the melting procedure. Therefore, emergency backup power supply is usually not designed for continuous production.

2.2. Acceptance and Time of Realization

Since the electrification of the industrial sector is predicted to happen fast, the time to realize the required grid improvements plays an important role. Usually grid expansion in the HV-grid takes up to 10 years since overhead lines (OHL) are often targeted by adversaries. A DC-solution could have the advantage of a high power density compared to AC-technology. As shown in [4]–[8] DC-links using MVAC-cables can reach transport capacities of HVAC-OHL. Therefore, the visual and environmental impact could be minimized, improving the acceptance regarding grid expansion measures and accelerating the authorization procedure.

2.3. Power Quality

Some Industries require stable voltage profiles with low harmonic distortion while others cause harmonic feedback into the grid. Using AC-technology, complex filter systems and voltage-supporting equipment could be essential at the industrial connection point. DC-converters, however, can regulate the bus voltage within milliseconds. Therefore, voltage dips, harmonic distortions, asymmetries and voltage transients can be addressed and avoided without any additional filter equipment.

3. Use Cases for a Thuringian AC/DC-Grid

Several use cases based on the contribution of embedded DC-systems within AC-grids have been presented in [9]–[11]. Some of these use

cases are further discussed in the context of the Thuringian HV-system.

3.1. Congestion management in Distribution Systems

As mentioned in [2], [4], [9]–[11] DC-systems can use their power flow controllability to redirect power flows within the AC-grid. This capability can be used in several ways to support power system operation. MVDC-systems embedded in HVAC-grids can achieve a more evenly distributed power flow in the AC-grid to preventively avoid congestions and increase the maximum possible grid utilization. In fact, MVDC-technology has a significant potential to reduce the required redispatch according to [4]. Also, a DC-system can distribute redispatch capacities of e.g. REG to increase the sensitivities of the redispatch measure. This can be useful especially in the case of transmission system (TS) support where a reduction in the power back feed is expected at a certain point of common coupling (PCC). Furthermore, converters can provide reactive power to raise the voltage levels or reduce the reactive power transmission on a line. Therefore, additional transmission capacities can be freed.

Depending on the converter locations in the grid, MVDC-technology can also reduce transit power flows [10] between two PCCs in the HVAC-grid. Furthermore, MVDC can contribute to peak shaving operation at different PCCs to delay or avoid the demand for grid expansion and balance the punctual fluctuating system stress caused by REG [10]. However, peak shaving capabilities are not yet considered in the Thuringian grid development plan [12].

Another way to contribute to congestion management is the provision of fast grid security concerned actions in form of special protection schemes (SPS) described in [13], [14] or curative operation. While SPS is a state-of-the-art approach for various grid components, a partly or fully curative operation is not yet considered an option for distribution system security. However, the potential to increase the grid utilization using curative operation can be significant [15]. Also, curative actions in the DS can be provided to support TS operation as described in [16].

3.2. Congestion management for transmission systems

As discussed in [4], [16], [17] MVDC-systems in HVAC-grids can impact the TS by redirecting power flows between multiple PCCs within the

HVAC-grid. However, since the power ratings of HV- and ultra HV-voltage levels differ significantly, the transmission system can only be relieved in a single-digit percent range [4]. As described in [16] the relieving effect on the transmission system can be cascaded when multiple DC-systems in multiple DS have a sensitivity on the power flow path in the transmission system.

3.3. Dynamic meshing of grid sections

Studies in [18], [19] presented the high potential of MVDC-technology to reduce the amount of grid expansion using dynamic meshing methods in MVAC grids. This potential is not fully representative for HVAC-grids because of topological differences. However, also in HVAC-grids some meshes can't be created since it could result in undesired power flows or high increases in local short circuit power. MVDC technology could be a controllable solution for this situation with limited impact on the short circuit power.

In the literature [4], [9], [17], [18], [20] the approach to divide large AC-grids into DC-segmented AC-grids or respectively interconnecting multiple AC-grids to a DC-segmented AC-grid is discussed. Therefore, the DC-connections can maintain the power exchange between grid areas, but undesired long-distance power flows can be avoided, and the short circuit power could be limited. AC-grids with multiple DC-connections to other AC-grid segments show a high power flow controllability within the segments [4].

