





**Tagungsband zum**  
**POWER AND ENERGY STUDENT SUMMIT 2015**  
**Dortmund, 13. und 14. Januar 2015**



*veranstaltet vom  
Institut für Energiesysteme, Energieeffizienz und Energiewirtschaft, TU Dortmund*

**Herausgegeben von**

Andreas Kubis, Christian Rehtanz, Anton Shapovalov, Dominik Hilbrich, Ewa Plota

ie<sup>3</sup> - Institut für Energiesysteme, Energieeffizienz und Energiewirtschaft  
Technische Universität Dortmund  
Prof. Dr.-Ing. C. Rehtanz, Prof. Dr.-Ing. J. Myrzik  
44227 Dortmund

Telefon: (0231)755-2396  
Telefax: (0231)755-2694  
E-Mail: [ie3.etit@tu-dortmund.de](mailto:ie3.etit@tu-dortmund.de)  
Web: [www.ie3.e-technik.tu-dortmund.de](http://www.ie3.e-technik.tu-dortmund.de)

Druck: Zentrale Vervielfältigung der TU Dortmund

# PESS 2015 Team

---

## **Konferenzleitung**

Prof. Dr.-Ing. Christian Rehtanz, TU Dortmund  
Ing. Andreas Kubis, M. Sc., TU Dortmund

## **Konferenzsekretariat**

Ing. Rajkumar Palaniappan, B. Sc.

## **Technisches Gutachten**

Dr.-Ing. Christopher Breuer, RWTH Aachen  
Ing. Henrik Brockhaus, M. Sc., Universität Kassel  
Ing. Valeri Franz, M. Sc., Amprion GmbH  
Dipl.-Ing. Kay Görner, TU Dortmund  
Prof. Dr.-Ing. Georg Harnischmacher, FH Dortmund  
Prof. Dr.-Ing. Jens Haubrock, FH Bielefeld  
Dr.-Ing Ulf Häger, TU Dortmund  
Dipl.-Ing Stefan Kämpfer, ABB AG  
Dr.-Ing Athanasios Krontiris, ABB AG  
Jun.-Prof. Dr. Sebastian Lehnhoff, OFFIS Oldenburg  
Dr.-Ing. Pio Lombardi, Fraunhofer IFF Magdeburg  
Prof. Dr.-Ing. Johanna Myrzik, TU Dortmund  
Dr.-Ing Hendrik Neumann, Amprion GmbH  
Prof. Dr.-Ing. Bernd Ponick, Universität Hannover  
Ing. Ulrich Rost, M. Sc., FH Gelsenkirchen  
Dipl.-Ing. Steffen Schlegel, TU Illmenau  
Jun. Prof. Dr.-Ing. Benedikt Schmülling, BU Wuppertal  
Dipl.-Ing. Johannes Seiler, TU München  
Dr.-Ing. Thomas Stetz, Fraunhofer IWES Kassel  
Dr.-Ing. Hanno Stagge, RWTH Aachen  
Dipl.-Ing. Marco Stieneker, RWTH Aachen  
Dr.-Ing. Daniel Waniek, Enovos Energie Deutschland GmbH

## **Organisation**

Ing. Dominik Hilbrich, M.Sc.  
Dipl.-Wirt.-Ing. Ewa Plota  
Dipl.-Ing. Anton Shapovalov

## **Sessionleitung**

Jun.-Prof. Dr. Sebastian Lehnhoff, OFFIS Oldenburg  
Prof. Dr.-Ing. Jens Haubrock, FH Bielefeld  
Dr.-Ing. Christian Becker, AIRBUS Operations GmbH  
Dr.-Ing. Jan Kays, TU Dortmund  
Dr.-Ing Athanasios Krontiris, ABB AG



Die Energiewende ist in aller Munde. Prognosen über die Zukunft des Energiesystems werden gemacht. Neue Marktstrukturen in großer Zahl vorgeschlagen. Letztendlich muss aber ein technisch lauffähiges, stabiles und wirtschaftliches Gesamtsystem entstehen, welches die gesetzten Ziele für die CO<sub>2</sub>-Reduktion erfüllt. Dieses Ziel kann nur durch innovative technische Lösungen erreicht werden. Diese Lösungen müssen von den Ingenieurinnen und Ingenieuren erdacht und umgesetzt werden. Ohne diese kreativen und schöpferischen Leistungen wird das zukünftige Energiesystem nicht erreicht.

Ich freue mich, dass auch an diesem Power and Energy Student Summit 2015 viele kreative Köpfe zusammenkommen, um neueste Ideen und Lösungsansätze aus Forschung und industrieller Praxis zu präsentieren und zu diskutieren. Gerade durch den gemeinsamen Austausch werden sicherlich auch neue und weitergehende Ideen generiert. In diesem Sinne wünsche ich den Teilnehmerinnen und Teilnehmern viel Freude und Inspiration bei den gemeinsamen Tagen.

**Univ.-Prof. Dr.-Ing. Christian Rehtanz**

Sehr geehrte Konferenzteilnehmer,

Liebe Sponsoren und Unterstützer,

die PESS kann mittlerweile in ihrer 6ten Auflage bereits als ein regelmäßiger Event bezeichnet werden, der kontinuierlich an Bedeutung gewinnt. Dies ist unschwer an der Aufmerksamkeit, den diese Veranstaltung an Universitäten, in der Fachpresse, wie auch bei Sponsoren genießt, zu erkennen. Im Namen des gesamten Organisationsteams bedanke ich mich bei allen Sponsoren und Unterstützern und insbesondere bei allen Autoren und Gutachtern der 55 eingereichten Beiträge. Ohne Sie wäre dieser Event nicht möglich!

Weiterhin ist es mir ein besonderes Anliegen die gute Zusammenarbeit mit den drei großen Elektro-/Energietechnikverbände IEEE, VDE und CIGRE hervorzuheben. Wie Sie wissen ist die nachhaltige Unterstützung junger ambitionierter Ingenieure im Bereich der elektrischen Energietechnik ein zentraler Aspekt der Nachwuchsförderung dieser Organisationen, welche bei diesem PESS erstmalig gemeinsam eine Konferenz für die nächste Generation unterstützen. Auch Ihnen danke ich für die gute Zusammenarbeit!



**Ing. Andreas Kubis, M. Sc.**

Herzlichen Dank an unsere Sponsoren!

The logo for ABB, consisting of the letters 'A', 'B', and 'B' in a bold, red, sans-serif font. Each letter is divided into four quadrants by a vertical and a horizontal line.The logo for RWEE, consisting of the letters 'R', 'W', 'E', and 'E' in a bold, blue, sans-serif font. The letters have a slight 3D effect with a white shadow underneath.

Herzlichen Dank an unsere Unterstützer!



# Programm

---

## Montag, 12. Januar 2015

A&O Hostel

Ankunft und Chek-In at A&O Hostel  
18:00 Welcome Reception

## Dienstag, 13. Januar 2015

IBZ, TU Dortmund

08:30	Begrüßung	<i>Koneferenzleitung</i> TU Dortmund	
09:00	S01: Verteilnetze		Podium
10:30	Kaffeepause		Foyer
11:00	Das Besondere an der Bahnstromversorgung: Aktuelle Entwicklungen und Herausforderungen	<i>Thomas Falkenhagen</i> DB Energie GmbH	Podium
11:30	S02: Stromerzeugung und Speicher		Podium
13:00	Mittagessen		Foyer
14:00	Einsatz moderner Netzberechnungssoftware - Von der Forschung in die Praxis	<i>Arne Ellerbrock</i> DIgSILENT GmbH	Podium
14:30	Poster Session 1		Raum 2/3
15:30	Der Wandel vom Verteilnetzbetreiber zum Systemdienst- leister	<i>Dr. Stefan Küppers</i> Westnetz GmbH	Podium
16:00	S03: Schutz- und Leittechnik		Podium
17:30	<i>Transfer zur Abendveranstaltung</i>	<i>Treffpunkt:</i>	<i>Foyer</i>

## Mittwoch, 14. Januar 2015

IBZ, TU Dortmund

09:00	S04: Transportnetze		Podium
10:30	Kaffeepause		Foyer
11:00	SMA Solar Technology AG – Energy that Changes	<i>Marc Rasch</i> SMA Solar Technology AG	Podium
11:30	S05: Leistungselektronik und elektromagnetische Felder		Podium
13:00	Mittagessen		Foyer
14:00	Gut vernetzt – HVDC und Karriere bei ABB	<i>Dr. Michael Deimel,</i> <i>Dr. Athanasios Krontiris,</i> ABB AG	Podium
14:30	Poster Session 2		Raum 2/3
15:30	Preisverleihung		Podium
16:15	Schlusswort		Podium
16:45	<i>Exkursion</i>	<i>Treffpunkt:</i>	<i>Foyer</i>

## Session 1: Verteilnetze

- S01.1 SHORTENING QUASI-STATIC TIME-SERIES SIMULATIONS FOR COST-BENEFIT ANALYSIS OF LOW VOLTAGE NETWORK OPERATION WITH PHOTOVOLTAIC FEED-IN  
**Claudio David López, Basem Idibi, Thomas Stetz, Martin Braun**  
Fraunhofer IWES Kassel
- S01.2 ANALYSE DES WÄRMEPUMPENVERHALTENS ZUR ERWEITERUNG EINES VERTEILNETZPLANUNGSWERKZEUGS  
**Dennis Kötter, André Seack Jan Kays**  
TU Dortmund University
- S01.3 VALIDIERUNG VON PLANUNGSMETHODIKEN UNKONVENTIONELL BETRIEBENER ELEKTRISCHER VERTEILUNGSNETZE  
**Tim Lücken**  
EWE NETZ GmbH
- S01.4 A COMPARATIVE STUDY OF OPTIMIZATION- AND RULE-BASED CONTROL FOR MICROGRID OPERATION  
**Astha Kanwar Diego I. Hidalgo Rodriguez; Jan von Appen; Martin Braun**  
Fraunhofer IWES Kassel

## Session 2: Stromerzeugung und Speicher

- S02.1 HERAUSFORDERUNGEN UND LÖSUNGSANSÄTZE BEI DER ERBRINGUNG VON PRIMÄR-REGELLEISTUNG DURCH ENERGIESPEICHER  
**Fabian Wandelt, Dennis Gamrad, Wolfgang Dies, Evonik Industries AG**  
**Johanna Myrzik, Technische Universität Dortmund**
- S02.2 STEADY STATE ANALYSE OF EXISTING COMPRESSED AIR ENERGY STORAGE PLANTS  
**Friederike Kaiser**  
Energie-Forschungszentrum Niedersachsen (EFZN)
- S02.3 VERIFIZIERUNG EINES BRENNSTOFFZELLEN-MATLAB- MODELLS ANHAND EINER NT-PEM- BRENNSTOFFZELLE  
**Stefanie Balzarek, Kersten Kröger, Jens Haubrock**  
Fachhochschule Bielefeld
- S02.4 MODULAR POLYMER ELECTROLYTE MEMBRANE FUEL CELL AND ELECTROLYSER STACK DESIGN WITH HYDRAULIC COMPRESSION  
**Ulrich Rost, Jeffrey Roth, Michael Brodmann**  
Westphalian Energy Institute of the Westphalian University of Applied Sciences



### Session 3: Schutz- und Leittechnik

- S03.1 CONSTRUCTION, COMMISSIONING AND USE OF A TEST BENCH FOR SMART METER ACCURACY VERIFICATION  
**Stephan Röhrenbeck**  
University of Kaiserslautern
- S03.2 APPLICATION OF HIGHER HARMONICS IN PROTECTION AGAINST SINGLE-PHASE EARTH FAULTS IN RESONANT GROUNDED CABLE NETWORKS OF MEDIUM VOLTAGE  
**Tatyana Vinokurova, Elena Shagurina, Olga Dobryagina, Vladimir Shuin**  
Ivanovo State Power Engineering University, ISPEU
- S03.3 DEVELOPMENT OF AN ARTIFICIAL NEURAL NETWORK BASED HARDWARE PROTOTYPE FOR FAULT LOCALIZATION IN DISTRIBUTION GRIDS  
**M Kenan Mehmood, Björn Keune**  
TU Dortmund University, Germany
- S03.4 BLITZEINSCHLAGSANALYSE FÜR RÜCKWÄRTIGE ÜBERSCHLÄGE EINER HYBRIDLEITUNG  
**Matthias Nilges, Andrzej Mackow and Mustafa Kizilcay**  
Universität Siegen

### Session 4: Transportnetze

- S04.1 A STUDY OF UNCERTAIN WIND POWER IN ACTIVE-REACTIVE OPTIMAL POWER FLOW  
**E. Mohagheghi, A. Gabash, P. Li**  
Ilmenau University of Technology
- S04.2 ANALYSE VON SPANNUNGSTRICHTERN IN FOLGE VON KURZSCHLÜSSEN IM DEUTSCHEN ÜBERTRAGUNGSNETZ  
**Sascha Altschüffl, Rolf Witzmann**  
Technische Universität München
- S04.3 DYNAMIC DATA DRIVEN DIMENSIONING OF BALANCING POWER WITH K-NEAREST NEIGHBORS  
**Anja Ohsenbruegge, Sebastian Lehnhoff**  
Oldenburg University
- S04.4 CALCULATION OF THE ELECTRIC FIELD BELOW HYBRID OVERHEAD LINES  
**Jakob Schindler, Christian Romeis, Johann Jaeger**  
Friedrich-Alexander-University Erlangen-Nürnberg

### Session 5: Leistungselektronik und elektromagnetische Felder

- S05.1 GENERALIZED IMPLEMENTATION OF SWITCHING-LOSS-MINIMIZED SPACE-VECTOR MODULATION FOR THREE-LEVEL CONVERTERS  
**Ajay Poonjal Pai, Hafiz Abu Bakar Siddique, Rik W. De Doncker**  
RWTH Aachen University
- S05.2 A PCB INTEGRATED DIFFERENTIAL ROGOWSKI COIL FOR NON-INTRUSIVE CURRENT MEASUREMENT FEATURING HIGH BANDWIDTH AND DV/DT IMMUNITY  
**Jan Niklas Fritz, Christoph Neeb, Rik W. De Doncker**  
RWTH Aachen University

- S05.3 MODELING OF MAGNETIZATION REVERSAL PROCESSES IN MAGNETIC CIRCUITS OF MEASURING TRANSFORMERS  
*Vladimir Lebedev, Arkadiy Makarov, Andrey Yablokov and Galina Filatova*  
Ivanovo State Power Engineering University, ISPEU
- S05.4 ENTWICKLUNG EINES KONSTANTSTROMLADERS MIT WEITBEREICHSEINGANG UND NEUARTIGEM SNUBBERKONZEPT  
*Tristan Weinert and Wolfgang Oberschelp*, Westfälische Hochschule Gelsenkirchen  
*Günter Schröder*, Universität Siegen

## Poster Session 1

- P01.1 IMPLEMENTATION OF A DYNAMIC GRID TRAINING SIMULATOR  
*Philipp Hinkel and Davood Raoof-Sheibani*  
University of Kaiserslautern
- P01.2 AUTOMATIC INTEGRATION OF AN ONLINE DYNAMIC SECURITY ASSESSMENT SYSTEM INTO A POWER GRID  
*Iryna Chychykina*  
Otto-von-Guericke-University Magdeburg
- P01.3 INFORMATION PARAMETERS OF ELECTRICAL QUANTITIES OF THE TRANSIENT FOR DETERMINING THE SINGLE-PHASE EARTH FAULT LOCATION IN CABLE MEDIUM-VOLTAGE SYSTEMS  
*Galina Filatova and Vladimir Shuin*  
Ivanovo State Power Engineering University, ISPEU
- P01.4 SELECTION OF ACTUATING QUANTITY FOR SINGLE-PHASE EARTH FAULT CURRENT PROTECTIONS OF MEDIUM-VOLTAGE CABLE SYSTEM  
*Olga Dobryagina, Elena Shagurina, Tatyana Vinokurova and Vladimir Shuin*  
Ivanovo State Power Engineering University, ISPEU
- P01.5 SELECTIVE COMPLEX SINGLE-PHASE EARTH FAULT PROTECTION FOR DISTRIBUTION MEDIUM-VOLTAGE NETWORKS  
*Tatyana Vinokurova, Olga Dobryagina, Elena Shagurina and Vladimir Shuin*  
Ivanovo State Power Engineering University, ISPEU
- P01.6 ELECTRICAL STRENGTH OF ALTERNATIVE INSULATION GASES AT HIGH PRESSURE  
*Andreas Hopf and Michael Rossner*  
Hochschule Coburg
- P01.7 ELECTRICITY SUPPLY RELIABILITY OF THE INDUSTRIAL ENTERPRISES WITH LOCAL POWER PLANTS AND THE OUTAGE COST EVALUATION  
*Alina Iuldasheva and Aleksei Malafeev*  
Nosov Magnitogorsk State Technical University
- P01.8 LASTABWURFKONZEPT AUF BASIS VON JAHRESMITTELWERTEN  
*André Richter, Ines Hauer*  
Otto-von-Guericke-Universität Magdeburg
- P01.9 PARAMETRIERUNG EINER KONTINUIERLICHEN DC-SPANNUNGSREGELCHARAKTERISTIK FÜR VERMASCHTE HGÜ-NETZE  
*Franz Linke, Anne-Katrin Marten and Dirk Westermann*  
Technische Universität Ilmenau
- P01.10 GENERATION MANAGEMENT IN DISTRIBUTION NETWORKS  
*Martin Ostermann*  
University of Kaiserslautern

## Poster Session 2

- P02.1 EINFLUSS DEZENTRALER WÄRMEPUMPEN AUF DIE NETZAUSBAUKOSTEN DES NIEDERSPANNUNGSNETZES  
*Linda Rupp, Marc Brunner and Stefan Tenbohlen*  
Universität Stuttgart
- P02.2 SIMULATION DES MODULAREN MEHRPUNKT-UMRICHTERS (M2C) IM NIEDERSPANNUNGSBEREICH  
*Stefan Palte and Wolfgang Oberschelp*, Westfälische Hochschule Gelsenkirchen  
*Günter Schröder*, Universität Siegen
- P02.3 ENERGY SYSTEM MODELLING: POWER PLANT DISPATCH AND ELECTRICITY GENERATION COSTS  
*Thomas Weiss, Christoph Sperling and Detlef Schulz*  
Helmut Schmidt University Hamburg
- P02.4 SPANNUNGSREGELUNG IM NIEDERSPANNUNGSNETZ AUF BASIS EINES SPANNUNGSBE-OBACHERS  
*Simon Tugend*  
ABB AG Deutschland / HTWG Konstanz
- P02.5 POTENTIALERMITTLUNG VON ENERGIESPEICHERN ZUR STÜTZUNG DES ELEKTRISCHEN VERTEILNETZBETRIEBES  
*Christian Klabunde and Natalia Moskalenko*  
Otto-von-Guericke-Universität Magdeburg
- P02.6 REAL-TIME IMPLEMENTATION AND EVALUATION OF A SUPPORT VECTOR MACHINE BASED FAULT DETECTOR AND CLASSIFIER FOR DISTRIBUTION GRIDS  
*Mohammad Umair Ehsan and Björn Keune*  
Technische Universität Dortmund
- P02.7 OPTIMIERUNG VON MITTELSPANNUNGSNETZEN DURCH REDUKTION DER NETZVERLUSTE  
*Timo Wißmann, Ansgar Ottensmann and Jens Haubrock*  
Fachhochschule Bielefeld
- P02.8 IMPLEMENTATION OF A SOLID-STATE POWER CONTROLLER FOR HIGH-VOLTAGE DC GRIDS IN AIRCRAFT  
*Michael Terörde, Florian Grumm and Detlef Schulz*, Helmut Schmidt University Hamburg  
*Housam Wattar, Jens Lemke*, Airbus Group Innovation

# Shortening Quasi-Static Time-Series Simulations for Cost-Benefit Analysis of Low Voltage Network Operation with Photovoltaic Feed-In

Claudio David López, Basem Idlbi, Thomas Stetz and Martin Braun  
Fraunhofer Institute for Wind Energy and Energy System Technology  
Kassel, Germany  
Email: claudio.lopez@iwes.fraunhofer.de

**Abstract**—Executing quasi-static time-series simulations is time consuming, especially when yearly simulations are required, for example, for cost-benefit analyses of grid operation strategies. Often only aggregated simulation outputs are relevant to grid planners for assessing grid operation costs. Among them are total network losses and power exchange through MV/LV substation transformers. In this context it can be beneficial to explore alternatives to running quasi-static time-series simulations with complete input data that can produce the results of interest with high accuracy but in less time. This paper explores two methods for shortening quasi-static time-series simulations through reducing the amount of input data and thus the required number of power flow calculations; one is based on downsampling and the other on vector quantization. The results show that execution time reductions and sufficiently accurate results can be obtained with both methods, but vector quantization requires considerably less data to produce the same level of accuracy as downsampling. In particular, when the simulations consider voltage control or when more than one simulation with the same input data is required, vector quantization delivers a far superior trade-off between data reduction, time savings, and accuracy. However, the method does not reproduce peak values in the results accurately. This makes it less precise, for example, for detecting voltage violations.

**Keywords**—Power flow calculation, quasi-static time-series, vector quantization, PV generation.

## I. INTRODUCTION

Distributed generation poses diverse challenges to distribution network operation and planning, such as increased voltage violations as well as branch and transformer overloading [1]. Overcoming these challenges requires assessing the effects distributed energy resources have on power grids and evaluating possible mitigation strategies, like voltage control or grid reinforcement, from a cost-benefit perspective.

In the presence of distributed generation, traditional grid analysis methods based on power flow simulations of extreme generation and load scenarios (e.g., maximum demand with minimum generation and vice versa) do not provide enough insight into grid behavior [2]. One of the recommended methods for quasi-static analysis of grids with distributed generation are quasi-static time-series simulations [3]. These simulations consist of consecutive power flow calculations using discrete load and generation profiles over a time horizon that in the case of cost-benefit analyses is typically in the order of a year.

Data at high time resolution is preferred due to accuracy concerns, which requires profiles with large numbers of time

steps, and consequently, time-series simulation that consist of a large number of power flow calculations. As reference, a yearly simulation at one minute resolution requires at least 525600 individual power flow calculations. Cost-benefit analyses are typically carried out through the comparison of a base case with variations of the base case, for example, operation with different voltage control strategies. As the number of scenarios to consider grows, the execution time can quickly become excessive. In this context, the computational challenge of quasi-static time-series simulations is twofold: their execution time is long and the required amount of input data is high (in the CSV file format it can reach the order of GB). Handling such amounts of data is, in itself, time consuming.

Much attention has historically been given to the computational performance of power flow calculations from the point of view of numerical accuracy and execution time (see for example [4], [5]), yet the computational performance of time-series power flows remains open for analysis. Perhaps the only explicit attempt to reduce their execution time so far consists in reducing a distribution feeder to a smaller equivalent circuit connected to the bus under analysis [6], which dramatically reduces the calculation time and keeps result accuracy high. The disadvantage of this method is that each simulation can only deliver results for one bus in the entire network.

Two aspects of quasi-static time-series simulations can be explored for improving their performance: In the case of cost-benefit analysis for LV grids, only a small set of aggregated results needs to be determined, such as total network losses, power exchange through the MV/LV transformer, and total power provision from distributed generators. These results can be translated into costs for the grid operator (see for example [7]). Additionally, the cyclical nature of load and generation profiles [8], [9] suggests that some time steps in the profiles represent load and generation scenarios that reappear over time and hence can be simulated only once.

The objective of this paper is to explore the feasibility of shortening quasi-static time-series simulations by means of reducing the amount of input data, and therefore, reducing the number of required power flow calculations. Two alternatives are compared in terms of data and execution time reduction, and result accuracy: one consists in reducing the time resolution of the input profiles through downsampling and the other in finding similar time steps in the input profiles through vector quantization and simulating them once.

This paper is structured as follows: Section II presents the characteristics of quasi-static time-series simulations for cost-benefit analysis. Section III introduces the shortening methods. Section IV defines the case studies used to test the shortening methods. Section V presents the results and their analysis. Finally, Section VI presents the conclusions and proposes future research.

## II. QUASI-STATIC TIME-SERIES SIMULATIONS

Quasi-static time-series simulations are consecutive power flows calculated on each time step of a set of load, generation and slack voltage profiles. The results of such simulations are profiles that represent the behavior of the grid over the simulated period. Traditionally, the slack voltage is considered constant (1 p.u.), but in time-series simulations it can be a profile as well. This allows to simulate the influence of the MV level on the LV level.

A block diagram of a quasi-static time-series simulation is shown in Fig. 1. Its main aspects are described in this section.

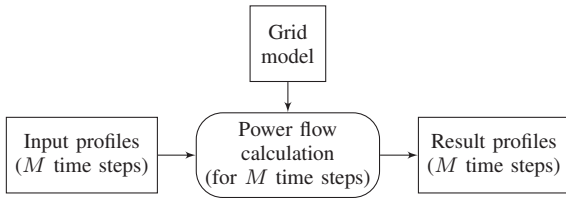


Figure 1. Block diagram of a quasi-static time-series simulation.

### A. Simulation Inputs: Load, Generation and Voltage Profiles

In an LV network, loads and PV generators are associated with either residential or commercial buildings. The simulation inputs for a network with  $N$  load/PV buses are the following discrete time-dependent profiles:

- $P_{L_n}$ : active load at the  $n^{\text{th}}$  load/PV bus
- $Q_{L_n}$ : reactive load at the  $n^{\text{th}}$  load/PV bus
- $P_{PV_n}$ : active PV generation at the  $n^{\text{th}}$  load/PV bus
- $Q_{PV_n}$ : reactive PV generation at the  $n^{\text{th}}$  load/PV bus
- $U_{slack}$ : slack voltage (MV side of the MV/LV transformer)

with  $n = 1, 2, \dots, N$ . If each profile has  $M$  time steps, the set of input profiles can be represented as a matrix  $\mathbf{X}$  with at most  $4N + 1$  columns and  $M$  rows. Each column in  $\mathbf{X}$  represents a profile and each row represents a time step. Table I shows an example of input profiles at one minute resolution for a network with two loads and two PV generators. In the example, the PV generators are operating at unity power factor.

TABLE I. EXAMPLE OF SIMULATION INPUTS (MATRIX  $\mathbf{X}$ )

$t$	$P_{L_1}$	$P_{L_2}$	$Q_{L_1}$	$Q_{L_2}$	$P_{PV_1}$	$P_{PV_2}$	$Q_{PV_1}$	$Q_{PV_2}$	$U_{slack}$
[min]	[kW]	[kW]	[kvar]	[kvar]	[kW]	[kW]	[kvar]	[kvar]	[p.u.]
1	0.40	0.58	0.10	0.18	-0.31	-0.21	0.0	0.0	1.03
2	0.41	0.60	0.11	0.17	-0.32	-0.22	0.0	0.0	1.03
3	0.20	0.41	0.05	0.10	-0.40	-0.32	0.0	0.0	0.99
4	0.39	0.60	0.09	0.20	-0.29	-0.23	0.0	0.0	1.03
⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮
$M$	0.21	0.43	0.05	0.09	-0.41	-0.30	0.0	0.0	0.98

### B. Simulation Outputs: Result Profiles

The simulation outputs to consider when the target application is a cost-benefit analysis are the following discrete time-dependent profiles:

- $P_X$ : active power exchange through the MV/LV transformer
- $Q_X$ : reactive power exchange through the MV/LV transformer
- $P_{losses}$ : total network power losses
- $P_{PV}$ : total active power provision from PV generators
- $U_n$ : voltage at the  $n^{\text{th}}$  load/PV bus

with  $n = 1, 2, \dots, N$ . The total energy losses  $E_{losses}$  are of interest as well. The outputs have  $M$  time steps and can be described as a matrix  $\mathbf{Y}$  where each column represents a result profile and each row represents a time step. Table II shows an example of result profiles at one minute resolution.

TABLE II. EXAMPLE OF SIMULATION OUTPUTS (MATRIX  $\mathbf{Y}$ )

$t$	$P_X$	$Q_X$	$P_{losses}$	$P_{PV}$	$U_1$	⋮	$U_n$	⋮
[min]	[kW]	[kvar]	[kW]	[kW]	[p.u.]	⋮	[p.u.]	⋮
1	0.47	0.28	0.01	0.52	0.99	⋮	1.00	⋮
2	0.48	0.28	0.01	0.54	0.98	⋮	0.99	⋮
3	-0.08	0.15	0.03	0.72	0.95	⋮	0.94	⋮
4	0.49	0.29	0.02	0.52	0.98	⋮	0.99	⋮
⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮
$M$	-0.04	0.14	0.03	0.71	0.94	⋮	0.95	⋮

### C. Power Flow Calculation

The solution to the power flow equations of a network is denoted by a (multivariate) function  $\mathbf{f}_{pf}$  of a given time step in the simulation inputs. If  $\mathbf{x}_m$  is the  $m^{\text{th}}$  time step (row) in the input matrix  $\mathbf{X}$ , then the  $m^{\text{th}}$  time step (row) in the output matrix  $\mathbf{Y}$  is given by

$$\mathbf{y}_m = \mathbf{f}_{pf}(\mathbf{x}_m). \quad (1)$$

Thus, a quasi-static time-series simulation consists in calculating  $\mathbf{y}_m$  from (1) for  $m = 1, 2, \dots, M$ .

## III. SHORTENING METHODS

A block diagram of a shortened quasi-static time-series simulation is shown in Fig. 2. The main aspects of this diagram are detailed in this section.

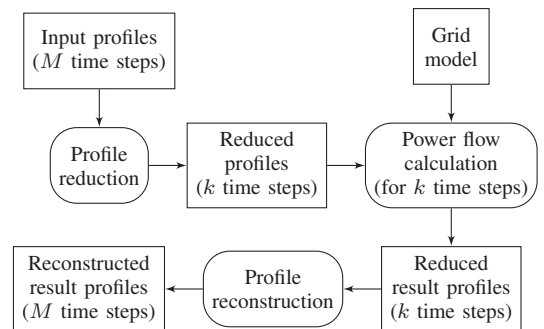


Figure 2. Block diagram of a shortened quasi-static time-series simulation.

## A. Profile Reduction

1) *Downsampling*: Downsampling a profile consists in reducing its time resolution. If the original resolution is not a whole divisor of the new resolution, this procedure requires interpolation. To keep the execution time short, linear interpolation has been chosen. Downsampling, for example, the profiles from Table I to two minute resolution is equivalent to selecting the time steps at  $t = 1, 3, 5, \dots$ , minutes. Interpolation is not required in this case.

2) *Vector Quantization*: Applying vector quantization to the input profiles means partitioning the input matrix  $\mathbf{X}$  into disjoint sets of similar time steps and mapping each set to a representative time step. The classic algorithm for vector quantization is  $k$ -means [10]. A modified version of  $k$ -means called  $k$ -means++ has been chosen as it produces better partitions [11]. With  $k$ -means++  $\mathbf{X}$  can be partitioned into  $k$  sets of similar time steps, also called clusters. A value for  $k$  must be given. The similarity between time steps is established through Euclidean distance. The algorithm maps the  $i^{\text{th}}$  cluster to its centroid, denoted by  $\mathbf{c}_i$ , with  $i = 1, 2, \dots, k$ . Each cluster centroid is calculated as the average of all the time steps in the cluster. For convenience, a vector  $\mathbf{l}$  of labels that indicate to which cluster each time step in  $\mathbf{X}$  belongs is defined.

Table III shows an example of the mapping of clusters to centroids and the structure of vector  $\mathbf{l}$ . In this example, similar time steps can be recognized by simple inspection. In a good partition each centroid represents each time step in its corresponding cluster well, so power flows calculations for  $M$  time steps are no longer required, but only for  $k$  centroids.

## B. Profile Pre-processing for Vector Quantization

1) *Standardization*: There is empirical evidence of the benefits of standardizing data before applying clustering algorithms based on Euclidean distance when the variables lay on different scales (e.g.,  $P_{L_n}$  between 100 W and 1 kW,  $U_{slack}$  in the vicinity of 1 p.u.). In this paper the standardization is achieved dividing each profile by its standard deviation [12].

2) *Dimensionality Reduction*: The execution time of  $k$ -means++ is influenced by the dimensionality of the data [13], defined in this case by the number of profiles in  $\mathbf{X}$ . If a set of profiles is highly correlated with one another, it is sufficient to use only one of them when searching for similar

TABLE III. EXAMPLE OF VECTOR QUANTIZATION

$\mathbf{l}$	$\mathbf{x}_m$	$P_{L1}$ [kW]	$P_{L2}$ [kW]	$Q_{L1}$ [kvar]	$Q_{L2}$ [kvar]	$P_{PV1}$ [kW]	$P_{PV2}$ [kW]	$U_{slack}$ [p.u.]
-1	$\mathbf{x}_1$	0.40	0.58	0.10	0.18	-0.31	-0.21	1.03
-1	$\mathbf{x}_2$	0.41	0.60	0.11	0.17	-0.32	-0.22	1.03
-2	$\mathbf{x}_3$	0.20	0.41	0.05	0.10	-0.40	-0.32	0.99
-1	$\mathbf{x}_4$	0.39	0.60	0.09	0.20	-0.29	-0.23	1.03
...	...	...	...	...	...	...	...	...
-2	$\mathbf{x}_M$	0.21	0.43	0.05	0.09	-0.41	-0.30	0.98
<hr/>								
$\mathbf{c}_i$	$\mathbf{y}_m$	$P_{L1}$ [kW]	$P_{L2}$ [kW]	$Q_{L1}$ [kvar]	$Q_{L2}$ [kvar]	$P_{PV1}$ [kW]	$P_{PV2}$ [kW]	$U_{slack}$ [p.u.]
$\mathbf{c}_1$		0.40	0.59	0.10	0.18	-0.31	-0.22	1.03
$\mathbf{c}_2$		0.21	0.42	0.05	0.10	-0.41	-0.31	0.99
...		...	...	...	...	...	...	...
$\mathbf{c}_k$		0.32	0.33	0.02	0.05	-0.21	-0.43	0.98

time steps. The profiles used in this paper consider constant power factor loads and generators, which produce completely correlated active and reactive power profiles, and PV profiles from reduced geographical areas, which are highly correlated (see Section IV-A5). This property can thus be exploited for reducing the dimensionality of  $\mathbf{X}$ , so  $k$ -means++ can be applied to a profile subset composed of the active power load profiles, one active power PV profile and the slack voltage profile, reducing the dimensionality from  $4N + 1$  to  $N + 2$ .

## C. Result Reconstruction

1) *From Downsampled Profiles*: If, for example, the input profiles from Table I downsampled to two minute resolution are used to calculate the time-series power flow, the results will only consist of  $\{\mathbf{f}_{pf}(\mathbf{x}_1), \mathbf{f}_{pf}(\mathbf{x}_3), \mathbf{f}_{pf}(\mathbf{x}_5), \dots\} = \{\mathbf{y}_1, \mathbf{y}_3, \mathbf{y}_5, \dots\}$ . To obtain the remaining time steps, that is  $\{\mathbf{y}_2, \mathbf{y}_4, \mathbf{y}_6, \dots\}$ , interpolation is required. To keep the execution time short, linear interpolations has been chosen.

2) *From Vector-Quantized Profiles*: Once the power flow of each centroid has been calculated, result profiles with  $k$  time steps are obtained. To transform these profiles into profiles with  $M$  time steps, the  $k$  time steps need to be reordered according to the labels in vector  $\mathbf{l}$ . An example of the reconstruction process is shown in Table IV.

## IV. CASE STUDIES

In order to evaluate and compare the considered shortening alternatives, a set of case studies using a benchmark network is developed.

### A. Simulation Assumptions

1) *Shortening Methods*: Shortening through downsampling and vector quantization is tested.

2) *Distribution Grid*: The “Kerber Dorfnetz”, designed to represent a German rural grid [14], is considered. Its one-line diagram is shown in Fig. 3.

3) *PV Penetration*: The low PV penetration scenario considers  $7 \times 5 \text{ kW}_p$ ,  $15 \times 10 \text{ kW}_p$  and  $2 \times 30 \text{ kW}_p$  PV generators. The high PV penetration scenario considers  $13 \times 5 \text{ kW}_p$ ,  $26 \times 10 \text{ kW}_p$  and  $3 \times 30 \text{ kW}_p$  PV generators. All generators are specified by their nominal power. The generators are randomly

TABLE IV. EXAMPLE OF RESULT RECONSTRUCTION

$\mathbf{c}_i$	$P_{L1}$ [kW]	$P_{L2}$ [kW]	$Q_{L1}$ [kvar]	$Q_{L2}$ [kvar]	$P_{PV1}$ [kW]	$P_{PV2}$ [kW]	$U_{slack}$ [p.u.]
$\mathbf{c}_1$	0.40	0.59	0.10	0.18	-0.31	-0.22	1.03
$\mathbf{c}_2$	0.21	0.42	0.05	0.10	-0.41	-0.31	0.99
...	...	...	...	...	...	...	...
$\mathbf{c}_k$	0.32	0.33	0.02	0.05	-0.21	-0.43	0.98
<hr/>							
$\mathbf{l}$	$\mathbf{y}_m$	$P_X$ [kW]	$Q_X$ [kvar]	$P_{losses}$ [kW]	$P_{PV}$ [kW]	$U_1$ [p.u.]	...
$\rightarrow 1$	$\mathbf{f}_{pf}(\mathbf{c}_1) \approx \mathbf{y}_1$	0.48	0.28	0.01	0.53	0.98	...
$\rightarrow 1$	$\mathbf{f}_{pf}(\mathbf{c}_1) \approx \mathbf{y}_2$	0.48	0.28	0.01	0.53	0.98	...
$\rightarrow 2$	$\mathbf{f}_{pf}(\mathbf{c}_2) \approx \mathbf{y}_3$	-0.06	0.15	0.03	0.72	0.95	...
$\rightarrow 1$	$\mathbf{f}_{pf}(\mathbf{c}_1) \approx \mathbf{y}_4$	0.48	0.28	0.01	0.53	0.98	...
...	...	...	...	...	...	...	...
$\rightarrow 2$	$\mathbf{f}_{pf}(\mathbf{c}_2) \approx \mathbf{y}_M$	-0.06	0.15	0.03	0.72	0.95	...

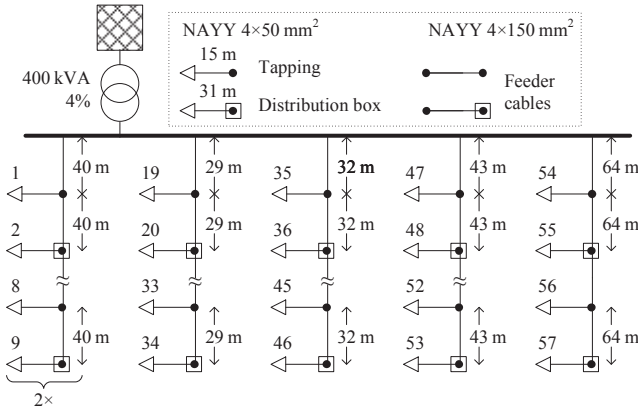


Figure 3. One-line diagram of the Kerber rural network.

assigned to the 57 possible PV connection points that are shown in Fig. 3.

4) *Voltage Control*: The  $Q(U)/P70\%$  voltage control strategy is a distributed strategy that uses the reactive power provision capabilities of some PV inverters. Reactive power is provided once the voltage at the PV bus reaches a lower threshold, and increases until said voltage reaches an upper threshold. If the voltage continues to increase after this point, the reactive power provision remains constant. This strategy limits the active power provision to 70% of the peak power of the PV module [15].

5) *Input Profiles*: The load profiles are generated using the methodology introduced in [16] and have a constant power factor of 0.98. An irradiation profile measured in Munich, Germany, is scaled to match the order of magnitude of the rated power of each PV module [17]. The slack voltage profile is obtained from the yearly simulations of MV grids carried out in [7]. The time resolution of all profiles is one minute.

6) *Number of Time Steps After Profile Reduction*: The number of time steps in the reduced profiles ( $k$ ) must be specified. This number affects simulation accuracy and duration. Given the nonlinearity of the power flow equations, relating  $k$  and result accuracy is challenging, especially in the case of vector quantization [18]. This relationship is thus investigated experimentally running every simulation for different values of  $k$ .

7) *Computer and Software Specifications*: The simulations are run on a computer cluster. Each node has two Intel Xeon CPUs (8 cores at 2.60 GHz), 126 GB of working memory shared between all cores, and runs Scientific Linux 2.6.32 (64 bits). All simulations are run on the same node, sixteen in parallel. The Pypower power flow solver, a Python port of Matpower [19], is used.

## B. Cases

The cases defined in Table V are investigated under the conditions described in Section IV-A. Each case study consists of a quasi-static time-series simulation (reference simulation) and a set of shortened simulations using different values of  $k$ . Cases 1 and 2 consider yearly simulations, but their shortened versions are broken down into twelve monthly simulations. Since the execution time of vector quantization also depends on the number of time steps in each profile [13], this prevents

TABLE V. SUMMARY OF CASE STUDIES

Case	Method	PV penetration	Voltage control	Month
1	Downsampling	Low	No control	January to December
2	Vector quantization	Low	No control	January to December
3	Downsampling	High	No control	June
4	Vector quantization	High	No control	June
5	Downsampling	Low	$Q(U)/P70\%$	June
6	Vector quantization	Low	$Q(U)/P70\%$	June

an execution time escalation and allows a seasonal analysis. The remaining simulations consider only the month of June, as it has the highest PV feed-in.

## V. RESULTS

This section presents only a selection of results, however, their analysis is valid for all the results specified in Section II-B. Result accuracy is measured by the coefficient of determination ( $R^2$ ) and the RMS error (RMSE). Accurate results have an  $R^2$  close to one and a low RMSE. The RMSE is more sensitive to large deviations and can increase steeply even if the duration of the deviations is short and the profiles under comparison have similar overall shapes [20], therefore the  $R^2$  is also calculated.

### A. Influence of Seasonal Profile Variations

Fig. 4 and 5 indicate that result accuracy depends on seasonal profile characteristics. Regardless of the shortening method, the most accurate months are December and January, both winter months, while the least accurate months are June and July, both summer months. Seasonal variations are present in the load, PV and slack voltage profiles, thus, the accuracy variations cannot be attributed in this case to a single factor.

### B. Influence of PV Penetration Level

Fig. 6 shows that result accuracy changes between PV penetration scenarios. This result, together with the yearly simulation from Fig. 5, show that the accuracy is affected by the level of PV feed-in, however, comparing only two scenarios it is not possible to establish with generality in what way the PV penetration level affects the accuracy of the results.

### C. Influence of Voltage Control

The accuracy comparison of simulations with and without voltage control shown in Fig. 6 reveals that the results with voltage control are always more accurate by a small margin.

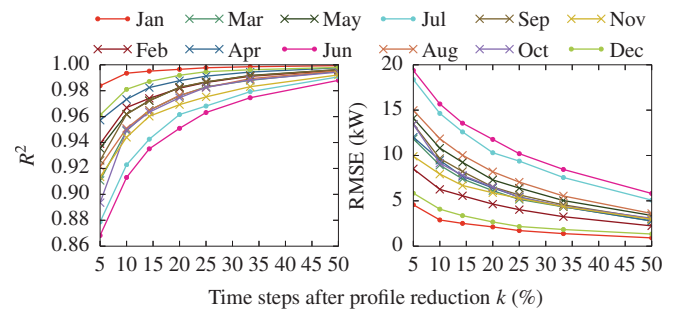


Figure 4. Accuracy comparison of  $P_X$  profiles for every month in a year. Data reduced through downsampling (case 1). Value of  $k$  in percentage of  $M$ .

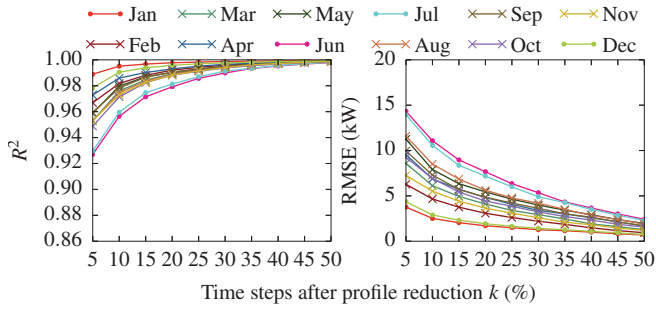


Figure 5. Accuracy comparison of  $P_X$  profiles for every month in a year. Data reduced through vector quantization (case 2). Value of  $k$  in percentage of  $M$ .

An explanation can be found in Fig. 7, which shows a section of reference and reconstructed profiles, without voltage control (left) and with voltage control (right) from cases 2 and 6. Following the dashed line at  $U = 1.04$  p.u. it is apparent that the most difficult section to reconstruct are the fast-occurring peaks between approximately 13:30 and 15:00 hours. Shortening simulations through vector quantization implies calculating power flows of averaged time steps, which eliminates fast profile variations and clips peaks. A similar clipping effect is found due to the interpolation required for result reconstruction from downsampled data. Fig. 7 shows how voltage control reduces the highest peaks, allowing the reconstructed profile to get closer to the reference profile.