Since according to [12] the Thuringian HVAC-grid is also operated as a segmented system with a west- and an east-grid, these could be interconnected using MVDC.

3.4. Shared Flexibilities across Grid Areas

Large batteries or units of sectoral coupling as electrolyzers or power-to-heat units connected to the DC-grid can provide flexibilities to the AC-grid at each AC/DC-coupling point, assuming enough DC-transmission capacity is available. If the DC-system connects multiple AC-grids or grid segments, these flexibilities can even be shared between grids. Therefore, complex strategic decisions about the placing of such flexibilities for maximum grid support can be simplified and the benefit of such flexibilities can be increased. It also has shown, that industrial DC-grids can be beneficial by increasing power densities and efficiencies, better integration of

REG and battery storages, power recovery using recuperation and active balancing of power consumption [21]. Such industrial grids could be further scaled up to industrial cluster grids or even interconnected cross-regional production sites using MVDC-links to share flexibilities even further. Interconnecting several production sites using DC-technology can enable further congestion management capabilities for the AC-grid.

3.5. Voltage quality improvement and reactive power supply

Currently there are no specific regulations for MVDC grid integration. However, the regulations for HVDC (VDE AR-N 4131 TAR HGÜ) presuppose that converters contribute to AC-voltage control. According to [12] this feature can be beneficial for the Thuringian HVAC-grid since the reactive power demand is expected to increase in the future while conventional power plants, as today's main reactive power source, disappear. In this context, MVDC-technology can not only provide reactive power, but also decrease harmonic distortions, compensate asymmetrical grid loads, voltage dips and flickers as described in [4].

3.6. Power increase and fault tolerance via AC to DC conversion

As mentioned before, grid expansion can suffer from long delays caused by authorization procedures since the acceptance of new OHL is usually low. Grid improving measures e.g., with high-temperature conductors or conductor temperature monitoring can lead to relatively fast upgrades for power transmission. While these measures usually increase the transmission capacity only by a certain percentage, an AC to DC conversion of an OHL system can achieve significantly higher transmission capacities as described in [8]. Also, according to [6], [7], [11] this approach is suitable for AC-cables and can reach increasements with a factor up to 1.63 - 4. This approach also could decrease the propagation of harmonics [22] or faults in the AC-system since grid areas are more decoupled.

3.7. REG integration

A direct infeed of REG into MVDC-grids can reduce the number of power conversion steps leading to lower power losses [11], [23]. Also, it can reduce the high impact on the AC-grid in wind-priority areas by transferring the REG directly to load centers, substations with available capacities or PCCs. Furthermore, the authors of [24] show that in case of the loss of

REG units, stability issues can be prevented since the impact on the AC voltage is significantly lower when REG is fed into the AC-grid via MVDC-systems. In [11] it is even assumed, that MVDC-collector-grids will be state-of-the-art in near future due to their advantages over HVAC-systems. Depending on the design, REG-integration using MVDC can be the most economical solution [25].

3.8. Grid Restoration Support

VSC-converters can support grid restoration in AC networks similar to a power plant [10]. While an active power supply requires at least on converter of the DC-system to be within a supplied AC-segment, reactive power support is available as soon as a voltage is applied to the de-energized area. Alternatively, REGs or storage units directly connected to the DC-system can provide active power for this application. The Thuringian HV-grid already is very capable of restoring itself using multiple pump storage power plants [12]. However, the contribution of a DC system can accelerate the procedure and therefore, reduce the power outage time.

4. Topological Approaches to Address various Use Cases

The previous chapter presented various potential use cases using DC-technology to enhance existing grid infrastructures. However, the application of these use cases depends heavily on the design of the DC-system as well as on the integration of the DC-system into power system operation. To guarantee an effective, economic and ecological grid expansion that is fit for future challenges, the authors of [11] proposed a common AC- and DC-grid planning procedure. As the preliminary study “GlasLink” [1] has shown, DC-systems are not an economical alternative if no flexibilities are considered. Therefore, within the research project “ZO.RRO 2”, more complex DC-systems will be designed that can utilize multiple flexibilities to not only supply the energy-intensive industries in Thuringia but also support the overall power system operation. This chapter gives an overview of how different topologies within the Thuringian network can be beneficial by addressing different tasks.