Fig. 8 shows that, with and without voltage control, the execution time of the shortened simulations is similar even though the reference simulations differ in about 8 minutes. As an example, using vector quantization the time savings with voltage control for  $k = 20\%$  of  $M$  are of about 52% while 40% savings are registered without voltage control.

#### D. Vector Quantization versus Downsampling

According to Fig. 4, 5 and 6, vector quantization substantially outperforms downsampling in terms of accuracy. However, considering the execution time shown in Fig. 8 and the accuracy shown in Fig. 6, without voltage control downsampling yields an accuracy of  $R^2 = 0.97$  in 17 minutes ( $k = 50\%$  of  $M$ ) while vector quantization requires 20 minutes to reach the same accuracy ( $k = 25\%$  of  $M$ ). Despite the slight superiority of downsampling in terms of execution time in this specific case, vector quantization requires much less data to reach the same accuracy. This is beneficial in terms

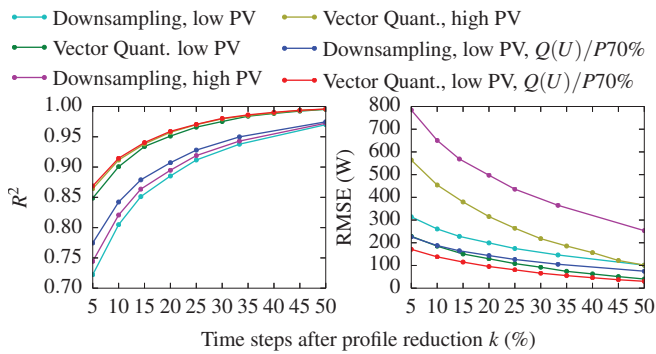


Figure 6. Accuracy comparison of  $P_{losses}$  profiles from simulations of the month of June (cases 1 to 6). Value of  $k$  in percentage of  $M$ .

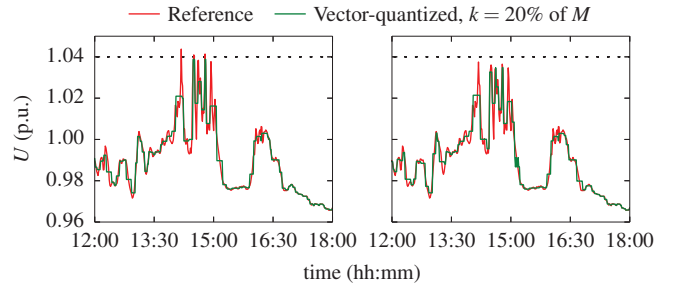


Figure 7. Comparison of  $U_{33}$  profiles from reference and vector quantized simulations on June 22<sup>nd</sup> without voltage control (left) and with voltage control (right) in the low PV penetration scenario (cases 2 and 6).

of data handling and when more than one simulation needs to be run using the same input profiles, for example, for comparing different voltage control strategies. Fig. 9 shows the time savings achieved when more than one simulation is run with the same input profiles with a  $P_{losses}$  target accuracy of  $R^2 = 0.97$ , and the reduction process is run only once. Vector quantization yields higher time savings than downsampling if at least two simulations without voltage control are run. If five simulations are run, the time savings rapidly increase to 65% with vector quantization while with downsampling they remain at 44%. The benefits are larger with voltage control. According to Fig. 9, five simulations yield savings of 70% for vector quantization and of 43% for downsampling. It should be noted that with voltage control, vector quantization yields the highest time savings regardless of the number of simulations.

#### E. Accuracy of Energy Losses

The energy losses ( $E_{losses}$ ), calculated as the area under the  $P_{losses}$  profile, are estimated with very high accuracy with both methods and under every tested condition. Even with  $k = 5\%$  of  $M$ ,  $E_{losses}$  can be estimated with an error lower than 0.7%. The error quickly drops below 0.2% for  $k = 25\%$  of  $M$ .

#### F. Choosing the Number of Time Steps After Profile Reduction

The accuracy curves shown in Fig. 5 and 6 have an elbow located before  $k = 20\%$  of  $M$ . This elbow represents the best possible trade-off between accuracy and execution time reduction, nevertheless, its location cannot be generalized from these results, and a computationally inexpensive method for finding it needs to be developed.

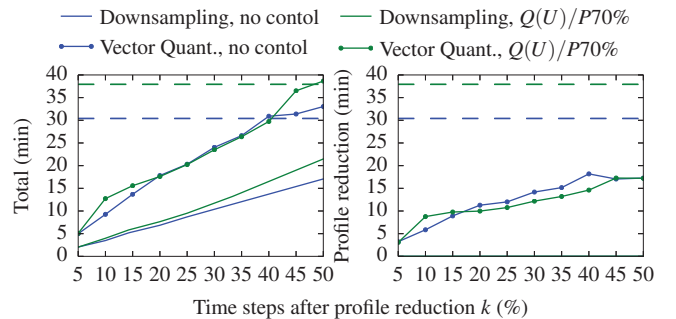


Figure 8. Comparison of the execution time of simulations with low PV penetration, month of June (cases 1, 2, 5 and 6). The data reduction time of downsampling is negligible. Dashed lines represent the execution time of the reference simulations at 1 min. resolution. Value of  $k$  in percentage of  $M$ .



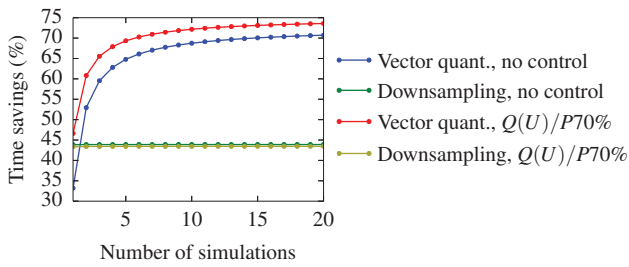


Figure 9. Execution time savings running multiple simulations with the same input profiles in the low PV penetration scenario for a  $P_{losses}$  target accuracy of  $R^2 = 0.97$  (cases 1, 2, 5 and 6). For downsampling  $k = 50\%$  of  $M$  and for vector quantization  $k = 25\%$  of  $M$ .

## VI. CONCLUSION

In this paper, the feasibility of shortening the execution time of quasi-static time-series simulations through downsampling and vector quantization of input profiles is studied in terms of result accuracy and execution time savings. The results show that the accuracy of shortened simulations is affected by the level of PV feed-in. The use of  $Q(U)/P70\%$  voltage control has a positive albeit marginal effect on result accuracy. The highest time savings and accurate results can be achieved through downsampling only when one simulation without voltage control is run and the input profiles are not drastically reduced. Accurate results and time savings, as well as a considerable profile reduction, can be obtained through vector quantization under every tested condition. For a total power losses profile with an accuracy of  $R^2 = 0.97$ , the smallest time saving registered with vector quantization is of 34%. At constant accuracy, the time savings with vector quantization increase if either voltage control is used or if more than one simulation is run using the same input profiles, as in both cases the time proportion spent on profile reduction decreases. With voltage control, time savings reach 70% if five simulations are run for a total power losses profile with an accuracy of  $R^2 = 0.97$ . Total energy losses can be estimated with errors in the order of 0.2% or lower. The results suggests that vector quantization can be particularly useful for cost-benefit analyses that compare scenarios with variations in the network model but use the same input profiles. Such is the case of cost-benefit analyses of different voltage control strategies. The main drawback of this method is its inaccuracy for reproducing peak values in the results profiles. This makes the method unsuitable, for example, for detection of voltage violations.

Future work should establish the generality of the results for other networks and other voltage control strategies. A clear relationship between result accuracy and PV feed-in must be determined. A computationally inexpensive procedure for choosing the level of profile reduction that guarantees the desired trade-off between time savings and result accuracy needs to be developed. Investigating improvements that allow accurate reconstruction of profile peaks would make the method suitable for more diverse applications. A possible research path is developing a criterion for selecting a time step from each cluster instead of calculating power flows of cluster centroids.

## ACKNOWLEDGMENTS

The authors would like to thank the German Federal Ministry of Environment, Nature Conservation and Nuclear

Safety and the Jülich Research Center for the support within the framework of the project “PV Integrated” (FKZ0325224A).

## REFERENCES

- [1] J. Peças Lopes, “Integration of dispersed generation on distribution networks-impact studies,” in *IEEE Power Engineering Society Winter Meeting, 2002*, vol. 1, 2002, pp. 323–328 vol.1.
- [2] L. Ochoa, A. Padilha-Feltrin, and G. Harrison, “Time-series-based maximization of distributed wind power generation integration,” *IEEE Transactions on Energy Conversion*, vol. 23, no. 3, pp. 968–974, Sep. 2008.
- [3] “IEEE guide for conducting distribution impact studies for distributed resource interconnection,” *IEEE Std 1547.7-2013*, pp. 1–137, Feb. 2014.
- [4] B. Stott and O. Alsac, “Fast decoupled load flow,” *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, vol. PAS-93, no. 3, May 1974.
- [5] C.-P. Ng, K. Jabbour, and W. Meyer, “Loadflow analysis on parallel computers,” in *Proceedings of the 32nd Midwest Symposium on Circuits and Systems, 1989*, Aug. 1989, pp. 10–15 vol.1.
- [6] M. Reno, K. Coogan, R. Broderick, and S. Grijalva, “Reduction of distribution feeders for simplified PV impact studies,” in *PV Specialists Conference (PVSC), 2013 IEEE 39th*, Jun. 2013, pp. 2337–2342.
- [7] T. Stetz, M. Kraiczky, M. Braun, and S. Schmidt, “Technical and economical assessment of voltage control strategies in distribution grids,” *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*, vol. 21, no. 6, pp. 1292–1307, Sep. 2013.
- [8] J. Bank and B. Mather, “Analysis of the impacts of distribution connected PV using high-speed datasets,” in *2013 IEEE Green Technologies Conference*, Apr. 2013, pp. 153–159.
- [9] E. Wieben, “Multivariate Zeitreihenmodell des aggregierten elektrischen Leistungsbedarfes von Standardverbrauchern für die probabilistische Lastflussberechnung,” Ph.D., Technische Universität Clausthal, 2008.
- [10] S. Lloyd, “Least squares quantization in PCM,” *IEEE Transactions on Information Theory*, vol. 28, no. 2, pp. 129–137, Mar. 1982.
- [11] D. Arthur and S. Vassilvitskii, “K-means++: The advantages of careful seeding,” in *Proceedings of the Eighteenth Annual ACM-SIAM Symposium on Discrete Algorithms*, ser. SODA ’07. Philadelphia, PA, USA: Society for Industrial and Applied Mathematics, 2007, pp. 1027–1035.
- [12] G. W. Milligan and M. C. Cooper, “A study of standardization of variables in cluster analysis,” *Journal of Classification*, vol. 5, no. 2, pp. 181–204, Sep. 1988.
- [13] S. Har-Peled and B. Sadri, “How fast is the k-means method?” in *Proceedings of the Sixteenth Annual ACM-SIAM Symposium on Discrete Algorithms*, ser. SODA ’05. Philadelphia, PA, USA: Society for Industrial and Applied Mathematics, 2005, pp. 877–885.
- [14] Georg Kerber, “Aufnahmefähigkeit von Niederspannungsverteilnetzen für die Einspeisung aus Photovoltaikkleinanlagen,” Ph.D., Technische Universität München, München, Mar. 2011.
- [15] J. von Appen, T. Stetz, M. Braun, and A. Schmiegel, “Local voltage control strategies for PV storage systems in distribution grids,” *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 5, no. 2, pp. 1002–1009, Mar. 2014.
- [16] Von Appen, Haack, and Braun, “Erzeugung zeitlich hochaufgelöster Stromlastprofile für verschiedene Haushaltstypen,” in *Proc. 2014 IEEE Power and Energy Student Summit*, Stuttgart, Jan. 2014.
- [17] J. Appen, M. Braun, B. Zinßer, D. Stellbogen, “Leistungsbegrenzung bei PV-Anlagen,” in *Proc. 2012 27*, pp. 47–52.
- [18] B. Mirkin, “Choosing the number of clusters,” *Wiley Interdisciplinary Reviews: Data Mining and Knowledge Discovery*, vol. 1, no. 3, pp. 252–260, May 2011.
- [19] R. Zimmerman, C. Murillo-Sanchez, and R. Thomas, “MATPOWER: Steady-state operations, planning, and analysis tools for power systems research and education,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 26, no. 1, pp. 12–19, Feb. 2011.
- [20] T. Chai and R. R. Draxler, “Root mean square error (RMSE) or mean absolute error (MAE)? arguments against avoiding RMSE in the literature,” *Geosci. Model Dev.*, vol. 7, no. 3, pp. 1247–1250, Jun. 2014.

# Analyse des Wärmepumpenverhaltens zur Erweiterung eines Verteilnetzplanungswerkzeugs

Dennis Kötter, André Seack und Jan Kays

Institut für Energiesysteme, Energieeffizienz und Energiewirtschaft  
Technische Universität Dortmund  
Dortmund, Deutschland  
dennis.koetter@tu-dortmund.de

**Kurzfassung**—Die Herausforderungen in der Energieversorgung, wie die Zunahme dezentraler Energieumwandlungsanlagen und flexiblere Lasten, erfordern eine Berücksichtigung bei der Planung und Optimierung von Verteilnetzen. Für eine effiziente Bewertung der Verteilnetze sind daher Anpassungen der Planungsverfahren notwendig. Eine Möglichkeit stellt die agentenbasierte Simulation der Verteilnetze mit den dort vorhandenen Netzteilnehmern dar. Jeder Netzteilnehmer wird in Form eines einzelnen Agenten abgebildet und das Zusammenwirken aller Agenten bildet ein Multiagentensystem. In diesem Beitrag wird zur Ergänzung einer bereits vorhandenen Simulationsumgebung ein Agent zur Modellierung von Wärmepumpen entwickelt. Abschließend erfolgt eine Simulation, in der die Auswirkungen von Wärmepumpen auf ein exemplarisches Niederspannungsnetz dargestellt werden.

**Keywords:** Verteilnetzplanung; Multiagentensystem; Wärmepumpe;

## I. EINLEITUNG

Seit mittlerweile über 40 Jahren spielt die Wärmepumpe eine variierende Rolle in der Heizungstechnik. Die ersten Anlagen konnten nicht durch ihre Effizienz überzeugen, sodass der erste Wärmepumpen-Boom ein schnelles Ende fand. Aufgrund von neuen gesetzlichen Rahmenbedingungen, welche die Nutzung regenerativer Energien empfehlen, erfährt der Wärmepumpenmarkt seit ca. zehn Jahren ein starkes Wachstum [1]. Durch die hohe Anlagenleistung haben Wärmepumpenanlagen einen signifikanten Einfluss auf die Belastung der Niederspannungsnetze. Insbesondere in Neubaugebieten, in denen viele Häuser die Wärmepumpentechnologie nutzen könnten, ist eine Berücksichtigung im Netzplanungsprozess sinnvoll.

Dieser Wandel in der Wärmeenergieversorgung, der steigende Anteil von Elektromobilität und die starke Zunahme an dezentralen Einspeisern stellen für die Verteilnetzbetreiber eine Herausforderung bei der Bewertung der Leistungsfähigkeit der Netze dar. Mit den Standardplanungsverfahren kann das Verhalten flexiblerer und intelligenter Lasten, wie beispielsweise Wärmepumpen, sowie deren Interdependenzen von Umwelteinflüssen nicht angemessen berücksichtigt werden. Dort wird lediglich zu

Spitzenlastzeiten eine pauschalisierte Annahme über die zu erwartende elektrische Last getroffen. Deshalb ist es von großer Bedeutung, eine möglichst genaue Prognose der bevorstehenden Netzbelastung abgeben zu können, um so den Netzausbau zu optimieren. Somit werden neue Verfahren zur Planung von Verteilnetzen benötigt. Eine Möglichkeit stellt die agentenbasierte Modellierung dar.

In diesem Beitrag wird eine bestehende Simulationsumgebung auf Basis eines Multiagentensystems erweitert. Mit dem Multiagentensystem ist es möglich, die Einflüsse jeglicher Netzteilnehmer auf ein Verteilnetz zu modellieren und dabei auch deren Interaktionen zu berücksichtigen. Das Ergebnis der Simulationsumgebung sind Zeitreihen, mit denen eine detailliertere Kenntnis über die im analysierten Netzgebiet auftretenden Belastungen ermöglicht wird. Die Eigenschaft der Modularität von Multiagentensystemen ermöglicht die einfache Ergänzung der Simulationsumgebung mit weiteren Netzteilnehmern. Im Folgenden wird die Entwicklung eines Agenten, der das Verhalten einer Wärmepumpe abbildet, beschrieben. Dazu werden zunächst die Grundlagen der Wärmepumpentechnologie erarbeitet, woraufhin in Abschnitt III auf die agentenbasierte Modellierung von Wärmepumpen in der Simulationsumgebung eingegangen wird. Abschließend wird in einem exemplarischen Niederspannungsnetz ein Szenario mit unterschiedlichen Durchdringungsszenarien von Wärmepumpen definiert und deren Einfluss auf die Netzbelastung mit Hilfe der entwickelten Simulationsumgebung analysiert.

## II. GRUNDLAGEN DER WÄRMEPUMPENTECHNOLOGIE

Eine Wärmepumpe (WP) ist ein Gerät, das einer definierten Quelle Wärme entzieht und diese Wärme an anderer Stelle wieder abgibt. Dabei wird die Wärme eines tieferen Temperaturniveaus auf ein höheres Temperaturniveau gewandelt. Für diesen Transfer von thermischer Energie wird elektrische Energie für den Betrieb eines Pumpsystems benötigt. Im Folgenden werden auf Basis von [2] und [3] die Grundlagen der Wärmepumpentechnologie vorgestellt.

### A. Aufbau und Funktionsweise

Der grundlegende Aufbau einer WP mit dem dazugehörigen Energietransfer ist in Abbildung 1 dargestellt. Eine WP besteht grundsätzlich aus vier wesentlichen Komponenten, einem Verdampfer für die Entnahme der thermischen Energie der Wärmequelle, einem elektrisch angetriebenen Verdichter, einem Kondensator für die Abgabe der thermischen Energie und einem Expansionsventil. Der thermische Prozess wird als Carnot-Kreisprozess bezeichnet. Die wichtigste Voraussetzung für den Betrieb einer WP ist eine geeignete Wärmequelle. Als Wärmequelle kommen zum Beispiel Grundwasser, Erdwärme oder auch Umgebungsluft in Frage. Der Energietransferpfad in der Mitte der Abbildung verdeutlicht die Herkunft der thermischen Energie auf der Ausgangsseite. Bei der Beheizung eines Gebäudes mit einer WP werden bis zu 80 % der Energie aus der Umwelt bezogen. Die Effizienz der Anlage ist dabei von vielen Faktoren abhängig.

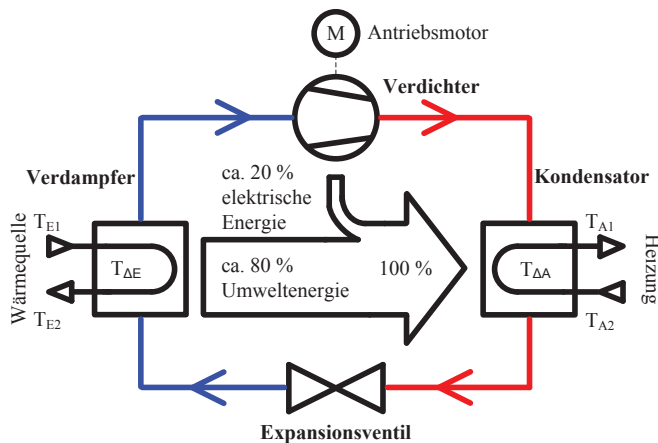


Abbildung 1 Funktionsschema der Wärmepumpe nach [3]

Für die folgende Beschreibung wird die Eingangstemperatur als  $T_{E1}$  definiert. Dies ist die Temperatur die von der Wärmequelle zur Verfügung gestellt wird. Nachfolgend wird als Wärmequelle das Grundwasser betrachtet. Der gesamte Kreislauf wird von einem Kältemittel durchströmt, das an den verschiedenen Stationen seinen Aggregatzustand ändert und somit die Funktion der WP ermöglicht. Dieses Kältemittel ist ein speziell für den Einsatz in Wärmepumpen entwickeltes Fluid. Ausgangspunkt des Kreisprozesses ist die Wärmequelle. Das Grundwasser fließt in den Verdampfer und gibt dort Wärme ab. Aufgrund der Wärmeabgabe ändert sich der Aggregatzustand des Kältemittels von flüssig zu gasförmig. Das Grundwasser kühlt sich um die Temperaturdifferenz der Eingangsseite  $T_{\Delta E}$  ab und wird wieder dem Erdreich zugeführt. Das entstandene Gas wird dann von dem Verdichter angesaugt und verdichtet. Bei dieser Verdichtung wird der Druck um ein vielfaches erhöht, dadurch findet ein Temperaturanstieg des Gases statt. Gleichzeitig pumpt der Verdichter das Kältemittel durch das Rohrsystem weiter zum Kondensator. Hier wird Wärme an einen Heizkreislauf abgegeben und kann somit zum Beispiel für eine Fußbodenheizung verwendet werden. Im Kondensator findet eine weitere Aggregatzustandsänderung statt, das Kältemittel geht vom gasförmigen in den flüssigen Zustand über. Die

Temperatur des Kältemittels sinkt um die Temperaturdifferenz  $T_{\Delta A}$  der Ausgangsseite. Über ein Expansionsventil expandiert das Kältemittel und fließt zurück zum Verdampfer. Dieses Ventil ist von großer Bedeutung, da es einerseits den Druck reduziert und somit eine Abkühlung des Kältemittels bewirkt und andererseits den hohen vom Verdichter erzeugten Druck auf der Kondensatorseite aufrechterhält.

### B. Wärmepumpensysteme

Es gibt verschiedene Arten von Wärmepumpen, die nach Art ihrer Wärmequelle kategorisiert werden. Je nach Wärmequelle ergibt sich ein anderer Wirkungsgrad  $\eta$ , der nach Leistungszahl (COP) genannt wird. Zur Analyse der Effizienz wird häufig auch die Jahresarbeitszahl (JAZ) herangezogen. In der JAZ wird die gesamte Wärmepumpenanlage berücksichtigt und es werden die Betriebsdaten eines gesamten Jahres ausgewertet. Sie gibt das Verhältnis zwischen der benötigten elektrischen Leistung und der Heizleistung an.

Als erdgekoppelte Wärmepumpensysteme werden Anlagen bezeichnet, die ihre Wärme aus dem Erdreich beziehen. Bei der Erschließung der Wärmequelle kommen im Wesentlichen zwei unterschiedliche Möglichkeiten in Frage. Zum einen die Nutzung eines Brunnensystems und zum anderen die direkte Nutzung von Erdwärme. Eine Anlage mit der Wärmequelle Grundwasser, wird als Wasser-Wasser-Wärmepumpe bezeichnet. Es handelt sich dabei um eine hydrothermale Energiegewinnung. Diese Art der Wärmepumpenanlage hat den höchsten Wirkungsgrad  $\eta$ . Zur Erschließung der Wärmequelle wird ein Brunnensystem benötigt, das aus einem Entnahme und einem Schluckbrunnen besteht.

Die Wärmepumpensysteme, welche direkt die Erdwärme nutzen, werden als Sole-Wasser-Wärmepumpenanlage bezeichnet. Diese Art der Energienutzung wird als geothermische Energiegewinnung klassifiziert. Die Realisierung geschieht über einen geschlossenen Fluidkreislauf in der Erde. Dabei wird als Wärmeträgerfluid häufig ein als Sole bezeichnetes Wasser-Glykol-Gemisch verwendet, wodurch ein Einfrieren im Verdampfer der WP verhindert wird. Die Erschließung dieser Wärmequelle kann entweder mittels Erdsonden oder mithilfe von Erdkollektoren geschehen. Als Erdsonde wird ein Rohrsystem bezeichnet, das nahezu senkrecht in die Erde eingelassen wird. Als Erdkollektoren werden horizontal in die Erde verlegte Rohre bezeichnet.

Neben den zwei zuvor beschriebenen Wärmepumpenkonzepten, die ihre Wärme aus dem Grundwasser oder dem Erdreich beziehen, wird häufig auch die Außenluft als Wärmequelle genutzt. Bei der Erschließung der Wärmequelle werden nur geringe Kosten verursacht, da lediglich große Luftkanäle zur Verfügung gestellt werden müssen. Es handelt sich hier um eine aerothermische Energiegewinnung. Ein Negativpunkt bei den Luft-Wasser-Wärmepumpenanlagen besteht darin, dass sie im Winter, also in der Kernheizperiode, die geringste thermische Transferleistung haben. Mit sinkender Außentemperatur nehmen sowohl Leistung als auch der Wirkungsgrad  $\eta$  ab, da der zu überwindende Temperaturhub  $T_{EA}$  immer größer wird. Somit ist häufig sogar eine Zusatzheizung erforderlich, um den benötigten Wärmebedarf decken zu können, wodurch der gesamte Wirkungsgrad weiter reduziert wird. In der

Übergangszeit hingegen wird oft ein höherer Wirkungsgrad im Vergleich zu Sole-Wasser-Wärmepumpenanlagen erzielt. Welches System sich für ein Gebäude am besten eignet, ergibt sich zum einen aus den geographischen Gegebenheiten des Grundstücks und zum anderen aus dem benötigten Heizwärmebedarf.

### III. AGENTENBASIERTE MODELLIERUNG VON WÄRMEPUMPEN

Im Rahmen dieses Beitrags wird ein Agent entwickelt, der das Verhalten von Wärmepumpenanlagen nachbildet und somit die Möglichkeit bietet, ihr Lastverhalten aus Sicht des Verteilnetzbetreibers analysieren zu können. Dieser Agent soll eine bereits vorhandene Simulationsumgebung [6] auf Basis eines Multiagentensystems erweitern. Mit dieser Simulationsumgebung werden Zeitreihen generiert, die die Analyse der Auswirkungen unterschiedlicher Netzteilnehmer in realen Verteilnetzstrukturen ermöglichen. Zunächst wird das vorhandene Multiagentensystem (MAS) kurz beschrieben, um daraufhin die Integration des Wärmepumpenagenten zu erläutern. Im Anschluss wird der entwickelte Wärmepumpenagent vorgestellt, und anhand seines Funktionsdiagramms auf die Details der Umsetzung eingegangen.

#### A. Das bestehende System

Das vorhandene MAS enthält bereits die Agenten, die für die Netzmodellierung von wesentlicher Bedeutung sind. Neben den Agenten für Lasten und dezentrale Energieumwandlungsanlagen, wie Photovoltaik- oder Windenergieanlagen, werden dabei auch Umweltgrößen, die, wie das Wetter oder der Marktpreis, nicht unmittelbar beeinflusst werden können, über Agenten den Netzteilnehmern zur Verfügung gestellt. Im Netzagenten, in dem eine komplexe Leistungsflussberechnung stattfindet, werden die aus dem komplexen Zusammenspiel der Netzteilnehmer resultierenden Knotenspannungen und Netzbelastungen berechnet. Um den Detailgrad der Modellierung zu steigern, sind bereits weitere Agenten entworfen worden, die neuartige Netzteilnehmer, wie Batteriespeichersysteme oder Elektrofahrzeuge mit individuellen Zielfunktionen und Verhaltensweisen berücksichtigen können.

#### B. Der Wärmepumpenagent

Das Ziel des Wärmepumpenagenten ist es, das Verhalten einer real existierenden Wärmepumpenanlage möglichst genau abzubilden, um den daraus resultierenden Einfluss auf die Netzbelastung realistisch nachzubilden. Der Wärmepumpenagent modelliert unter Berücksichtigung von lokalen Rahmenbedingungen wie Gebäudeeigenschaften und der Außentemperatur das zu erwartende Heizverhalten der einzelnen Anschlussnehmer. Somit kann eine relativ genaue Prognose des zu erwartenden elektrischen Leistungsbedarfs getroffen werden.

##### 1) Definition der Ein- und Ausgangsgrößen

Jede WP erhält ihren eigenen Agenten, wodurch es ermöglicht wird, anlagenspezifische Daten zu verarbeiten. Damit der Wärmepumpenagent mit den anderen bestehenden Agenten interagieren kann, müssen die relevanten Ein- und

Ausgangsparameter des Agenten definiert werden. In Abbildung 2 wird die Integration des Wärmepumpenagenten in das bestehende MAS sowie die verwendeten Parameter graphisch aufgezeigt und im Folgenden erläutert. Der Wärmepumpenagent bezieht während der einmaligen Initialisierungsphase aus der Setup-Datenbank wichtige statische Informationen für seine Berechnungen, die sich während der Simulation nicht ändern. Da die Wirkungsweise einer WP im Wesentlichen von statischen gebäudespezifischen Daten abhängig ist, werden diese in der Datenbank hinterlegt. Diese Gebäudedaten enthalten die geographische Lage des Anschlusspunkts in Form des Längengrades  $\lambda$  und des Breitengrades  $\varphi$ , sowie die Transmissionswärmeverluste  $H_T$  und die wirksame Wärmespeicherfähigkeit  $E_{wirk}$  des Modellgebäudes. Auch die Kenndaten der Wärmepumpen, also die Heizleistung  $P_H$ , die Wirkleistung  $P_{e,N}$  und der Leistungsfaktor  $\cos\varphi$  werden mit den Gebäudedaten übergeben.

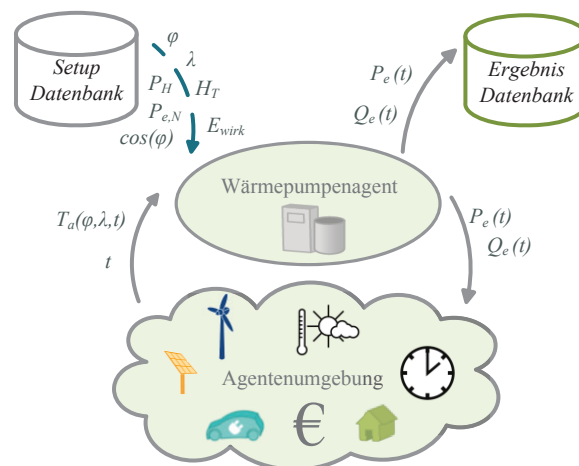


Abbildung 2 Integration des Wärmepumpenagenten nach [7]

Damit der Agent seine Berechnungen starten kann, benötigt er noch dynamische Parameter. Diese bezieht er von den anderen Akteuren des MAS. Dabei handelt es sich um den aktuellen Zeitschritt  $t$  (Zeitagent) und die aktuelle Außentemperatur  $T_a$  (Wetteragent) in Abhängigkeit der geographischen Lage des Anschlussknotens. Sind die Parameter übergeben und alle Berechnungen abgeschlossen, teilt der Wärmepumpenagent seine Ergebnisse für die Wirkleistung  $P_e(t)$  und die Blindleistung  $Q_e(t)$  dem Knotenagenten mit. Anschließend speichert er diese in einer Ergebnisdatenbank ab, damit sie zu einem späteren Zeitpunkt analysiert werden können. Diese Prozesse werden zyklisch durchgeführt und sind durch graue Pfeile gekennzeichnet.

##### 2) Ablauf innerhalb des Agenten

Anhand des in

Abbildung 3 gezeigten Funktionsdiagramms wird der Ablauf des Wärmepumpenagenten während der Simulation nachfolgend näher erläutert. In der Initialisierungsphase erhält der Wärmepumpenagent die für seine Berechnungen relevanten statischen Informationen (s.o.). Weiterhin wird für den Initialisierungszeitschritt die Innentemperatur  $T_i$  des Gebäudes zufällig generiert und erhält einen Startwert zwischen 18 °C

und 22 °C, im weiteren Verlauf der Simulation ist die Innentemperatur aus dem vorherigen Zeitschritt bekannt.

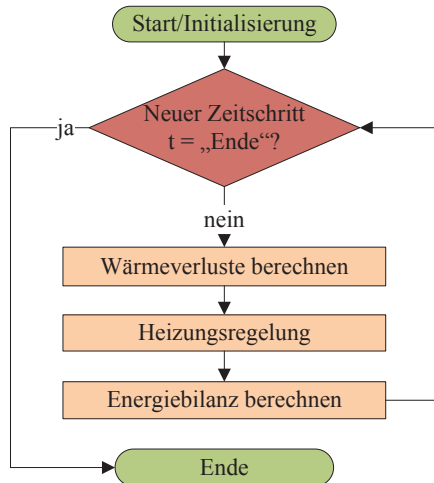


Abbildung 3 Funktionsdiagramm des Wärmepumpenagenten

Um eine möglichst realitätsnahe Abbildung des Wärmepumpenverhaltens zu erreichen, wurden für die Modellierung verschiedene Modellgebäude definiert. Die Modellgebäude wurden anhand verschiedener Energieverordnungen erstellt und dienen der Abbildung von Bestandsgebäuden in denen Wärmepumpenanlagen installiert sind. Insgesamt gibt es drei Modellgebäude, ein KfW Effizienzhaus 85, ein Neubau nach EnEV 2009 und ein Mehrfamilienhaus nach der Wärmeschutzverordnung 1995. Die Modellgebäude erfüllen somit unterschiedliche Energieeffizienzstandards, worin auch das wesentliche Unterscheidungsmerkmal liegt.

Nach der Initialisierungsphase beginnt der Wärmepumpenagent mit einem zyklischen Verhalten, das sich in verschiedene Teilschritte aufteilt. Zunächst erhält der Wärmepumpenagent den aktuellen Zeitschritt  $t$  vom Zeitagenten, wodurch die Berechnungen für diesen Zeitschritt gestartet werden. Am Ende des Simulationszeitraums wird der Agent beendet.

Damit die Wärmeverluste des betrachteten Gebäudes ermittelt werden können, wird zunächst eine Temperaturdifferenz  $\Delta T$  berechnet:

$$\Delta T(t) = T_i(t) - T_a(t) \quad (1)$$

Dieses  $\Delta T$  ist notwendig, um die Wärmeverluste in Abhängigkeit der Temperatur bestimmen zu können. Ein Großteil der Wärme eines Gebäudes geht über die Transmissionsverluste verloren. Die Lüftungs- und die Infiltrationsverluste werden bei der Berechnung nicht berücksichtigt. Um die Transmissionswärmeverluste eines Bauwerks bestimmen zu können, wird der temperaturspezifische Transmissionswärmeverlust  $H_T$  benötigt. Dieser kann nach [8] berechnet werden. Mit  $\Delta T$  und  $H_T$  können dann die Transmissionswärmeverluste  $\theta_T$  für den aktuellen Zeitschritt berechnet werden.

$$\theta_T(t) = H_T \cdot \Delta T(t) \cdot \Delta t \quad (2)$$

Der nächste Prozess des Programmablaufs ist die Heizungsregelung. Hier wird bestimmt, ob das Gebäude beheizt werden soll und somit die WP eingeschaltet wird oder nicht. Die Regelung ist, unter Berücksichtigung gängiger Betriebspraxis, als Zweipunktregelung realisiert und arbeitet mithilfe der zwei zuvor definierten Temperaturgrenzen  $T_u$  und  $T_o$ . Wird die untere Grenze  $T_u$  unterschritten, schaltet sich die WP ein und es wird dem Gebäude Wärme zugeführt. Sobald die Heizungsanlage aktiviert wurde, bleibt diese für  $\Delta t$  in Betrieb und führt dem Gebäude Wärme zu. Falls die obere Temperaturgrenze  $T_o$  nach einem Zeitschritt noch nicht erreicht wurde, soll auch im nächsten Zeitschritt die WP eingeschaltet werden. Liegt die aktuelle Innentemperatur  $T_i$  zu Beginn eines Zeitschritts über der unteren Grenze  $T_u$  dann bleibt die WP ausgeschaltet. Somit wird dem Gebäude keine Wärmeenergie zugeführt, und auch keine elektrische Leistung aus dem Netz bezogen.

Im nächsten Block des Funktionsdiagramms wird eine Bilanzierung der zugeführten Wärmemenge  $\theta_H$  und der Wärmeverluste  $\theta_T$  durchgeführt. In Abhängigkeit des Heizverhaltens ist die Energiebilanz  $\theta_G$  positiv oder negativ. Bei einer positiven Energiebilanz wird die Innentemperatur  $T_i$  ansteigen und demzufolge bei einer negativen sinken.

$$\theta_G(t) = \theta_H(t) - \theta_T(t) \quad (3)$$

Um eine Aussage über die Veränderung von  $T_i$  treffen zu können, muss von der Energiebilanz auf eine Temperatur geschlossen werden. Dies wird mittels der wirksamen Wärmespeicherkapazität  $E_{wirik}$  erreicht. Sie sagt aus, wie viel Energie benötigt wird, um das Gebäude um 1 °C zu erwärmen, und berücksichtigt nur den Teil der Wärmekapazität, der einen Einfluss auf den Heizenergiebedarf hat [5]. Die Temperaturänderung wird  $T_{Diff}$  bezeichnet. Die neue Innentemperatur  $T_i$  berechnet sich dann aus der Addition der anfänglichen Innentemperatur  $T_i$  und  $T_{Diff}$ .

$$T_{Diff}(t) = \frac{\theta_G(t)}{E_{wirik}} \quad (4)$$

$$T_i(t) = T_i(t-1) + T_{Diff}(t) \quad (5)$$

Diese neue Innentemperatur ist wichtig für die Berechnungen nachfolgender Zeitschritte und steht als interne Speichervariable zur Verfügung. Zum Abschluss eines Zeitschritts werden  $P_e(t)$  und  $Q_e(t)$  in einer Datenbank abgelegt und den Agenten im Simulationssystem zur Verfügung gestellt, die Information über den aktuellen Leistungsbezug benötigen.

#### IV. SIMULATION DES AGENTENSYSTEMS

Im Folgenden werden die Auswirkungen beim Einsatz von Wärmepumpen auf die Auslastung in einem Niederspannungsnetz analysiert. Zunächst wird der entworfene Wärmepumpenagent anhand einer Zeitreihe für eine einzelne WP validiert. Daraufhin wird neben dem ausgewählten Beispielnetz der Szenariorahmen definiert. In den definierten Szenarien werden die Ergebnisse der Simulationen, Zeitreihen für die Belastung von Betriebsmitteln und Knotenspannungen

analysiert. Diese Zeitreihen umfassen jeweils einen Zeitraum von einer Woche, mit einem Zeitschrittintervall  $\Delta t$  von einer Stunde. Mithilfe der Simulationsergebnisse sind die Auswirkungen auf das Beispielnetz bei einem Zubau von Wärmepumpen mit unterschiedlichen Durchdringungsgraden bewertbar.

### A. Betrieb einer einzelnen Wärmepumpe

Zur Validierung der Funktionalität des Agenten wird die WP eines Mehrfamilienhauses gewählt. Es handelt sich dabei um eine Sole-Wasser-Wärmepumpe. Die Wirkleistung  $P_{e,N}$  der eingeschalteten WP beträgt rund 7 kW. In Abbildung 4 ist die Innentemperatur  $T_i$  des Modellgebäudes (rot) und die Zeiträume mit eingeschalteter WP (grau) für einen Tag dargestellt. Es ist zu erkennen, dass bei Unterschreitung der unteren Temperaturgrenze  $T_u$  von 19,5 °C, die WP eingeschaltet und somit die benötigte Leistung aus dem Netz bezogen wird.

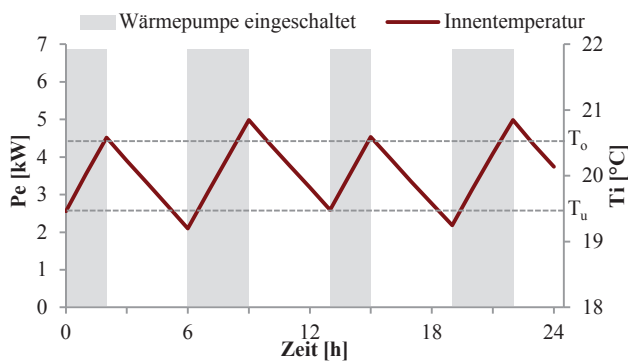


Abbildung 4 Zeitreihe der Wärmepumpe des Mehrfamilienhauses

Weiterhin ist zu erkennen, dass solange geheizt wird, bis die obere Temperaturgrenze  $T_o$  von 20,5 °C erreicht ist. Es ist in manchen Zeitschritten ein Überschwingen zu erkennen. Diese Temperaturspitzen oberhalb von  $T_o$  resultieren daraus, dass die WP das Gebäude einen vollständigen Zeitschritt beheizt und nicht sofort bei Erreichen von  $T_o$  abschaltet. Dadurch kann die Temperatur  $T_i$  bis  $>21$  °C ansteigen, und zwar dann, wenn im vorherigen Zeitschritt nur wenige Zehntel Grade bis zum Erreichen von  $T_o$  fehlten. Die Werte von  $T_u$  und  $T_o$  können nach Belieben variiert werden.

Anhand dieses Beispiels wird deutlich, dass die Regelung funktioniert und ein eingestelltes Raumklima garantiert werden kann.

### B. Szenariorahmen

Als Beispielnetz für die nachfolgenden Simulationen wurde ein Niederspannungsnetz aus dem Raum Münsterland gewählt. Der Simulationszeitraum umfasst die erste Januarwoche des Jahres 2011, beginnend am 1. Januar um 0 Uhr. Weiterhin wird für eine bessere Vergleichbarkeit der nachfolgenden Simulationsszenarien ein Basisszenario festgelegt. Das Basisszenario beschreibt das Netzverhalten ohne installierte Wärmepumpen.

In Szenario 1 wird ein typisches Neubaugebiets modelliert. Der Wärmepumpendurchdringungsgrad liegt dort nach [4] bei ungefähr 30 %. Insgesamt sind 34 Wärmepumpenanlagen an

das Netz angeschlossen. Die Gesamtscheinleistung aller installierten Anlagen beträgt ca. 85 kVA. Im Vergleich dazu wird in Szenario 2 mit einem deutlich höheren Durchdringungsgrad von rund 90 % simuliert. Hier sind 98 Wärmepumpenanlagen installiert und die Gesamtscheinleistung der Wärmepumpen beträgt ca. 250 kVA.

### C. Vergleich der Szenarien

In Abbildung 5 ist ein Vergleich des Spannungsverlaufs der drei Szenarien an einem Knoten dargestellt. Es handelt sich dabei um einen Ausschnitt, in dem drei Tage abgebildet sind. Im Vergleich zum Spannungsverlauf des Basisszenarios (schwarz-gestrichelt) sind bei der Spannung des Szenario 1 (blau) größere Schwankungen zu erkennen. Des Weiteren wird in mehreren Zeitschritten die in [9] abgestimmte untere Grenze des zulässigen Spannungsbandes unterschritten (rot-gestrichelt), die eine maximale Abweichung von 4 % von der Nennspannung gestattet. Die höhere Durchdringung des Beispielnetzes mit Wärmepumpen in Szenario 2 (rot) verstärkt diesen Effekt. Dort werden teilweise Abweichungen von der Nennspannung von mehr als 6 % erreicht.

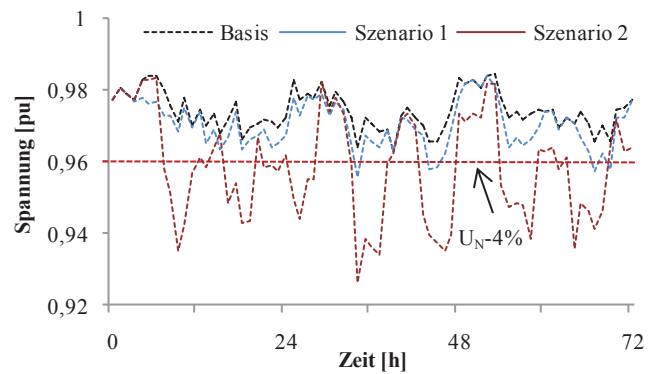


Abbildung 5 Vergleich der Spannungen an einem Knoten

Da die auftretenden Knotenspannungen der Szenarien mithilfe von Abbildung 5 nur schwerlich miteinander verglichen werden können und einzelne Spitzen schlecht zu erkennen sind, werden von den Zeitreihen der Knotenspannungen in den Szenarien Dauerlinien gebildet, die in Abbildung 6 dargestellt sind.