4.1. Cross-Site Factory Network

One Approach that can be beneficial for the industry is a connection of multiple production sites using DC-technology as in Fig. 1. Therefore, the power consumption from the grid

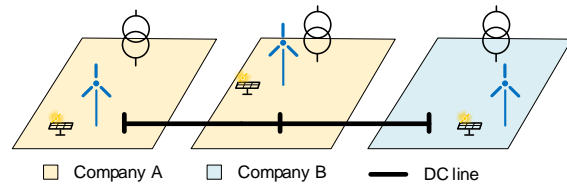


Figure 1 Schematic sketch for interconnected production sites using DC- technology

can be controlled to avoid consumption peaks. Also, REG and flexibilities from storage systems and backup power supply could be combined. This approach could increase the direct use of company-owned REG since unevenly distributed REG potentials can be shared. Also, this approach provides an additional availability of power supply since the DC-system can compensate a power outage in one area. Also, the converters within the factory grid could improve voltage quality. However, this approach could only be beneficial if the companies own the DC-system to avoid grid fees and allow direct REG usage. Therefore, the companies would have to invest in the cost-intensive DC-infrastructure, which can lead to questionable economic efficiency and legal uncertainties.

4.2. Factory Supply using DC

From the AC-grid perspective, high amounts of power can be directly provided from the PCC to the production sites using DC-links. Therefore, a topology similar to Fig. 2. could be created by connecting glass, paper and steel production to a DC-grid.

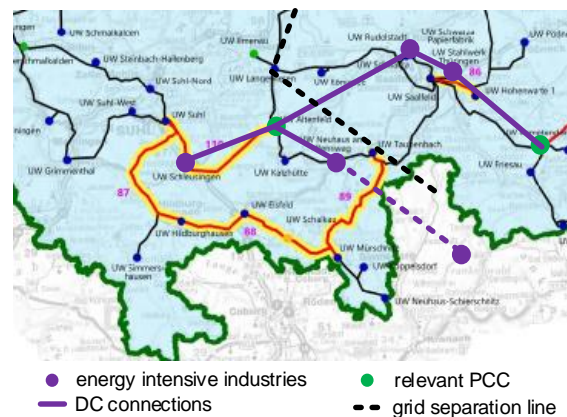


Figure 2 Sketch of a DC-grid for industrial power supply

This approach has the advantage, that the rather static loads of the energy-intensive industries are shifted from the AC- to the DC-system which relieves the AC-grid in the south. Also, a connection between the west- and east-grid of Thuringia and to north Bavaria can be achieved. With this approach, a power exchange between different AC-grids or grid segments can be

established that provides a wide range of flexibilities for power system operation, as described in chapters 3.1 – 3.5 as well as 3.8. While the DC-connection between the Thuringian AC-segments can be easily operated, the connection to Bavaria involves another distribution system operator (DSO) which could require regular operational coordination between the DSOs.

Another use case is the possible voltage control in south Thuringia using the converters. This could increase power transmission capacities of existing infrastructure as well as the power systems reliability. The Thuringian grid operator already pointed out in [12] that new reactive power sources will be necessary in near future. While REGs can contribute to voltage control or reactive power supply in the north, the Thuringian south is expected to require alternative reactive power sources.

Also, as mentioned in Chapter 2.2, the DC-system can transmit high power ratings via cable. This could be essential since the region of south Thuringia contains protected forest areas where OHL-projects suffer from high public resistance.

4.3. Direct REG Integration into the DC-Grid

Connecting the DC-grid from chapter 4.2 to the Thuringian north, bulk REG could be collected and transmitted to the load centers in the south as illustrated in Fig. 3.

From an operational perspective this approach could be very beneficial regarding congestion management since significant amounts of power can be directly extracted from the generation sites where the potential for congestions is particularly high. To achieve the maximum effect, the connection point must be chosen so that an opposing power flow via typical congested lines can be achieved. Also, underlying DC-collector-grids could be established that feed into the industrial DC-grid. This way the AC-grid could be relieved even further and conversion stages can be reduced.

A topology as proposed in Fig. 3 could also redirect power from the transmission system to the DC-system to bypass potential congestions. Therefore, the contribution of the DC-system could replace redispatch measures very effectively as described in [16].