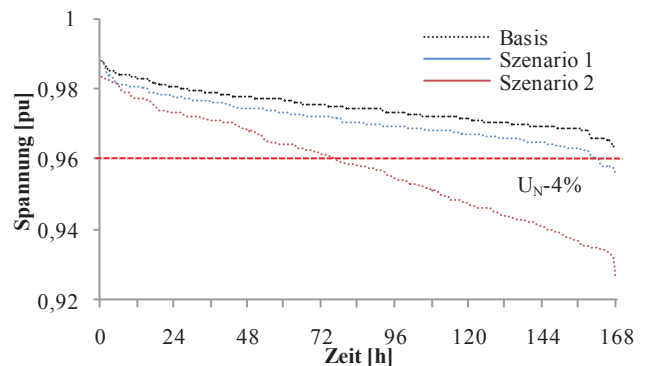


Abbildung 6 Vergleich der Spannungsdauerlinien an einem Knoten

Diese Dauerlinien eignen sich ideal für den Vergleich der Spannungen und auch die Grenzwertverletzungen lassen sich besser ablesen [6]. Weiterhin kann eine Aussage über das

Verhältnis der Zeiträume mit und ohne Grenzwertverletzung getroffen werden. In dem hier betrachteten Beispiel wird deutlich, dass in Szenario 2 die Spannung häufiger unterhalb der zulässige Grenze lag, als oberhalb.

Auch bei der Dauerlinie der Trafoauslastung, welche in Abbildung 7 dargestellt ist, ist ersichtlich, dass mit zunehmendem Wärmepumpenzubau die Auslastung deutlich ansteigt. Während im Basisszenario die maximale Auslastung bei ca. 51 % lag, ist für Szenario 1 ein leichter Anstieg zu erkennen, wobei das Maximum hier bei ca. 66 % liegt. In Szenario 2 ist die Trafoauslastung im Vergleich zu den zuvor betrachteten Szenarien deutlich angestiegen und das Maximum liegt bereits bei ca. 92 %. Die maximal zulässige Belastung des Transformators liegt bei 100 % der Bemessungsleistung, womit in Szenario 2 die verbleibende Reserve sehr gering ist. Weitere geringe Abweichungen des hier betrachteten Lastverhaltens oder andere hinzukommende neue Lasten können somit zu einer Überlastung des Transformators führen.

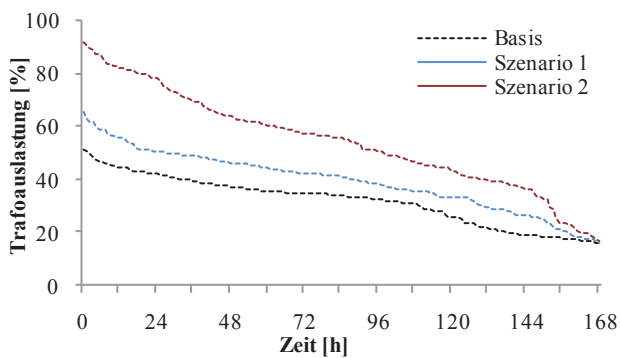


Abbildung 7 Vergleich der Dauerlinien der Trafoauslastung

## V. ZUSAMMENFASSUNG UND AUSBLICK

Der zunehmende Einsatz von Wärmepumpen in der Heizungstechnik, und der damit verbundene elektrische Leistungsbezug, erfordert ihre Berücksichtigung in Modellen zur Verteilnetzplanung. Während der Einsatz von Wärmepumpen abhängig von vielen Umweltfaktoren ist, die bislang nur sehr aufwändig in der Verteilnetzplanung berücksichtigt werden konnten, ermöglicht die Modellierung des Verhaltens von Wärmepumpen in einem Agenten eine detaillierte Abbildung. Neben der detaillierten Abbildung ist die Berücksichtigung von individuellen Anforderungen der Netzteilnehmer ein weiterer Vorteil bei der Simulation der Netzbelastung mit Hilfe der Simulationsumgebung auf Basis eines Multiagentensystems. Der Wärmepumpenagent stellt durch die erarbeitete Modellierung den gebäudespezifischen Bezug der Berechnungen durch die angenommenen Modellgebäude dar. Dadurch lassen sich die erzielten Ergebnisse mit ausreichender Genauigkeit auf vorhandene Bestandsgebäude übertragen. Auch die Berechnung der vom Netz aufgenommenen Leistung über die Jahresarbeitszahl ist

genauer als eine Abschätzung über den coefficient of performance der Wärmepumpe. Dennoch ist zu beachten, dass die verwendeten Jahresarbeitszahlen geringen jahreszeitlichen Schwankungen unterliegen, die in diesem Beitrag vernachlässigt werden.

Es ist gezeigt worden, dass die Wärmepumpen einen signifikanten Einfluss auf die Netzbelastung haben und dadurch bei der Verteilnetzplanung berücksichtigt werden sollten. Die implementierte Zweipunktregelung des Wärmepumpenagenten stellt eine gängige Praxis der Steuerung von Wärmepumpen dar. Hier besteht allerdings weiterer Forschungsbedarf, denn zukünftig werden vermehrt Wärmepumpen zum Einsatz kommen, bei denen der Leistungsbezug dynamisch moduliert wird. Zur Optimierung der Berechnungen des Agenten könnten weiterhin noch Näherungsverfahren für die Abbildung der Verluste durch Lüften und Infiltration sowie der solaren Wärmegewinne implementiert werden. Auch weitere Modellgebäude könnten zur Verbesserung der erzielten Ergebnisse beitragen. Der in diesem Beitrag entworfene Wärmepumpenagent stellt somit eine Basis zur Anpassung an zukünftige Entwicklungen sowie technologische Fortschritte dar.

## LITERATURVERZEICHNIS

- [1] J. Reichelt, Wärmepumpen: Stand der Technik ; Beiträge des Symposiums "Wärmepumpen - Effizienz und Feldtest-Erfahrungen", veranstaltet vom Test- und Weiterbildungszentrum Wärmepumpen und Kältetechnik, TWK GmbH, am 5. Juni 2008 in Karlsruhe. Heidelberg, München, Landsberg, Berlin: Müller, 2008.
- [2] C. Bongs und M. Miara, Wärmepumpen: Heizen - Kühlen - Umweltenergie nutzen. Fraunhofer IRB Verlag, 2013.
- [3] J. Bonin, Handbuch Wärmepumpen. Beuth Verlag, 2012.
- [4] Institut für Wärme und Öltechnik e.V. (Hrsg.): Energetische Gebäudesanierung in Deutschland: Entwicklung und energetische Bewertung alternativer Sanierungsfahrpläne. Stuttgart 2013.
- [5] DIN V 4108-6:2003-06, Wärmeschutz und Energie-Einsparung in Gebäuden - Teil 6: Berechnung des Jahresheizwärme- und des Jahresheizenergiebedarfs, 2003.
- [6] André Seack, Jan Kays, Lars Jendernalik, Dominique Giavarra: Potentiale und Risiken bei der Verwendung innovativer Netzplanungsansätze. 13. Symposium Energieinnovation 2014, Graz 2014
- [7] Jan Kays, André Seack, Johannes Rolink, Christian Rehtanz: Integration of electric vehicles in the distribution grid planning process by extending a multi agent environment. Cired Workshop 2014, Rome, Italia, June 2014
- [8] EnEV 2009: Verordnung über energiesparenden Wärmeschutz und energiesparende Anlagentechnik bei Gebäuden (Energieeinsparverordnung – EnEV) – Energieeinsparverordnung vom 29. April 2009
- [9] Deutsche Energie-Agentur GmbH (Hrsg.): Ausbau- und Innovationsbedarf der Stromverteilnetze in Deutschland bis 2030 (kurz: dena-Verteilnetzstudie). Berlin 2012.

# Validierung von Planungsmethodiken unkonventionell betriebener elektrischer Verteilungsnetze

Tim Lüken

EWE NETZ GmbH

Netzmanagement Strom & Telekommunikation

Oldenburg, Germany

tim.lueken@ewe-netz.de

**Abstract** — Die Energieversorgung in Deutschland befindet sich seit geraumer Zeit im Umbruch. Spätestens jedoch mit dem Energiekonzept der Bundesregierung von September 2010 wurde ein grundlegender Umbau eingeleitet. Ziel ist unter anderem eine deutliche Steigerung des Anteils erneuerbarer Energien am transportierten Strom. Da der Strom aus erneuerbaren Energien zu großen Teilen weit entfernt von den Verbrauchszentren produziert wird, stellt der Ausbau der Stromnetze eine wesentliche Voraussetzung zur Realisierung dieses Ziels dar. Dieser erscheint jedoch aus heutiger Sicht in dem benötigten Ausmaß nicht realistisch. Daher werden Alternativen zum klassischen Netzausbau gesucht, welche sowohl die Spannungshaltung als auch die Einhaltung der einschlägigen Normen gewährleisten. Eine mögliche Alternative stellt die Entwicklung von innovativen Netzbetriebsstrategien dar. Diese dienen der Nutzung von Reserven der vorhandenen Netzinfrastruktur durch einen unkonventionellen Betrieb des Energiesystems. Die Planung des Einsatzes dieses unkonventionellen Netzbetriebs erfolgt durch die Vorausberechnung mittels herkömmlicher Netzmodelle. Die Funktion und Wirksamkeit des Einsatzes hängt demnach von der Eignung der Netzmodelle zur Planung dieser Strategien ab. Das Paper beschreibt die Eignungsfeststellung herkömmlicher Netzmodelle zur Auslegung und Planung der Netzbetriebsstrategie des 'low-impact operation mode'. Die verwendeten Netzmodelle werden anhand einer experimentellen Validierung im Labormaßstab geprüft und bewertet.

**Keywords** - *Mittelspannung; Verteilungsnetz; Spannungshaltung; Netzberechnung;*

## I. EINLEITUNG

Die Integration von dezentralen Erzeugungsanlagen (DEA) sowie großen Verbrauchern in das Verteilungsnetz kann die Spannungshaltung stark beeinflussen. Als kostengünstige Alternative zu der bisher üblichen Impedanzreduktion durch Netzausbau kann heute die Blindleistungsstellfähigkeit der DEA zur Verbesserung der Spannungshaltung verwendet werden. Der 'low-impact operation mode' (LOM) ist eine Netzbetriebsstrategie, welche ebenfalls diese Zusatzfunktion der DEA nutzt, um Reserven der vorhandenen Netzinfrastruktur zu erschließen. Durch die gezielte Steuerung von Leistungsflüssen werden in diesem Verfahren die Sensitivitätseigenschaften genutzt mit dem Ziel die quasi-statische Spannungshaltung zu verbessern.

### A. Der LOM-Betrieb

Grundlage des LOM-Betriebs bilden Netzbereiche mit Reserven bzgl. der Betriebsmittelauslastung, sodass eine Verbesserung der Spannungshaltung durch die Steuerung von Blindleistung erzielt werden kann. Dabei erfolgt der Einsatz der Blindleistung gezielt, wodurch die Sensitivitätseigenschaften des Netzes hinsichtlich der Spannungsbeträge genutzt werden sollen. Ziel des LOM-Betriebs ist es, durch die Steuerung der Blindleistung in Bezug auf die Wirkleistung eines Netzknotens, einen konstanten Leistungsfaktor (LOM-PF) zu realisieren, für den die Sensitivitäten der Spannungsbeträge in Abhängigkeit der Leistungsgradienten minimal sind. Gelingt dies, so wird der Einfluss der Leistungsänderungen auf die Spannung eines Knotens minimiert und somit die Spannungshaltung verbessert.

Der LOM-Betrieb gehört zu der Klasse rückkopplungsfreier Netzsteuerungsverfahren. Es bedarf daher keiner Maßnahmen zur Gewährleistung der regelungstechnischen Stabilität. Zur Blindleistungssteuerung wird die Stellfähigkeit der vorhandenen DEA genutzt. Somit fallen, wenn überhaupt, nur geringe Kosten an. Es sind lediglich Änderungen der Betriebsstellungen vorzunehmen, welche den Wirkungsgrad der Anlagen jedoch nur in geringem Maß beeinflussen. Das Verfahren ist somit sowohl auf aktuelle Bestandsanlagen als auch auf zukünftige Neuanlagen anwendbar.

Die Effizienz sowie die Robustheit des Verfahrens sind bereits sowohl im Demonstratormaßstab in Forschungsarbeiten von Prof. Dr. Diedrichs als auch im operativen Netzbetrieb der EWE NETZ GmbH nachweislich erprobt. Es besitzt großes Potential zur flächendeckenden Verbesserung der Spannungshaltung sowie zur Schaffung neuer Anschlusskapazitäten.

Für die Planung des LOM-Betriebs wird ein optimaler Leistungsfaktor berechnet, welcher der verwendeten Blindleistungsquelle als Sollwert vorgegeben wird. Dieser Wert entspricht dem besten rechnerischen Kompromiss hinsichtlich der Spannungsbeeinflussung und der Begrenzung der Verlustleistung aus diversen Last- und Einspeiseszenarien. Bei signifikanten Änderungen im Netz, z.B. durch Umschaltung der Topologie, ist dieser Leistungsfaktor neu zu berechnen.

Im Standard des LOM-Betriebs wird die Beeinflussung der Spannung am Anschlussknoten des Verursachers selbst betrachtet. Dieser Betrieb dient insbesondere der Schaffung neuer



Anschlusskapazitäten. Grundsätzlich ist jedoch auch die Betrachtung anderer Knoten denkbar. Diese Erweiterung des LOM-Betriebs ermöglicht eine flächendeckende Verbesserung der Spannungshaltung durch die Nutzung der Blindleistungstellfähigkeit entfernter DEA. Zu beachten ist jedoch, dass die Effizienz des Verfahrens mit zunehmender elektrischer Distanz abnimmt.

In dem Netz des Versorgungsnetzbetreibers EWE NETZ im Nordwesten Deutschlands wird das Verfahren erfolgreich angewandt. Durch den LOM-Betrieb wurde der Anschluss einer Eisengießerei in dem 20kV-Netz möglich. Diese stellt durch zwei Hochöfen mit einer Leistung von je 5MW einen atypisch großen Verbraucher für das Mittelspannungsnetz dar. Üblicherweise erfolgt der Anschluss eines Verbrauchers mit ähnlich großem Einfluss auf die Spannungshaltung in dem vorgelagerten Hoch- bzw. Höchstspannungsnetz. Mithilfe des LOM-Betriebs konnten jedoch die ursprünglichen Spannungseinbrüche bei Betrieb der Hochöfen von 6% auf unter 2% gesenkt werden.

Da alle Betrachtungen des LOM-Betriebs die Sensitivitäten hinsichtlich der Spannungsbeträge thematisiert, sind im Folgenden alle Ausführungen zu Sensitivitäten im Kontext der Spannungsbeträge zu verstehen.

### B. Problemstellung

Voraussetzung für den LOM-Betrieb ist, neben der physikalischen Eignung des Netzbereichs, die Kenntnis des LOM-PF, d.h. des Leitungsfaktors mit den geringsten Sensitivitäten der Spannungsbeträge bzgl. eines Netzknotens. Der LOM-PF ist in der Planung des Verfahrens vorzuberechnen. Bisher ist jedoch nicht bekannt von welchen Modelleigenschaften das Berechnungsergebnis abhängig ist. Eine Bewertung der zur Verfügung stehenden Netzmodelle ist somit bislang ebenfalls nicht möglich. Für die Effizienz des LOM-Betriebs ist eine hinreichend genaue Vorausberechnung des LOM-PF jedoch essentiell.

## II. ZIELSTELLUNG UND METHODIK

Die im operativen Netzbetrieb zur Verfügung stehenden Netzmodelle sind hinsichtlich der Abbildungsgüte des Verfahrens zu bewerten. Eine Bewertung kann jedoch erst nach Kenntnis der für den LOM-Betrieb dominierenden Netzeigenschaften erfolgen. Es sind daher die folgenden Fragen zu klären:

- Steigt die Abbildungsgüte hinsichtlich der Sensitivitätseigenschaften mit der Granularität der Netzmodelle?

- Ist die Abbildungsgüte hinsichtlich der Sensitivitätseigenschaften von elektrischen Kenngrößen bzw. Eigenschaften abhängig?
- Ist die Verwendung eines Netzäquivalents unter Berücksichtigung dieser Kenngrößen ausreichend?

Zur Klärung dieser Fragen wird ein Laborenergiesystem im Demonstratormaßstab verwendet. Dieses Laborenergiesystem, welches am Netz- und Kraftwerkssimulator (NuK) im Labor für elektrische Energiesysteme an der Jade-Hochschule in Wilhelmshaven realisiert wurde, ist einem realen 20kV-Netzbereich der EWE NETZ GmbH nachempfunden. Des Weiteren wurde dieses in der Netzberechnungssoftware PowerFactory durch zwei Netzmodelle unterschiedlicher Detailtiefe abgebildet.

Mithilfe der beiden Netzmodelle werden die Spannungssensitivitäten des Laborenergiesystems vorausberechnet. Im Anschluss erfolgt die experimentelle Feststellung dieser am Laborenergiesystem. Nach dem Vergleich der Messergebnisse mit den Berechnungsergebnissen der beiden Netzmodelle unterschiedlichen Informationsgehalts, erfolgt eine Eignungsbewertung der Netzmodelle bzgl. der Abbildung der Sensitivitätseigenschaften des Laborenergiesystems.

Abschließend wird die Übertragbarkeit der Ergebnisse aus den Laborexperimenten auf den operativen Betrieb thematisiert, um die Eignung herkömmlicher Netzmodelle des operativen Betriebs zur Vorausberechnung des LOM-PF zu bewerten.

## III. CHARAKTERISIERUNG DES LABORENERGIESYSTEMS

Das realisierte Laborenergiesystem, welches ein 20kV-Mittelspannungsnetz abbildet, wurde für ein industrielles Forschungsprojekt zur Thematik des LOM-Betriebs konzipiert und in der Laborumgebung umgesetzt (Abbildung 1). Im Anschluss an dieses konnten die beschriebenen Experimente zur Thematik der Spannungssensitivitäten an dem bestehenden Versuchsaufbau durchgeführt werden. In Abbildung 2 ist das Prinzipschaltbild des Experimentalnetzes abgebildet.

Die Auslegung des Experimentalnetzes erfolgte in Anlehnung an einen realen 20kV-Netzbereich der EWE NETZ GmbH. Eine qualitative Nachbildung dieses Netzbereichs ist insbesondere durch die Umsetzung des Netztyps, einem Maschennetz mit Schwerpunkt-Schaltanlagen, gegeben. Weiterhin konnte eine Vergleichbarkeit durch die Realisierung ähnlicher X/R-Verhältnisse sowie vergleichbarer Kurzschlussleistungsrelationen (SCR) gewährleistet werden.



Abbildung 1: Versuchsaufbau im Labor für elektrische Energiesysteme an der Jade Hochschule in Wilhelmshaven

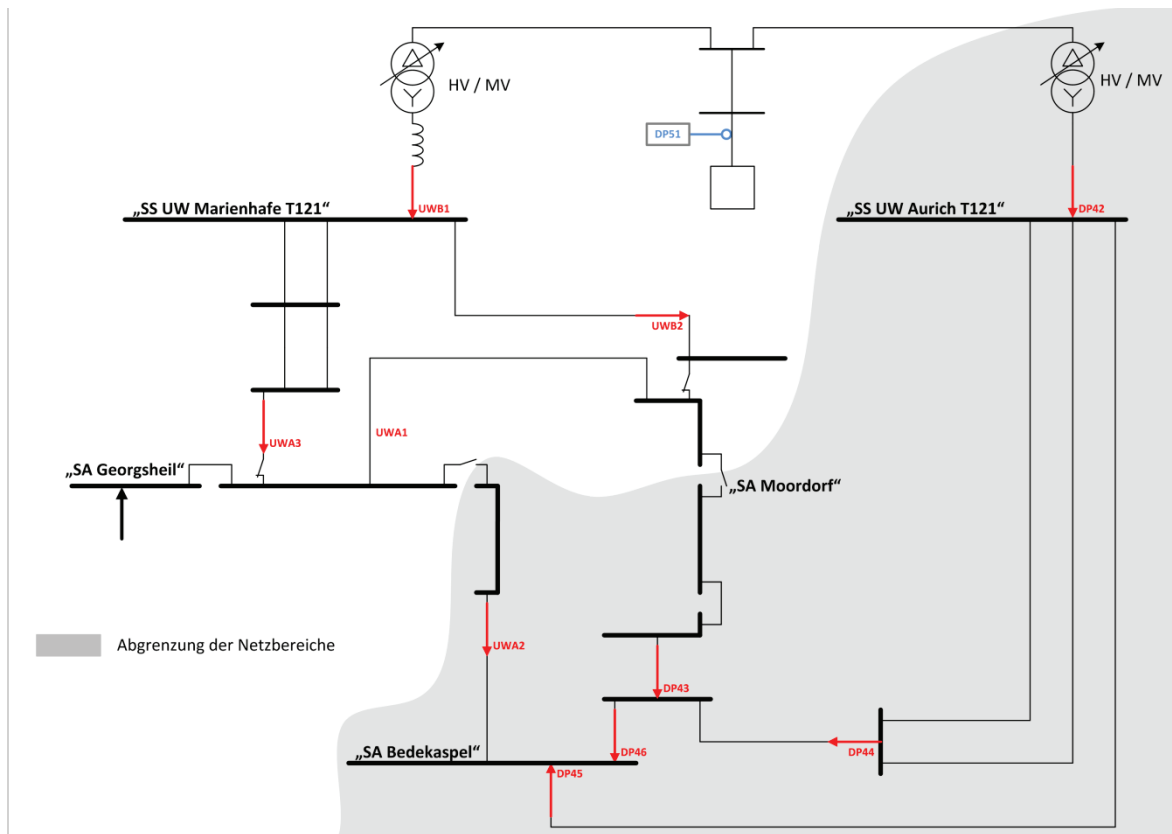


Abbildung 2: Prinzipschaltbild des Experimentalnetzes

Zum Zweck der messtechnischen Erfassung des Laborenergiesystems wurde ein auf Messumformern (MUF) basierendes Messsystem verwendet, welches die Erfassung der RMS Werte der relevanten Größen (U, I, P, Q) jeder Masche ermöglicht. Die großflächige Abdeckung durch das Messsystem (s. rote Markierungen in Abbildung 2) ist, verglichen mit der messtechnischen Ausstattung im Freifeld auch im Sinne der zeitlichen Auflösung, atypisch.

Das Laborenergiesystem wird über die 400V-Einspeisung des Labors versorgt. Diese Versorgung bildet in Kombination mit einer variablen Netzimpedanz das vorgelagerte 110kV-Netz ab. Über zwei Stufentransformatoren in den Umspannwerken 'UW Aurich' und 'UW Marienhafe' erfolgt die Einspeisung in den Netzbereich, welcher als Nachbildung des 20kV-Mittelspannungsnetzes fungiert. Die Bemessungsspannung dieses Netzbereichs beträgt im Demonstratormaßstab 230V. In der vorliegenden Konfiguration ist das Laborenergiesystem in zwei voneinander getrennte Netzbereiche aufgeteilt (s. Schattierung in Abbildung 2). Diese Konfiguration des Laborenergiesystems wird für alle weiteren Betrachtungen verwendet.

#### IV. MODELLIERUNG DES LABORENERGIESYSTEMS

Das Laborenergiesystem wurde mit der Netzberechnungssoftware PowerFactory der Firma DlgSILENT in zwei Varianten modelliert.

##### A. Netzmodell auf Basis von Typenschilddaten

Grundidee für das Netzmodell auf der Basis von Typenschilddaten ist die Modellierung anhand von Informationen,

welche dem Netzbetreiber im operativen Betrieb zur Verfügung stehen. Generell beschränken sich diese Informationen auf die Angaben des Betriebsmittelherstellers (Typenschilddaten). Zur Modellierung der Stufentransformatoren wurden die Herstellerangaben, wie es in der Praxis üblich ist, durch Erfahrungswerte ergänzt. Hier fanden insbesondere Kennwerte aus dem ABB Schaltanlagen-Handbuch Verwendung [1]. Lediglich zur Modellierung der Laborversorgung (Slackknoten) sind hinsichtlich der Kurzschlussleistung und -impedanz Messdaten verwendet worden.

##### B. Netzmodell auf Basis von Detailinformationen

Die Entwicklung eines Netzmodells auf Grundlage von Detailinformationen ist für den operativen Netzbetrieb nicht realistisch. Ein solches Netzmodell, welches ausschließlich auf Messdaten basiert, kann nur für ein Energiesystem im Demonstratormaßstab mit begrenztem Aufwand angefertigt werden. Die Möglichkeit der messtechnischen Erfassung eines jeden Betriebsmittels wäre im operativen Netzbetrieb zu zeitaufwändig.

Alle im Typenschildmodell aufgeführten Betriebsmittel basieren in dem Detailmodell auf Messdaten. Neben den verwendeten Betriebsmitteln sind außerdem die Kontakt- und Schaltwiderstände der Schalter und Sammelschienensysteme des Demonstrators messtechnisch erfasst und in das Netzmodell aufgenommen worden. Die Einbeziehung dieser Impedanzen, welche in Netzmodellen des operativen Betriebs nicht berücksichtigt werden, erhöht die Komplexität des angefertigten

Netzmodells deutlich, hat jedoch einen erheblichen Einfluss auf die Qualität des Netzmodells.

### C. Validierung der Netzmodelle

Im Anschluss an die Modellierung wurden die Netzmodelle durch zwei Validierungstests am Laborenergiesystem bzgl. der Abbildungsgüte der Systemeigenschaften bewertet.

In einem ersten Schritt wurde ein üblicher Kurzschlussstest durchgeführt. Parallel zu dem Experiment erfolgte die Kurzschlussberechnung anhand der beiden Netzmodelle in PowerFactory. Im Anschluss wurden die Berechnungs- und Messergebnisse verglichen.

Für den zweiten Validierungstest befand sich das Laborenergiesystem im gekuppelten Zustand, d.h. die Unterteilung in zwei Netzbereiche wurde für diesen Test aufgelöst und das Netz im Verbund betrieben. Anschließend wurde der Stufentransformator im 'UW Marienhaf' in einem Intervall von 10s herabgestuft, wobei die Stufe des Transformators im 'UW Aurich' konstant gehalten wurde. Durch die Kupplung des gesamten Versuchsnetzes bilden sich in diesem Kreisleistungsflüsse aus. Die messtechnische Erfassung erfolgte durch die in Kapitel III beschriebenen Messumformer. Die Vorausberechnung der Zweigströme und Lastflüsse dieses Tests stellt durch die starke Vermaschung des Laborenergiesystems eine große Herausforderung an die erstellten Netzmodelle.

Mittels der Validierungstests konnte die Abbildung der qualitativen Systemeigenschaften des Laborenergiesystems durch das Detailmodell bestätigt werden. Das Netzmodell nach Typenschilddaten kann diese Eigenschaften nicht aufweisen. Die Auswertung der Ergebnisse zeigt, dass die Ursache in der Abbildung der X/R Verhältnisse des Laborenergiesystems liegt. Dieses wird von dem Netzmodell auf Basis von Detailinformationen wiedergegeben, jedoch nicht durch das Typenschildmodell.

In dem operativen Netzbetrieb steht dem Netzbetreiber nur ein auf Typenschilddaten basierendes Modell zur Verfügung. Da derartige Modelle für die gesamte Netzplanung im operativen Betrieb herangezogen werden, scheint eine Abbildung der Systemeigenschaften durch dieses Modell für das Energiesystem im Gegensatz zu dem verwendeten Laborenergiesystem gegeben zu sein. Zur Beurteilung dieser Vermutung wird das Typenschildmodell trotz der Ergebnisse aus den Validierungstests für die weiteren Untersuchungen verwendet.

## V. BERECHNUNG DER SENSITIVITÄTEN

Nach der Modellierung des Laborenergiesystems sowie der Validierung der erstellten Netzmodelle folgt die Berechnung der Spannungssensitivitäten.

### A. Theoretischer Hintergrund

Die Grundüberlegungen zur Berechnung der Sensitivitäten von Knotenspannungen sowohl in Bezug auf den Betrag  $U$  als auch auf den Winkel  $\delta$  basieren auf den sogenannten Netzgleichungen. Diese Netzgleichungen entstehen durch die Anwendung der Kirchhoffschen Gesetze auf ein Admittanznetzwerk. Die Lösung der Netzgleichungen erfolgt mittels einer Taylor-Entwicklung mit Abbruch nach dem ersten Glied.

Die in Gleichung (1) zusammengefasste Notation stellt das linearisierte Gleichungssystem dar, welches die Basis zur Berechnung der Spannungssensitivitäten bildet. Die Koeffizientenmatrix  $J$  wird allgemein als Jacobimatrix bezeichnet [2].

$$\begin{bmatrix} \Delta P_i \\ \Delta Q_i \end{bmatrix} = J \cdot \begin{bmatrix} \Delta U_j \\ \Delta \delta_j \end{bmatrix} \text{ mit } i, j = 1, \dots, n \quad (1)$$

Die Lösung des linearisierten Modells bzgl. des Knotenspannungsbetrags und -winkels lautet dann:

$$\begin{bmatrix} \Delta U_j \\ \Delta \delta_j \end{bmatrix} = J^{-1} \cdot \begin{bmatrix} \Delta P_i \\ \Delta Q_i \end{bmatrix} \quad (2)$$

Die Elemente der inversen Jacobimatrix entsprechen den Sensitivitäten des Spannungsbetrags und -winkels in Abhängigkeit einer Variation von Wirk- bzw. Blindleistung. Für den LOM-Betrieb werden jedoch die Sensitivitäten bzgl. der Knotenscheinleistung benötigt. Es bedarf daher einer Modifizierung der inversen Jacobimatrix zur Herleitung der speziellen Lösung für den LOM-Betrieb.

Voraussetzung der speziellen Lösung für den LOM-Betrieb stellt die Annahme eines konstanten Leistungsfaktors (PF) für die betrachtete Leistungsänderung eines Systemarbeitspunktes (Index  $i$ ) vom ursprünglichen Arbeitspunkt (Index  $i_0$ ) dar:

$$PF_i = \cos\left(\arctan\left(\frac{P_i}{Q_i}\right)\right) \equiv \cos\left(\arctan\left(\frac{P_{i_0}}{Q_{i_0}}\right)\right) \quad (3)$$

Unter der Annahme des konstanten Leistungsfaktors (s. Gleichung (3)) entsteht durch die Umrechnung mit diesem die benötigte modifizierte Form der inversen Jacobimatrix, wie in Gleichung (4) dargestellt. Die ursprünglichen Elemente der Jacobimatrix, d.h. die Spannungssensitivitäten bezüglich der Wirk- und Blindleistung liegen nun hinsichtlich der betragsmäßigen Variation der Knotenscheinleistungen vor. Dies entspricht somit der Lösung des LOM-Betriebs (s. Gleichung (4)). Die dargestellte Herleitung der modifizierten Jacobimatrix basiert auf Forschungsarbeiten von Prof. Dr. Diedrichs.

$$[J_S^{-1}]_{i,j} = [J^{-1}]_{i,j} \cdot PF_j + [J^{-1}]_{i,n+j} \cdot \sin(\arccos(PF_j)) \quad (4)$$

$$\text{mit } i = 1, \dots, 2n \text{ und } j = 1, \dots, n$$

### B. Durchführung

Die Sensitivitätsberechnungen beschränken sich auf den Leerlaufbetrieb des Laborenergiesystems. Berechnet wurden für beide Netzmodelle die Sensitivitäten der Spannungsbeträge eines jeden Netzknotens bzgl. der Änderung von Wirk-/Blindleistung am Netzknoten 'SA Georgsheil'. Diese Berechnung wurde für diverse P/Q-Arbeitspunkte dieses Netzknotens durchgeführt. Durch die in Abschnitt A beschriebene Umrechnung mit dem konstanten Leistungsfaktor liegen die Sensitivitäten in Abhängigkeit des Betrags der Knotenscheinleistung vor.

Eine Erweiterung des LOM-Betriebs beinhaltet die Betrachtung von Spannungssensitivitäten entfernter Netzknoten. Dieser Betriebsmodus wurde ebenfalls untersucht. Das Ergebnis für den Standard des LOM-Betriebs ist auf diese Erweiterung

nung übertragbar. Es konnten durch den betrachteten Netzknoten keine Auswirkungen auf das Ergebnis dieser Untersuchung festgestellt werden. Die folgenden Ausführungen beschränken sich daher auf den Standard des LOM-Betriebs.

### C. Darstellung der Berechnungsergebnisse

Die Sensitivitäten der Spannungsbeträge sind von dem jeweiligen Systemarbeitspunkt abhängig. Werden die Sensitivitäten flächendeckend für die Systemarbeitspunkte eines Bereichs berechnet, so können diese dreidimensional gegenüber den P/Q-Arbeitspunkten dargestellt werden. Eine kubische Interpolation durch die einzelnen Arbeitspunkte liefert die dargestellte Interpolationsfläche. Wirk- und Blindleistung der Arbeitspunkte sind auf der x,y-Achse, die Sensitivitäten auf der z-Achse abgebildet. Die Darstellung erfolgt im Erzeugerzählpeilsystem.

In Abbildung 3 ist das Berechnungsergebnis des Typenschildmodells zu sehen. Die Berechnung mittels des Detailmodells (s. Abbildung 4) weist augenscheinlich große Unterschiede zu diesem Ergebnis auf. In beiden Interpolationsflächen ist ein Bereich minimaler Sensitivitäten zu erkennen, jedoch weicht die Lage dieses Bereichs stark voneinander ab.

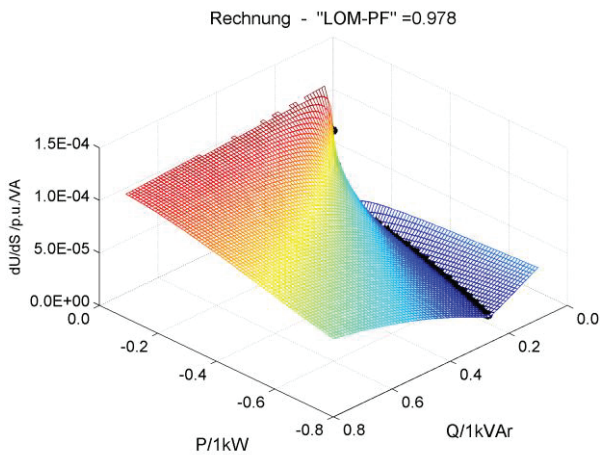


Abbildung 3: Berechnung durch Typenschildmodell

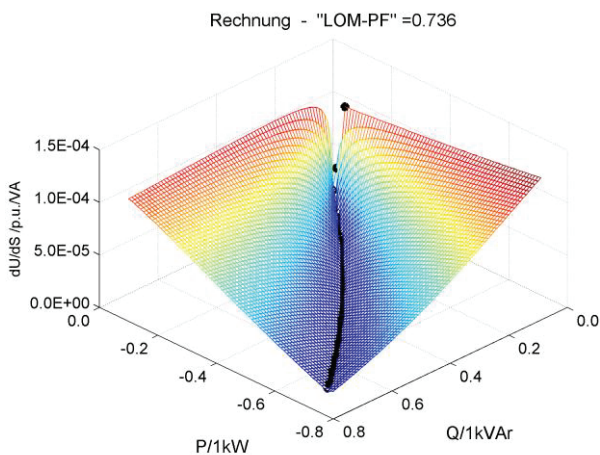


Abbildung 4: Berechnung durch Detailmodell

Des Weiteren sind in den Ergebnisdarstellungen die Minima der Interpolationsflächen durch schwarze Markierungen dargestellt. Aus diesen Arbeitspunkten leitet sich der gesuchte LOM-PF ab. Dieser beläuft sich für das Typenschildmodell auf 0,978 und für das Detailmodell auf 0,736.

## VI. EXPERIMENTELLE FESTSTELLUNG DER SENSITIVITÄTEN

Mittels einer Störgröße am Netzknoten 'SA Georgsheil' (s. Abbildung 2) konnten diverse P/Q-Arbeitspunkte realisiert werden. Durch die Variation von Wirk- und Blindleistung um den Arbeitspunkt mit dem Leistungsfaktor von diesem, entsteht eine Änderung des Betrags der Knotenscheinleistung, welche, je nach Sensitivitätseigenschaft des Laborenergiesystems, einen Einfluss auf die Spannungsbeträge der anderen Netzknoten hat. Die Änderung der Störgrößenleistungen sollen ca. 10% der Leistungen des P/Q-Arbeitspunktes betragen.

### A. Versuchsaufbau

Die experimenteltechnische Umsetzung der Leistungsvariationen erfolgte durch zwei Komponenten, eine konstante und eine variable.

Die konstante Komponente wird zur Einstellung diverser P/Q-Arbeitspunkte benötigt. Bei der Auswahl der Experimenteltechnik galt es das Auftreten von parasitären Effekten bei der Variation um den Systemarbeitspunkt durch die Auswahl des Lasttyps zu vermeiden, wie sie z.B. durch Zeitkonstanten bei der Verwendung motorischer Lasten zu erwarten wären. Diese Voraussetzungen konnten durch den Einsatz einer Stromrichterlast erfüllt werden. Des Weiteren ermöglichte die Verwendung dieses Lasttyps eine nahezu uneingeschränkte Einstellung der P/Q-Arbeitspunkte. Die Vorgabe der P/Q-Arbeitspunkte erfolgte aus der übergeordneten Leitebene.

Bei der Realisierung der variablen Komponente war ebenfalls darauf zu achten, größere Zeitkonstanten im Vergleich zur Periodendauer einer Störung zu vermeiden. Außerdem wurde eine ausreichende Auflösung benötigt, um die Variation des Arbeitspunkts mit konstantem Leistungsfaktor zu gewährleisten. Mithilfe einer Kombination aus steuerbaren ohmschen und induktiven Lasten konnten diskrete Lastsprünge realisiert und somit die Anforderungen erfüllt werden. Die Steuerung der Lasten war ebenfalls Teil der übergeordneten Leitebene, aus der die Vorgabe von Zeitreihen erfolgen konnte.

### B. Durchführung

Aus Zeitgründen wurde das Experiment auf die Betrachtung eines Leistungsquadranten beschränkt. Ausgewählt wurde der Leistungsquadrant, welcher die relevanten Sensitivitäten zur Verbesserung der Spannungshaltung bei großen Lasten beinhaltet. Es sind 49 Arbeitspunkte erfasst worden.

Die messtechnische Erfassung erfolgte mit einem transienten Messsystem. Dieses wurde zum einen zur Strom- und Spannungsmessung der Störgröße und zum anderen zur Aufzeichnung der Knotenspannungen der betrachteten Netzknoten verwendet. Die Abtastrate belief sich auf 1000 Samples/s.

Die Periodendauer einer Störung, d.h. die Zeit in der die Variation um -10% und +10% der Leistung des Arbeitspunkts erfolgt, betrug 10s. Für die Messung eines Arbeitspunkts wurde eine Messdauer von 120s festgelegt.

### C. Darstellung der Messergebnisse

Zur dreidimensionalen Darstellung wurden die Messergebnisse kubisch interpoliert. In Abbildung 5 ist die Interpolationsfläche zu erkennen. Die grauen Markierungen stellen die 49 Messergebnisse, die schwarzen die Minima der Fläche dar.

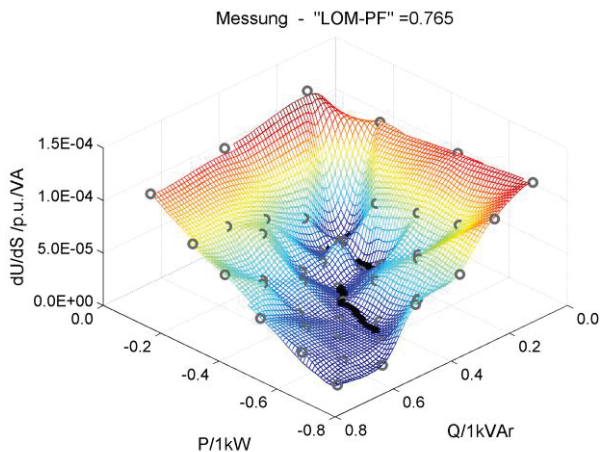


Abbildung 5: Messergebnis

Nach Umrechnung der Minima der Interpolationsfläche ergibt sich der LOM-PF. Dieser beläuft sich auf 0,765. Bei diesem Ergebnis ist zu beachten, dass durch die geringe Anzahl an Stützwerten, durch Ungenauigkeiten während der Messung sowie durch die verwendete Interpolationsmethode, Sprünge in der Interpolationsfläche auftreten, welche nicht zu erwarten waren und die Ermittlung der Minima erschwert.

## VII. ZUSAMMENFASSUNG DER ERGEBNISSE

Die Sensitivitäten des verwendeten Laborenergiesystems wurden messtechnisch festgestellt und durch zwei Netzmodelle unterschiedlichen Informationsgehalts vorausberechnet. Durch den Vergleich der Berechnungs- und Messergebnisse wurde die Eignung der angefertigten Netzmodelle zur Vorausberechnung des LOM-PF bewertet.

Der messtechnisch festgestellte LOM-PF beträgt 0,765 (s. Abbildung 5). Eine Abbildung der Sensitivitätseigenschaften sowie eine Vorausberechnung des LOM-PF ist für das Laborenergiesystem nur durch die Modellierung auf Grundlage von Detailinformationen mit geringen Abweichungen möglich (s. Abbildung 4). Der berechnete LOM-PF beläuft sich auf 0,736. Die Ergebnisse des Typenschildmodells weisen hingegen augenscheinlich erhebliche Abweichungen auf (s. Abbildung 3). Die Interpolationsfläche dieser Berechnung zeigt ebenfalls einen Bereich minimaler Sensitivitäten. Dieser ist jedoch, mit einem LOM-PF von 0,978, stark verschoben.

## VIII. KONSEQUENZ FÜR DEN OPERATIVEN NETZBETRIEB

Während die Ergebnisse der Untersuchungen im Demonstratormaßstab eindeutig sind, stellt sich die Frage nach der Übertragbarkeit dieses Ergebnisses auf den operativen Netzbetrieb.

Die Schalt- und Kontaktwiderstände der Schalter und Sammelschienennachbildungen stellen durch die Skalierung auf den Demonstratormaßstab atypisch große Resistenzen dar

und haben somit einen erheblichen Einfluss auf die Impedanzrelationen des gesamten Laborenergiesystems. Da dieser Einfluss nur durch das Detailmodell erfasst wird, bildet nur dieses Netzmodell die korrekten Impedanzrelationen ab. Das Ergebnis spiegelt sich in den Berechnungen der Validierungstests wider.

Der LOM-Betrieb beinhaltet die gezielte Steuerung von Lastflüssen. Es war daher zu vermuten, dass die Vorausberechnung des LOM-PF maßgeblich von der Abbildungsgüte der Lastflüsse und somit der Impedanzrelationen des betrachteten Energiesystems beeinflusst wird. Die vorliegenden Ergebnisse bestätigen diese Vermutung.

Die wichtigste Kenngröße eines Netzmodells zur Abbildung der Sensitivitätseigenschaften eines Energiesystems und somit zur Vorausberechnung des LOM-PF stellt demnach das X/R-Verhältnis des betrachteten Energiesystems dar.

Was bedeutet das Ergebnis dieser Laborerprobung jedoch für die Verwendung herkömmlicher Netzmodelle zur Vorausberechnung des LOM-PF im operativen Netzbetrieb?

Lassen sich diese Ergebnisse auf den operativen Netzbetrieb übertragen, so wäre die Planung des Verfahrens und somit die Anwendung von diesem unmöglich. Eine Berücksichtigung von Schalt- und Kontaktwiderständen der Schaltanlagen in den Netzmodellen des operativen Netzes ist nicht realistisch.

Die Resistenzen der messtechnisch erfassten Schaltanlagen im Demonstratormaßstab betragen durchschnittlich ca. 300mΩ. Die Resistanz einer 20kV-Mittelspannungsschaltanlage mit vergleichbarer Feldkombination beläuft sich in etwa auf 595μΩ. In Relation zu den jeweiligen Leitungsbelägen weisen die Schaltanlagen im Labor deutlich größere Resistenzen auf, als die 20kV-Mittelspannungsschaltanlagen. Während die Berücksichtigung dieser im Demonstratormaßstab die Impedanzrelationen erheblich beeinflusst, weisen die Übergangswiderstände der Schaltanlagen auf Mittelspannungsebene keinen nennenswerten Einfluss auf die Impedanzrelationen auf.

Eine maßgebliche Beeinflussung der Systemeigenschaften, wie es in den Experimenten am Laborenergiesystem zu beobachten war, ist nicht zu erwarten. Die Modellierung des 20kV-Mittelspannungsnetzes des operativen Betriebs nach Typenschild- bzw. Datenblattangaben ist demnach für die Berechnung der Sensitivitäten sowie für eine belastbare Vorausberechnung des LOM-PF ausreichend.

Als Nachweis für die Eignung der herkömmlichen Netzmodelle zur Berechnung des LOM-PF kann der 20kV-Umspannungsbereich 'Bremervörde' der EWE NETZ GmbH angeführt werden. Die Planung des Einsatzes für den LOM-Betrieb in diesem Netzbereich erfolgte auf Grundlage der vorhandenen Netzmodelle des operativen Betriebs. Der LOM-Betrieb wird in diesem Netzbereich seit 2009 erfolgreich angewendet. Der Einsatz des Verfahrens hat einen klassischen Netzausbau, welcher nötig gewesen wäre, erübrigt.