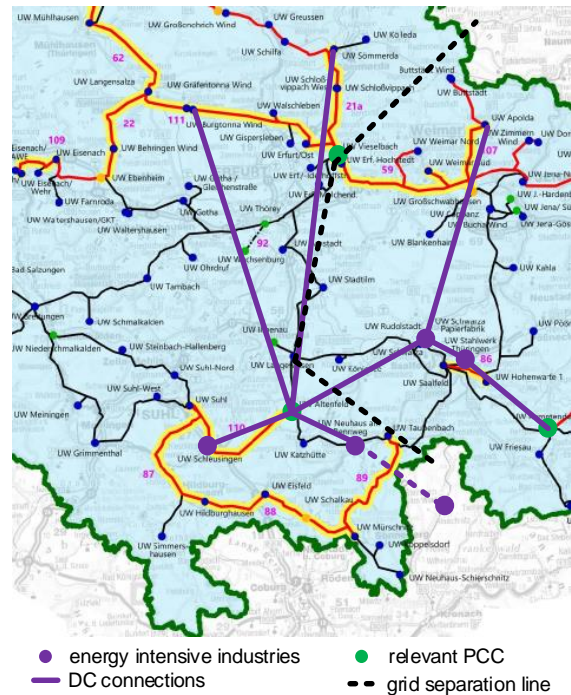


Figure 3 Sketch of a DC-grid extension to bulk REG areas in the Thuringian north

Instead of establishing new cables or OHL to the north, existing north-south connections could be converted to DC-operation. Therefore, the transmission capacity can be greatly increased, and the economic and ecological impact reduced. Also, the AC-grid could benefit from the long-distance decoupling by a controllable link, creating new power flow patterns in the system.

Extending the link even further, the grid of Saxony-Anhalt could be included in the DC-system which establishes cross-regional congestion management described in [4] as a use case. Also, such an extension would increase the range in which the TS can be addressed. Furthermore, REG peaks and available grid capacities could be balanced between these grids.

5. Conclusion

Future challenges of the Thuringian grid based on current developments have been introduced. MVDC technology can be a suitable addition to future grid expansions by solving various tasks. However, the preliminary study [1] has shown, that MVDC-links for pure power supply over short distances can't compete with AC-technology economically. Therefore, multiple use cases have been presented in this paper, that are the basis to develop multiple topological variants for a DC-system in future works. Some possible topological draws have been presented in this paper to describe potential addressable use cases within the Thuringian HVAC-grid.

However, many aspects as economical optimizations, DC-voltage levels and power ratings, DC-sub-grids and DC/DC conversion as well as meshed DC-structures and typical planning criteria as n-1 security or the impact on short circuit power have been neglected. They will be included in future more precise planning activities.

6. Acknowledgement

This paper is a partial result of the project "ZO.RRO 2", which was funded by the Federal Ministry for Economic Affairs and Climate Action (BMWK) under project number 03EI4073A. The authors are responsible for its content.