## LITERATURVERZEICHNIS

- [1] ABB Schaltanlagen-Handbuch; 12. Auflage; Kapitel 12
- [2] Prof. Dr. Edmund Handschin; "Elektrische Energieübertragungssysteme"; Teil 1; 1983, Seite 80ff

# A Comparative Study of Optimization- and Rule-Based Control for Microgrid Operation

Aastha Kanwar, Diego I. Hidalgo Rodríguez, Jan von Appen and Martin Braun  
Fraunhofer Institute for Wind Energy and Energy System Technology  
Kassel, Germany  
diego.hidalgo@iwes.fraunhofer.de, jan.vonappen@iwes.fraunhofer.de

**Abstract**—As local renewable energy based generation units are being deployed worldwide, distribution grids are facing integration challenges. Here, microgrids provide a solution, by allowing intentional islanding and connection to the public distribution grid depending upon its current state. Microgrids may consist of loads, generation units and storages which can be operated as a single controllable entity. This paper investigates two control approaches for cost-efficient operation of grid-connected microgrids: optimization- and rule-based control. For optimization-based control, a model predictive control algorithm with mixed integer linear programming formulation is used. A case study for a microgrid in an office building consisting of distributed generation units and different storage units is presented to assess the performance of the two control approaches. The simulation results show the effectiveness of the optimization-based approach and a potential for lower microgrid operating costs compared to the rule-based approach.

**Keywords**—Microgrids, grid-connected, energy management system (EMS), mixed integer linear programming (MILP), moving horizon control, model predictive control (MPC), energy storage

## I. INTRODUCTION

Renewable energy sources (RES) are experiencing high growth rates worldwide due to rising interest in green energy and a decline in investment costs. Especially, photovoltaic (PV) systems are getting rapidly deployed on lower voltages levels in the distribution grid leading to grid integration challenges [1]. These challenges can be addressed by exploiting active and reactive power control capabilities of local generation and storage units [2], [3]. Yet, control approaches which only take into account generation based control are unable to fulfil the supply stability requirements of the owners of such distributed generation (DG) units. Hence, microgrid concepts are becoming more popular as they allow intentional switching between island and grid-connected operational mode depending on the current state of the public distribution grid. A typical electrical microgrid is a cluster of loads, DGs and energy storage systems (ESS) which are connected to the distribution grid at the point of common coupling and respond to the grid as a single controllable entity. Microgrids provide a solution for large-scale grid integration of DGs and can be exploited as building blocks for the realization of smart grids [4], [5]. Another appealing aspect of microgrid operation is its ability to lower local electricity costs. Here, its control approach and its energy management system (EMS) provide the key to ensure reliable, economic and secure operation [4], [5], [6].

In this paper, two different control approaches for microgrid operation are investigated: optimization- and rule-based

control. While a rule-based approach allows for a simple, lean implementation of a given control objective [7], it is limited as it is less flexible, acts only based on current measurements and does not necessarily lead to an optimal operation schedule of the controllable devices. Modern control approaches such as model predictive control (MPC) allow to exploit optimization-based techniques and enable meeting multiple control objectives simultaneously [5]. A comparison of a similar heuristic algorithm and an MPC based EMS has been performed in [8], where the authors compare the total costs of an experimental microgrid in Athens, Greece. In this paper, we are benchmarking these two approaches for active power control for cost-efficient operation of a grid-connected microgrid consisting of ESSs and RESs installed at a Chinese office building. The control approaches are assessed regarding their capability to reduce operating costs while increasing local usage of local generation and minimizing storage losses. Further, the impact of load forecast errors and of the length of prediction horizon are investigated.

## II. LITERATURE REVIEW ON CONTROL APPROACHES FOR MICROGRID OPERATION

Energy management strategies can be implemented as rule-based control strategies for microgrid operation, similar to [7]. Modern control approaches use optimization-based algorithms to ensure efficient operation while meeting several different control objectives simultaneously. For example, [9] proposes a multi-objective optimization for minimizing operating costs and emissions of a microgrid at each iteration. Yet, it does not ensure optimal operation over a span of multiple time steps. Offline calculations for optimal scheduling over a time horizon are also common [10]. The performance of such systems depends strongly on the quality of load and RE production forecasts. In this context, online model predictive control (MPC) approaches are appealing, in which a rolling window is used for performing optimization routine periodically, hence, enabling adaptation to changing operating conditions [5]. For example, in [11], MPC has been used for economic coordination of a power plant portfolio while performing reference tracking and disturbance rejection.

An operation schedule for storage systems in a microgrid can be solved using a mixed integer linear programming (MILP) approach. In [8], the authors use an MPC based EMS to achieve economic operation of a microgrid consisting of ESSs, generators, and controllable and critical loads. Unit commitment, storage dynamics, and load curtailment constraints have been formulated using MILP. Reference [12]

TABLE I. NOMENCLATURE

$\Delta T, N_p$	EMS sample time [h], time steps in prediction horizon
$n$	number of storage units
$S_{k,i}$	state of charge (SOC) [%] of storage unit $k$ at time $i$
$P_{k,i}^c, P_{k,i}^d$	charging, discharging power [kW] for storage unit $k$ at time $i$ . $P \in \mathbb{R}^+$
$\eta_k^{sd}, \eta_k^c, \eta_k^d$	self-discharge ( $sd$ ) coefficient, charging ( $c$ ) and discharging ( $d$ ) efficiencies for storage $k$ . $\eta \in (0, 1]$
$C_k$	energy capacity [kWh] of storage $k$
$S_{k,max}, S_{k,min}$	maximum, minimum SOC [%] allowed for storage $k$
$P_{k,max}^c, P_{k,max}^d$	maximum charging, discharging power [kW] allowed for storage $k$ . $P \in \mathbb{R}^+$
$b_i$	charging/discharging (0/1) mode for all storages at time $i$
$\Delta P_{k,max}$	maximum rate of discharge / charge [kW] allowed in time $\Delta T$ for storage unit $k$ . $P \in \mathbb{R}^+$
$P_i^p, P_i^s$	purchased, sold power [kW] to utility grid at time $i$ . $P \in \mathbb{R}^+$
$P_i^{rl}$	residual load demand [kW] at time $i$ . $P \in \mathbb{R}$
$P_i^l, P_i^{reav}, P_i^{reu}$	load demand [kW], RES available power [kW], RES used power [kW] at time $i$ . $P \in \mathbb{R}^+$
$S_{k,terminal}$	minimum SOC [%] at end of prediction horizon for storage $k$ . $P \in \mathbb{R}^+$
$c_i^p, c_i^s$	electricity price for purchased and sold energy [RMB/kWh] at time $i$ . $c \in \mathbb{R}^+$
$c_k$	specific operating cost [RMB/kWh] of storage unit $k$ . $c \in \mathbb{R}^+$

presents an adaptive EMS for multiple features like battery signal shaping and grid signal flattening along with economic operation using MILP optimization. The authors also introduce a robust optimization approach which considers the presence of uncertainties in the predictions. In [13], the authors use a MILP MPC based approach for analyzing the optimal storage capacity for a high RES penetration autonomous microgrid based on the type and the installed capacity of RES. Optimization-based control provides a flexible and versatile solution suitable for EMS applications in microgrids.

### III. OPTIMIZATION-BASED CONTROL APPROACH

As discussed in the previous section, optimization-based control offers several advantages. This section introduces the MPC approach and the MILP optimization problem formulation used in the later presented microgrid case study. Here, the objective function is introduced, followed by the storage model, power balance constraints, and other related constraints.

Table I describes the notation used in this section.

#### A. Model Predictive Control Approach

The MPC approach uses a load and generation forecast over a prediction horizon of  $N_p$  time steps. At each time step, a MILP optimization problem is solved to obtain an optimal sequence of storage power set-points for the entire prediction horizon. Only the first sample of the output sequence is used for microgrid operation, the MILP problem is solved again with updated data in the next time step. The advantage of using MPC is that it receives updated information from the real system at every time step which handles uncertainties in forecasts, system disturbances, time-varying energy prices and inaccuracies due to simplification of storage models.

For MPC implementation the algorithm is as follows:

- Step 1: Read input system data, price data, measured values of current load, generation and SOC for storages.
- Step 2: Obtain forecast profiles for load, RES generation for upcoming  $N_p - 1$  time steps.

Step 3: Solve the following MILP problem:

- minimize: operating costs  $J$  from (1).
- subject to: constraints (2) to (9)
- for decision variables:  $P_{k,i}^c, P_{k,i}^d, b_i, P_i^p, P_i^s, P_i^{reu}$ ,  $k \in \{1 \dots n\}, i \in \{1 \dots N_p\}$

Step 4: Implement output sequence for  $i = 1$ , and repeat from Step 1 for next time step.

#### B. Objective function

The overall objective is cost-efficient microgrid operation. While RE production is cost-free, costs are attached to electricity purchases. Furthermore, weighting factors in form of costs are implemented for the different storage units to allow prioritizing their operation and cope with the different conditions of the storage units. Hence, optimal storage unit scheduling is required to minimize operation costs over the prediction horizon:

$$J = \sum_{i=1}^{N_p} \left( c_i^p \cdot P_i^p - c_i^s \cdot P_i^s + \sum_{k=1}^n c_k \cdot (P_{k,i}^c + P_{k,i}^d) \right). \quad (1)$$

Here, power exchanged with the public distribution grid is modeled as separate variables for purchase  $P_i^p$  and sale of electricity,  $P_i^s$  at time step  $i$ , while  $c_i^p$  and  $c_i^s$  are corresponding grid prices in RMB/kWh. The term  $c_i^s \cdot P_i^s$  is subtracted from  $J$  to represent earning for the microgrid for sale of electricity. Since  $c_i^s < c_i^p$  is always true for the considered case, the microgrid cannot purchase and sell electricity at the same time. We consider  $n$  storage units and power through storage  $k$  at time  $i$  is represented by charging,  $P_{k,i}^c$ , and discharging terms,  $P_{k,i}^d$ . A weight parameter  $c_k$  is considered for charging and discharging processes. This parameter can be related to specific storage operating and maintenance costs (see [8]), [12]). It is used in the optimization to penalize frequent cycling.

#### C. Constraints

1) *Prediction model for storage state of charge:* A portfolio of  $n$  storages is considered, where the state of charge (SOC) level of a storage for the entire prediction horizon can be represented as:

$$S_{k,i} = (\eta_k^{sd})^i S_{k,0} + \sum_{j=1}^i (\eta_k^{sd})^{i-j} \left( \eta_k^c K_k P_{k,j}^c - \frac{K_k}{\eta_k^d} P_{k,j}^d \right), \quad (2)$$

with  $K_k = \frac{\Delta T \times 100}{C_k}$  and  $i = 1, 2, \dots, N_p$ .

Here,  $S_{k,0}$  and  $S_{k,i}$  are the initial SOC and SOC level at time  $i$  for storage  $k$ , respectively. SOC level is given by the energy level available in the storage, taken as percent of its total energy capacity,  $C_k$ . The constants  $\eta_k^{sd}, \eta_k^c, \eta_k^d \in (0, 1]$  are self-discharge coefficient, charging and discharging efficiencies of storage  $k$ , respectively. The term  $\eta_k^{sd} \cdot S_{k,i-1}$  gives the energy available after self-discharge losses.

The SOC of storage  $k$  is limited by its storage capacity. However, to minimize storage degradation due to ageing, additional limits are imposed:

$$S_{k,min} \leq S_{k,i} \leq S_{k,max}. \quad (3)$$

To avoid storage depletion at the end of the prediction horizon, an additional constraint is implemented:

$$S_{k,N_p} \geq S_{k,terminal}. \quad (4)$$

However, since we are employing MPC, the negative effect of removing constraint (4) can be negligible.

2) *Power balance constraint*: The balance between electricity produced and consumed must be maintained at each time step:

$$P_i^l - P_i^{reu} + \sum_{k=1}^n (P_{k,i}^c - P_{k,i}^d) = P_i^p - P_i^s, \quad (5)$$

where  $P_i^p, P_i^s \geq 0$ .  $P_i^l$  and  $P_i^{reu}$  are load forecast and RES used power at time step  $i$ .

The maximum RES used power at each time step is limited by the RES available power,

$$P_i^{reu} \leq P_i^{reav}. \quad (6)$$

3) *Power and Power Rate Constraints*: Storage charging and discharging powers are limited by the respective maximum allowed power limits,  $P_{k,max}^c$  and  $P_{k,max}^d$ .

$$0 \leq P_{k,i}^d \leq P_{k,max}^d b_i, \quad (7)$$

$$0 \leq P_{k,i}^c \leq P_{k,max}^c (1 - b_i), \quad (8)$$

where  $b_i$  is a binary decision variable for time step  $i$  such that  $b_i = 0$  indicates charging and  $b_i = 1$  indicates discharging, ensuring mutual exclusivity of both processes. For every time step, the same binary variable is used for all  $n$  storages to avoid power exchange among different storage units.

Additionally, the following constraints are imposed to limit the maximum rate of change of storage power to limit harmful effects of transients on storage [12]:

$$-\Delta P_{k,max} \leq (P_{k,i}^c - P_{k,i}^d) - (P_{k,i-1}^c - P_{k,i-1}^d) \leq \Delta P_{k,max}. \quad (9)$$

#### IV. RULE-BASED CONTROL APPROACH

The optimization-based strategy is compared to a rule-based strategy which does not require a forecast and only uses real-time measurements and prices to derive the operation schedule for the storage systems. The control strategy is designed for this specific case study. The power set-points for microgrid components are calculated at each time step according to the rule-based algorithm shown in Fig. 1 using only the knowledge of current SOC, load, RES generation and grid price.

Some key points of this algorithm are:

- RE production is utilized in priority order:  
load > storage > sale to public distribution grid.
- Load is supplied with priority order:  
RE > storages > purchase from public distribution grid.
- Storages are charged during off-peak hours and discharged to feed the load during peak hours.
- Storages are used in priority order according to their operating costs (cheapest one first).

```

1: Read current load  $P_i^l$ , RES generation  $P_i^{reav}$ 
2: Residual load,  $P_i^{rl} := P_i^l - P_i^{reav}$ 
3: Arrange storages in order of increasing operating costs
4: if  $P_i^{rl} \leq 0$  or  $c_i^p =$  valley price then
5:   for storage  $k=1$  to  $n$  do
6:     if  $S_{k,i-1} < S_{k,max}$  then
7:        $P := \frac{S_{k,max} - \eta_k^{sd} S_{k,i-1}}{\eta_k^c \times \Delta T \times 100} \cdot C_k$ 
8:       charge at  $P_{k,i}^c = \min\{|P_i^{rl}|, P, P_{k,max}^c\}$ 
9:       update residual  $P_i^{rl} \leftarrow P_i^{rl} + P_{k,i}^c$ 
10:    if  $P_i^{rl} \leq 0$  then
11:      sell residual to grid,  $P_i^s = |P_i^{rl}|$ 
12:    else
13:      buy residual from grid,  $P_i^p = P_i^{rl}$ 
14:  else if  $P_i^{rl} \geq 0$  and  $c_i^p =$  peak price then
15:    for storage  $k=1$  to  $n$  do
16:      if  $S_{k,i-1} > S_{k,min}$  then
17:         $P := \frac{\eta_k^{sd} S_{k,i-1} - S_{k,min}}{\Delta T \times 100} \cdot \eta_k^d \cdot C_k$ 
18:        discharge at  $P_{k,i}^d = \min\{P_i^{rl}, P, P_{k,max}^d\}$ 
19:        update residual  $P_i^{rl} \leftarrow P_i^{rl} - P_{k,i}^d$ 
20:      buy residual from grid,  $P_i^p = P_i^{rl}$ 
21:  else
22:    buy complete residual from grid,  $P_i^p = P_i^{rl}$ 

```

Figure 1. Rule-based algorithm for energy management

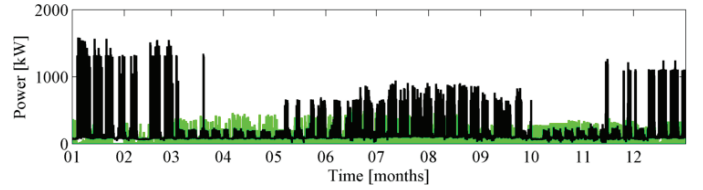


Figure 2. Load (black) and RE generation (green) profile for 2013.

- Power is only sold to the distribution grid in case of excess RE production and charged storages. This relates to the considered pricing system, as it is not economic to discharge storages just for sale during peak hours.

#### V. SIMULATION SETUP AND PERFORMANCE INDICATORS

This section describes data and parameters used in our simulation. The microgrid is operated in grid-connected mode. It can purchase or sell energy to the public distribution grid. The simulations are carried out using MATLAB.

##### A. Load and generation profiles

PV, wind and load data is based on measured data for year 2013 for an office building in China in a 10 minute time resolution. For missing data points, interpolation is employed. Fig. 2 shows the load and RE generation profile used for simulation based on a installed PV capacity of 500 kWp and 10 kW installed wind power. Maximum RE power is 496.5 kW. The load is highly dependent on the season with maximum and minimum of 1582.9 kW and 16.0 kW for year 2013. For the year 2013, total load demand is 1985 MWh and total RE production is 517 MWh.



TABLE II. PARAMETERS FOR STORAGE SYSTEMS

Unit	$C$	$P_{max}^c$	$P_{max}^d$	$\Delta P_{max}$	$\eta^{sd}$	$\eta^c$	$\eta^d$	$c$
1	30	20	20	30	99.9	90.0	92.0	.08
2	150	100	100	150	99.9	90.0	92.0	.11
3	150	100	100	150	99.9	90.0	92.0	.06

TABLE III. TIME-OF-USE TARIFF FOR PURCHASED ELECTRICITY

Jan 01 to Jun 30 and Oct 01 to Nov 30				
Time	05:00-17:00 Flat hours	17:00-23:00 Peak hours	23:00-05:00 Valley hours	
Price (RMB/kWh)	0.8014	1.04182	0.56098	
Jul 01 to Sep 30 and Dec 01 to Dec 31				
Time	05:00-17:00 Flat hours	17:00-19:00, 21:00-23:00 Mid-peak hours	19:00-21:00 Peak hours	23:00-05:00 Valley hours
Price (RMB/kWh)	0.8014	1.2021	1.44252	0.447

### B. Parametrization of storage systems

The microgrid has three Li-ion batteries which are parametrized according to Table II. For all storages, the maximum, minimum and terminal SOC limits are kept at 90 %, 10 %, and 11 %, respectively.

### C. Grid electricity prices

A time-of-use (TOU) tariff system is used for electricity procured from the grid as shown in Table III. Sale prices are assumed to be one-third of the corresponding purchase prices following the assumption that prices for procured electricity include grid fees and taxes [14].

### D. EMS assumptions

The EMS provides power set-points to the storage systems. An intermediate local control acts as a fast controller to ensure stability of the microgrid. Real-time measurements of load, RES generation, electricity price information and SOC of storage units are available to the EMS. Electricity prices are known *a priori* in case of TOU pricing. Both control approaches use an EMS sample time of 10 minutes ( $\Delta T = 1/6[h]$ ). The prediction horizon is set to 15 hours for MPC approach. For the purpose of this simulation, we assume perfect forecasts for RE generation and load at first.

To get an indication of long-term performance of the MPC strategy with an imperfect forecast, a simple load forecasting algorithm is integrated. The used forecasting algorithm is based on a polynomial regression model which uses a gradient descent method for parameter fitting. The model calculates forecasts based on characteristics such as time of the day, season, temperature data and collected load data [15].

### E. Performance Parameters

To benchmark the two strategies, several performance indicators are used similar to [16].

1) *Operating costs*: Operating costs in [RMB] are calculated for the different control strategies over the simulation period of one year according to (1).

2) *RE self-consumption*: RE self-consumption, in [%], represents the percentage of total RE production in one year which is consumed directly, either instantaneously by the load or through storage systems [17]. Higher RE self-consumption indicates a better local utilization of the installed PV capacity.

$$r = \frac{P_l^{re}}{\sum_i P_i^{reav}} \times 100, \quad (10)$$

where  $P_l^{re} = \sum_i P_{i,dl}^{re} + \sum_i P_{i,cl}^{re}$ . Term  $P_l^{re}$  is the load fed by RE production over the year, given by the sum of:

- $\sum_i P_{i,dl}^{re}$ , RE production fed to microgrid load directly, and
- $\sum_i P_{i,cl}^{re}$ , RE production used to charge storage systems which are later used to feed load.

3) *Self-sufficiency*: Self-sufficiency parameter in [%], describes the percentage of local load which is supplied directly by RE or through RE based storage discharging:

$$s = \frac{P_l^{re}}{\sum_i P_i^l} \times 100. \quad (11)$$

Since it is not possible to explicitly calculate the term  $\sum_i P_{i,cl}^{re}$ , we consider the best possible scenario to get an indication of the possible values of this performance parameter.

4) *Losses in storages*: Storage losses in [kWh] for charging, discharging and self-discharge are also analyzed by calculating the difference in net energy input and output over the year.

5) *Total electricity exchange with the distribution grid*: The energy exchange with the distribution grid is calculated as an additional performance indicator. Here, total purchased energy and total sold energy are obtained from  $P_i^p, P_i^s \in \mathbb{R}^+$  and converted to [MWh].

## VI. RESULTS AND DISCUSSION

To assess the performance of the two control approaches, this section is split into four subsections. First, differences between the two control strategies are explained by evaluating storage operation over example days. Afterwards, an overall assessment is presented according to the performance indicators described above. A sensitivity analysis regarding the impact of the chosen optimization horizon is presented. Finally, the results are discussed.

### A. Operation analysis of MPC and rule-based approaches

Fig. 3 shows the performance of the two control strategies for three working days i.e. July 2 to 4, 2013. Next to the load demand and the RE production, the storage operation schedule is shown and visualized via its SOC and charging and discharging powers. Furthermore, the power exchange with the distribution grid is displayed. The load demand shows two characteristic peaks daily; one is during daytime working hours and the second one is air conditioning load which is operated during off-peak hours.

Compared to the rule-based strategy, MPC based operation improves the price-oriented and production-oriented storage operation. Especially, during off-peak price periods the difference between the two control approaches can be noticed.