References

- [1] F. Linke, S. Schaller, J. Kayser and D. Arlt, et al, "Studie „GLAS-LINK“: Untersuchungen zur Möglichkeit der Versorgung der Glasproduktionsstandorte in der Region Rennsteig/Oberfranken mittels Gleichstromtechnik," 2023.
- [2] Ph. Maibach and et al, "The Flexible Power Link of Western Power Distribution: A Case Study," 2020.
- [3] J. Yu, K. Smith, M. Urizarbarrena and N. MacLeod, et al, "Initial designs for the ANGLE DC project; converting existing AC cable and overhead line into DC operation," in *13th IET International Conference on AC and DC Power Transmission (ACDC 2017)*: Institution of Engineering and Technology, Feb. 2017.
- [4] J. Kayser, S. Schlegel, F. Linke and A. Novitskiy, et al, "Verteilernetzverbund mittels Gleichstromübertragungs-Technologie - VNB-DC : Abschlussbericht," *Verteilernetzverbund mittels Gleichstromübertragungs-Technologie - VNB-DC*.
- [5] S. Kraemer, S. Rupp, R. Adam and K. Backhaus, et al, "Conversion of Existing AC into DC Cable Links in Distribution Grids: Benefits and Challenges," ETG Congress 2021, 2021.
- [6] A. Shekhar, E. Kontos, A. R. Mor, L. Ramirez-Elizondo and P. Bauer, "Refurbishing existing mvac distribution cables to operate under dc conditions," in *2016 IEEE International Power Electronics and Motion Control Conference (PEMC)*: IEEE, Sep. 2016 - Sep. 2016.
- [7] U. Schichler and A. Buchner, "Realisierung einer Mittelspannungs-Gleichstromübertragung mit extrudierten AC-Kabeln," *Elektrotech. Inftech*, vol. 135, no. 8, pp. 520–526, 2018.
- [8] R. Adapa, "HVDC Technology Developments & AC to DC Conversion," Electrical Power Research Institut, IEEE Distinguished Lecture, Nov. 2022.
- [9] J. Yu, G. G. Karady and L. Gu, "Applications of embedded HVDC in power system transmission," in *2012 Power Engineering and Automation Conference*: IEEE, Sep. 2012 - Sep. 2012.
- [10] D. Westermann et al, "Distribution grid interconnection using DC-links," ETG Symposium, Esslingen, Germany, 2019.
- [11] R. Brown, S. Jupe and et. al, "Medium Voltage Direct Current (MVDC) Grid Feasibility Study: Reference 793," 2020.
- [12] "Netzausbauplan 2022," Jul. 2022.
- [13] ENTSO-E, Subgroup "Protection and Dynamics", "Report on Special Protection Schemes," Brüssel.
- [14] ENTSO-E, "Network Code on Operational Security," 2015.
- [15] F. Sass, "Beitrag zur Systemsicherheit durch kurative Maßnahmen von HGÜ-Systemen," Dissertation, Technische Universität Ilmenau; Universitätsverlag Ilmenau.
- [16] J. Kayser, S. Schlegel and D. Westermann, "Curative Distribution System Response on Transmission System Events Using MVDC-Links – Applications and Challenges," Kassel, Germany, 2023.
- [17] N. Wehbring, R. Bleilevens, J. Saat, M. Rose and A. Moser, "Benefit of a HVDC Back-to-Back Station in a Real Distribution Grid," in *2020 5th IEEE Workshop on the Electronic Grid (eGRID)*: IEEE, Nov. 2020 - Nov. 2020.
- [18] R. Zuelli, R. G. M. Chiumeo, C. Gandolfi and A. Clerici, et al, "The impact of MVDC links on distribution networks," in *2018 AEIT International Annual Conference*: IEEE, Oct. 2018 - Oct. 2018.
- [19] R. Schmidt, C. Ziesemann, M. Schönefeld, A. Moser, "Reducing network expansion using AC and DC meshing concepts," RWTH Aachen, ETG Kongress 2023, 2023.
- [20] J. Pan, R. Nuqui, K. Srivastava and T. Jonsson, et al, "AC Grid with Embedded VSC-HVDC for Secure and Efficient Power Delivery," in *2008 IEEE Energy 2030 Conference*: IEEE, Nov. 2008 - Nov. 2008.
- [21] H. Stammberger and H. Borcherdig, "DC-Industrie2 - open DC grid for sustainable factories," ZVEI, Sep. 2021, [Online]. Available: https://dc-industrie.zvei.org/fileadmin/DC-Industrie/Praesentationen/DC-INDUSTRIE2_Project-overview_en_E.pdf (2023, Mar. 15).
- [22] T. Joseph, W. Ming, G. Li and J. Liang, et al, "Analysis of harmonic transfer through an MVDC Link," in *15th IET International Conference on AC and DC Power Transmission (ACDC 2019)*: Institution of Engineering and Technology, Feb. 2019.
- [23] E. C. Mathew and A. Das, "Integration of renewable energy sources with MVDC network," in *2020 IEEE International Conference on Power Electronics, Drives and Energy Systems (PEDES)*: IEEE, Dec. 2020 - Dec. 2020.
- [24] T.-T. Nguyen, H.-J. Yoo and H.-M. Kim, "A comparison study of MVDC and MVAC for deployment of distributed wind generations," in *2016 IEEE International Conference on Sustainable Energy Technologies (ICSET)*: IEEE, Nov. 2016 - Nov. 2016.
- [25] Y. Chen, S. Grijalva and L. Graber, "Techno-Economical Assessment of MVAC and MVDC Collector Systems for Offshore Wind Farms," in *2023 IEEE Texas Power and Energy Conference (TPEC)*: IEEE, Feb. 2023 - Feb. 2023.