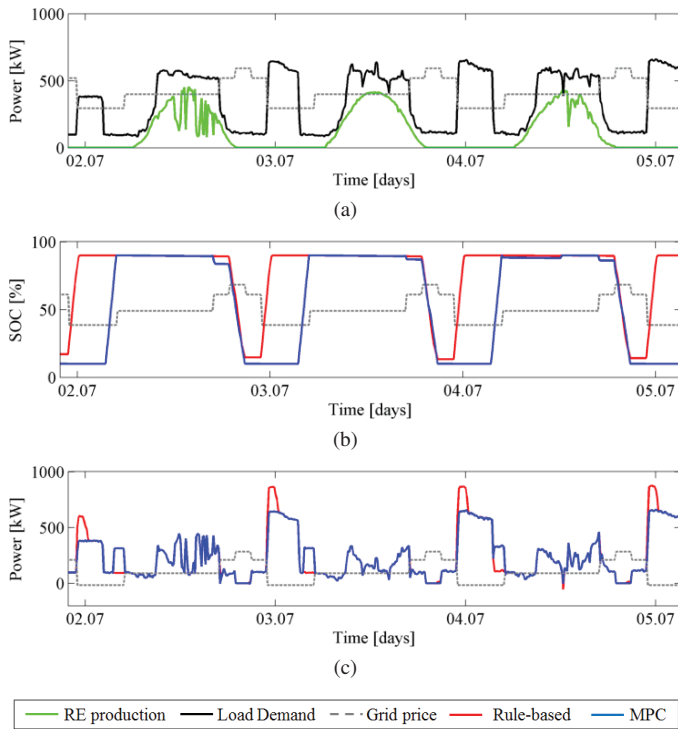


Figure 3. Comparison of MPC and rule-based microgrid operation for three days in July: (a) load, RE generation and grid price profile, (b) Average SOC for three storages units, (c) Power exchanged with distribution grid: positive and negative values represent purchase and sale, respectively.

While the rule-based strategy leads to storage charging at the beginning of such a period, the optimization based strategy delays the charging to avoid unnecessary self-discharge losses. As a result, additional load peaks due to storage charging are experienced with the rule-based strategy.

### B. Overall assessment of control approaches

This section evaluates overall strategies performance according to the predefined indicators. A reference case for microgrid operation without any storage is also considered. In this case, the local RE production is directly consumed and the surplus/deficit is balanced by the public distribution grid. From Fig. 3 (a) it is appreciated that the load has two peak periods in a day, one during working hours and the second during valley hours, which corresponds to the activation of the air conditioning unit. It means that the normal operation of the microgrid without storages already benefits from the TOU pricing. As the optimization-based algorithms rely on the quality of the used forecasts, the performance of MPC approach is evaluated by comparing a perfect and an imperfect load forecast. Table IV presents the summary of the different performance indicators for the two control approaches.

The MPC control approach results in 5.38 % and 1.85 % lower operating costs than the reference case and the rule-based case, respectively. Higher savings are not accomplished as the rule-based strategy is also able to benefit from the TOU price differences. RE self-consumption and self-sufficiency experience a moderate increase by approximately 10 %-points and 2.5 %-points, respectively. Even though self-consumption is not defined explicitly in MPC's objective function, the

TABLE IV. EVALUATION OF PERFORMANCE INDICATORS FOR CONTROL APPROACHES

Performance Parameter	Without Storages	Rule-based	MPC Perfect	MPC Imperfect
Operating costs [RMB $\times 10^3$ ]	1,101.4	1,061.7	1,042.1	1,047.4
Storage operating costs [RMB $\times 10^3$ ]	-	2.6	2.9	2.7
RE self-consumption [%]	76.7	76.8	86.9	85.4
Self-sufficiency [%]	19.9	20.0	22.6	22.2
Losses in storage [MWh]	-	21.0	20.4	19.3
Purchased energy [MWh]	1589.4	1610.0	1557.2	1561.4
Sold energy [MWh]	120.5	119.9	67.7	75.4

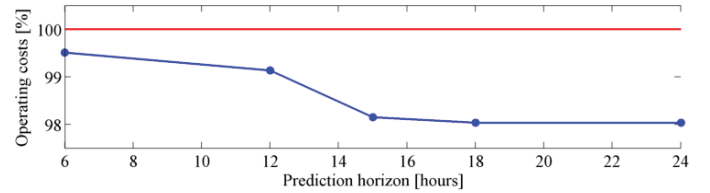


Figure 4. Variation in one-year operating costs of microgrid with increasing prediction horizon for MPC EMS (blue). Rule-based EMS (red) is also plotted as a reference. Prediction horizons of 6 h, 12 h, 15 h, 18 h and 24 h are considered.

improvement on self-consumption, when compared to rule-based, occurs because of the following reason: when MPC predicts a surplus of RES production, it tries to empty the units so the predicted energy surplus can be stored and used later for local demand, instead of purchasing from the grid. The overall energy exchanged with distribution grid is lowered by 85-105 MWh. This reduces operating costs as expensive electricity purchases are avoided. There is also a slight reduction in storage losses.

The implemented load forecast has an overall mean average percentage error of 24.7 % over one year. Yet, through the feedback loop and the continuous optimization, the control approach is able to reduce the impact of such an error as annual savings only decrease by 5,000 RMB compared to the perfect forecast, which still corresponds to savings of 4.90 % over the reference case. After introduction of an imperfect forecast, RE self-consumption and self-sufficiency remain at a similar level. Storage losses slightly decrease with an imperfect forecast which indicates that less energy is stored overall. The exchanged grid energy is marginally higher compared to the perfect forecast.

### C. Sensitivity analysis of prediction horizon

To evaluate the impact of the optimization horizon on the performance of the MPC strategy, the length of the optimization window is varied from 6 h to 24 h. Fig. 4 shows the resulting one-year operating costs.

There is a noticeable decrease in operating costs as the prediction horizon changes from 12 h to 15 h. This indicates that up to 12 h, the EMS is unable to forecast off-peak and peak hours within one optimization period. The differences between off-peak and flat hour prices as well as flat and peak hour prices are not sufficient to operate the storage system in a cost-decreasing way. This results in lower usage of storage units and the EMS is unable to take advantage of differences between peak and off-peak prices. A further increase in prediction

horizon leads to only a marginal improvement in savings, with maximum of 2% with 24h horizon. Hence, a 15h prediction is chosen for the simulation as it provides a good compromise between a reduction in operation cost and an increase in calculation time.

#### D. Discussion of results

In general, the MPC approach leads to a more efficient microgrid operation as it is able to exploit price differences more effectively than a rule-based strategy. The achieved improvement is not extremely high compared to the rule-based strategy, which is a result of the chosen TOU pricing system and the installed sizes of the microgrid components. Note that the performance of the rule-based strategy is limited to the considered case and any changes may require redefining the control strategy. With MPC, the same EMS offers a sustainable optimal performance irrespective of considered pricing systems, major changes in load/generation profiles and components in microgrid. Additionally, MPC effectively minimizes the impact of the forecast quality as the key performance indicators such as operating costs do not decrease much with an imperfect load forecast. Yet, an RE production forecast is not implemented which might affect MPC performance slightly.

### VII. CONCLUSION

As large-scale integration of local generation units poses increasing challenges to distribution grids, microgrids receive increased attention. Especially cost-efficient microgrid operation while satisfying local load demand and system constraints is of high interest. This paper analyzes and assesses two control approaches for grid-connected microgrids: rule- and optimization-based control. For the former, a specialized heuristic algorithm is used while for the latter, a model predictive control algorithm with mixed integer linear programming implementation is chosen. Both approaches are simulated for an office building microgrid in China.

Simulation results show that the optimization-based approach leads to a more cost-efficient microgrid operation while increasing local utilization of RE production. Savings of up to 5% compared to operation without storages and 2% compared to the rule-based approach are observed in considered case study. Furthermore, MPC is also able to minimize the impact of load forecast errors. Finally, a careful selection of the prediction horizon is necessary to be able to achieve a good trade-off between performance and computational complexity.

Nevertheless, the results are limited to the used data. Since, only operation-related costs are included in current study, additional costs, e.g. system fixed costs and investment costs can be added in the future. Some other interesting points for further work are the extension of the model with additional microgrid components, other operational objectives, other pricing systems and performance with more sophisticated forecasting algorithms.

### ACKNOWLEDGMENT

The authors would like to thank Eric Zeng for his remarks and discussions, and Sebastian Rueda for the development of the forecasting algorithm. Furthermore, the authors want to

thank the Jiangxi Province Electric Power Research Institute (JXEPRI) for the project support and the data provision

### REFERENCES

- [1] J. von Appen, M. Braun, T. Stetz, K. Diwold, and D. Geibel, "Time in the sun: The challenge of high PV penetration in the German electric grid," *IEEE Power and Energy Magazine*, vol. 11, no. 2, pp. 55–64, March 2013.
- [2] J. von Appen, C. Marnay, M. Stadler, I. Momber, D. Klapp, and A. von Scheven, "Assessment of the economic potential of microgrids for reactive power supply," in *2011 IEEE 8th International Conference on Power Electronics and ECCE Asia (ICPE ECCE)*, May 2011, pp. 809–816.
- [3] J. von Appen, T. Stetz, M. Braun, and A. Schmiegel, "Local voltage control strategies for PV storage systems in distribution grids," *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 5, no. 2, pp. 1002–1009, March 2014.
- [4] R. Lasseter, "Smart distribution: Coupled microgrids," *Proceedings of the IEEE*, vol. 99, no. 6, pp. 1074–1082, June 2011.
- [5] D. Olivares, A. Mehrizi-Sani, A. Etemadi, C. Canizares, R. Iravani, M. Kazerani, A. Hajimiragha, O. Gomis-Bellmunt, M. Saadifard, R. Palma-Behnke, G. Jimenez-Estevez, and N. Hatzigiorgiou, "Trends in microgrid control," *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 5, no. 4, pp. 1905–1919, July 2014.
- [6] B. Lasseter, "Microgrids [distributed power generation]," in *IEEE Power Engineering Society Winter Meeting, 2001*, vol. 1, 2001, pp. 146–149 vol.1.
- [7] Y. Zhu, F. Zhuo, and H. Shi, "Power management strategy research for a photovoltaic-hybrid energy storage system," in *2013 IEEE ECCE Asia Downunder (ECCE Asia)*, June 2013, pp. 842–848.
- [8] A. Parisio, E. Rikos, and L. Glielmo, "A model predictive control approach to microgrid operation optimization," *IEEE Transactions on Control Systems Technology*, vol. 22, no. 5, pp. 1813–1827, September 2014.
- [9] F. Mohamed and H. Koivo, "Online management of MicroGrid with battery storage using multiobjective optimization," in *International Conference on Power Engineering, Energy and Electrical Drives, POWERENG 2007*, April 2007, pp. 231–236.
- [10] H. Morais, P. Kádár, P. Faria, Z. A. Vale, and H. M. Khodr, "Optimal scheduling of a renewable micro-grid in an isolated load area using mixed-integer linear programming," *Renewable Energy*, vol. 35, no. 1, pp. 151–156, January 2010.
- [11] K. Edlund, J. D. Bendtsen, S. Borresen, and T. Mølbak, "Introducing model predictive control for improving power plant portfolio performance," in *Proceedings of the 17th World Congress The International Federation of Automatic Control*, July 2008, pp. 6986–6991.
- [12] P. Malysz, S. Sirousspour, and A. Emadi, "An optimal energy storage control strategy for grid-connected microgrids," *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 5, no. 4, pp. 1785–1796, July 2014.
- [13] P. Lombardi, T. Sokolnikova, K. Suslov, and Z. Styczynski, "Optimal storage capacity within an autonomous micro grid with a high penetration of renewable energy sources," in *3rd IEEE PES International Conference and Exhibition on Innovative Smart Grid Technologies (ISGT Europe)*, 2012, pp. 1–4.
- [14] BDEW German Association of Energy and Water Industries, "BDEW Strompreisanalyse June 2014," June 2014.
- [15] T. Hong, "Short term electric load forecasting," Ph.D. dissertation, North Carolina State University, Raleigh, NC, USA, 2010.
- [16] J. von Appen, T. Stetz, B. Idlbi, and M. Braun, "Enabling high amounts of PV systems in low voltage grids using storage systems," in *29th EU PV Solar Energy Conference*, September 2014.
- [17] J. Weniger, T. Tjaden, and V. Quaschnig, "Sizing of residential PV battery systems," *Energy Procedia*, vol. 46, pp. 78–87, 2014.

# Herausforderungen und Lösungsansätze bei der Erbringung von Primärregelleistung durch Energiespeicher

## Technische Analyse und wirtschaftlicher Vergleich

Fabian Wandelt, Dennis Gamrad, Wolfgang Deis  
CREAVIS – Science to Business  
Evonik Industries AG  
Marl, Germany  
fabian.wandelt@evonik.com

Johanna Myrzik  
Inst. f. Energiesysteme, Energieeffizienz & Energiewirtschaft  
Technische Universität Dortmund  
Dortmund, Germany

**Abstract**— Aufgrund der Energiewende, mit dem Wandel von einer fossil befeuerten zu einer regenerativen Energieversorgung, wird die Erforschung von alternativen Konzepten für Netzdienstleistungen immer wichtiger. Ein solches Konzept ist die Erbringung von Regelleistung mit Energiespeichern. In diesem Beitrag wird u. a. der Verlauf der Netzfrequenz analysiert und ein Simulationsmodell zur Untersuchung eines Speichers in der Anwendung Primärregelleistung entwickelt. In diesem Zusammenhang wird ein Konzept, gestützt durch entsprechende Simulationsergebnisse, vorgestellt, das insbesondere für Betreiber großer industrieller Verbrauchsanlagen zeigt, wie diese in Kombination mit Batteriespeichern zur Regelleistungserbringung genutzt werden können. Eine Wirtschaftlichkeitsanalyse vergleicht die verschiedenen Konzepte der Primärregelleistungserbringung mit Batteriespeichern.

**Keywords**— Speichersysteme, Batteriespeicher, Systemdienstleistungen, Primärregelleistung, Lastmanagement

### I. EINLEITUNG

Eine regenerative und emissionsarme elektrische Energieversorgung ist aktuell eines der zentralen Ziele von Forschung und Entwicklung. Herausforderungen ergeben sich dabei durch die wetterabhängige, und dadurch nur bedingt vorhersagbare, Einspeisung der meisten regenerativen Energiequellen. Die Speicherung von elektrischer Energie ist eine Option die Herausforderungen der Energiewende zu bestreiten. Speicher können die Erzeugung und den Verbrauch von Energie zeitlich entkoppeln und so zu einer Entlastung der Netze beitragen.

In diesem Beitrag werden Konzepte zur Erbringung von Primärregelleistung (PRL) mit elektrischen Energiespeichern dargestellt. Als Beispielsystem wird dabei ein Großbatteriespeicher auf Basis der Lithium-Ionen-Technologie betrachtet. Batteriespeicher sind ein Beispiel für schnell reagierende Elektrizitätsspeicher. Insbesondere Lithium-Ionen-Batterien sind in der Lage PRL zu erbringen [1].

### II. REGELLEISTUNG

Da elektrische Netze kaum in der Lage sind Energie zu speichern, ist es erforderlich, dass sich Erzeugung und Verbrauch zu jedem Zeitpunkt decken. Unterschiede zwischen Erzeugung und Verbrauch können durch Messung der Netzfrequenz, welche innerhalb eines Wechselspannungsnetzes an jedem Ort nahezu gleich ist, erfasst werden. Zu viel Erzeugung bzw. zu wenig Verbrauch führt zu einer positiven Abweichung zur Sollfrequenz und zu wenig Erzeugung bzw. zu viel Verbrauch führt zu einer negativen Abweichung zur Sollfrequenz. Hierbei kommen kleinere Abweichungen zur Sollfrequenz unter anderem dadurch zustande, dass die Netzlast und die Erzeugung von Energie aus Windkraft und Photovoltaik nicht vollkommen genau prognostizierbar sind. Größere Abweichungen dagegen, welche im Extremfall auch Netzausfälle zur Folge haben können, können beispielsweise durch den Ausfall eines Kraftwerkes verursacht werden. [2]

#### A. Arten von Regelleistung

Aufgrund unvermeidlicher Differenzen zwischen Erzeugung und Verbrauch, ist es erforderlich, dass es Systeme gibt, die bei Bedarf fehlende Leistung ins Netz ein- oder ausspeisen und somit Regelleistung erbringen. Regelleistung gehört, wie z. B. auch Spannungshaltung und Schwarzstartfähigkeit, zu den sogenannten System-

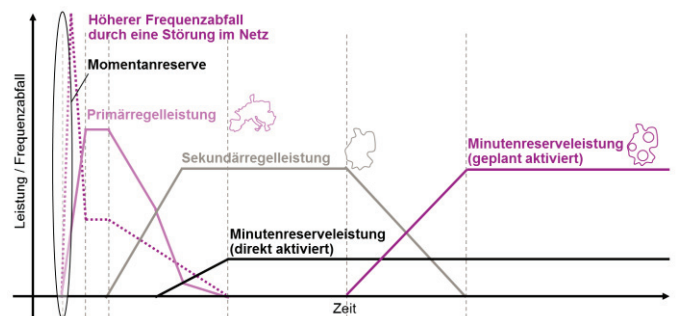


Abbildung 1. Ablösekonzept für Regelleistung im europäischen Verbundnetz [3]

dienstleistungen, welche von Netzbetreibern bereitgestellt werden müssen. Hierbei wird zwischen Primärregelleistung, Sekundärregelleistung und Minutenreserveleistung unterschieden. PRL wird für das zentraleuropäische Verbundnetz solidarisch erbracht und muss nach 30 Sekunden, nach Auftritt einer Störung im Netz, voll verfügbar sein. Sekundärregelleistung wird jeweils für eine bestimmte Regelzone erbracht und muss nach 5 Minuten in voller Höhe verfügbar sein, um eine Störung innerhalb der Regelzone auszugleichen und die PRL abzulösen. Bei länger anhaltenden Störungen wird begonnen, die Sekundärregelleistung von der Minutenreserveleistung, welche für den durch die Störung betroffenen Bilanzkreis erbracht wird, abzulösen. Obwohl es sich hierbei um ein Ablöseverfahren (siehe Abbildung 1) handelt, darf nicht fälschlicherweise davon ausgegangen werden, dass PRL für lediglich 15 Minuten erbracht werden muss und danach aussteigen darf. Vielmehr ist es so, dass PRL kontinuierlich erbracht werden muss, um die Auswirkungen von überlagerten Störungen innerhalb des zentraleuropäischen Verbundnetzes schnell zu begrenzen.

Neben den Begriffen Primärregelleistung, Sekundärregelleistung und Minutenreserveleistung wird häufig auch die sogenannte Momentanreserve genannt. Diese wird derzeit durch die im Netz befindlichen rotierenden Massen umgehend aktiviert, sobald es zu einem plötzlichen Frequenzabfall kommt, ist jedoch nur für wenige Sekunden wirksam. Momentanreserveleistung könnte jedoch auch durch Batteriespeichersysteme erbracht werden, da diese in der Lage sind, die erbrachte Wirkleistung im Millisekundenbereich zu variieren. Somit könnte der Verlust von rotierenden Massen, bedingt durch eine Erhöhung des Anteils von Erzeugungsanlagen auf Basis regenerativer Energie, u. a. durch Batteriespeichersysteme kompensiert werden. [2]

In diesem Beitrag soll insbesondere auf die Erbringung von PRL eingegangen werden.

### B. Ausschreibung von Primärregelleistung

Die Voraussetzungen und Regularien zur Erbringung von Regelleistung werden im sogenannten Transmission Code [4] beschrieben. Zur Erbringung von PRL wird von den Übertragungsnetzbetreibern (ÜNBs) ein Ausschreibungsverfahren durchgeführt. Bei dieser Ausschreibung können Anbieter ihre Anlagen auf einer Internetplattform [5] zur Erbringung von PRL anbieten. Bei der Ausschreibung beträgt die Mindestleistung  $\pm 1$  MW und muss symmetrisch für den Zeitraum von einer Woche erbracht werden. Vergütet wird die Erbringung von Primärregelleistung über einen Leistungspreis. Eine Voraussetzung zur Teilnahme an der Ausschreibung ist eine Präqualifikation der Anlage. Für diese Präqualifikation muss u. a. ein vordefiniertes Leistungsprofil abgefahren werden. Die Präqualifikation soll somit sicherstellen, dass der Erbringer, die Anforderungen für die Erbringung von PRL technisch sowie organisatorisch erfüllt. Derzeit sind für das zentraleuropäische Verbundnetz 3.000 MW PRL [5] gefordert.

### III. ERKENNTNISSE AUS NETZFREQUENZANALYSEN

Der Verlauf der Netzfrequenz bestimmt maßgeblich die zu erbringende PRL im europäischen Verbundnetz. Daher wurde

eine modellbasierte Analyse von realen Frequenzdaten durchgeführt.

Im Mittel beträgt die Netzfrequenz im europäischen Verbundnetz 50 Hz. Durch äußere Umstände, wie z. B. eine hohe Einspeisung regenerativer Energie, kann der Frequenzmittelwert über einen gewissen Zeitraum von diesem Sollwert abweichen. Die zu erbringende PRL wird in Abhängigkeit der Frequenzabweichung vom Sollwert berechnet. Weicht die Netzfrequenz um mehr als  $\pm 200$  mHz vom Sollwert ab, muss 100% der vermarkteten Leistung erbracht werden. In dem Bereich einer Frequenzabweichung von -10 mHz und 10 mHz ist ein Totband definiert. Befindet sich die Frequenz innerhalb dieses Totbandes, muss keine Regelleistung erbracht werden (vgl. Abbildung 4).

In Abbildung 2 sind die durchschnittlichen Tagesfrequenzabweichungen für das Jahr 2013 dargestellt. Es zeigt sich, dass im Verlauf eines Jahres große und länger andauernde Frequenzabweichungen auftreten können. Ein Beispiel für eine länger andauernde Überfrequenz ist zwischen dem 19. und 30. Juni (Tag 170 bis 181) zu beobachten. Für einen Regelleistungserbringer bedeutet eine andauernde Überfrequenz im Durchschnitt auch eine tendenziell andauernde Aufnahme von Energie aus dem Netz. Für Speicher ergibt sich dadurch eine besondere Herausforderung aufgrund ihrer begrenzten Kapazität. Bei lang anhaltenden oder starken Frequenzabweichungen in eine Richtung droht somit ein Voll- bzw. Leerlaufen des Speichers.

### IV. KONZEPTE ZUR REGELLEISTUNGSERBRINGUNG DURCH BATTERIESPEICHER

Von den Übertragungsnetzbetreibern wird eine verlässliche Erbringung von PRL gefordert. Aufgrund der begrenzten Kapazität eines Batteriespeichers und der Frequenzabhängigkeit der Primärregelung, kann ein Voll- bzw. Leerlaufen der Batterie nicht ausgeschlossen werden. Um die Zeitverfügbarkeit eines Speichers zur Erbringung von PRL zu erhöhen, können mehrere Konzepte, dargestellt in Abbildung 3, genutzt werden.

Eine Möglichkeit, um eine hohe Zuverlässigkeit eines Speichers zur Erbringung von PRL zu gewährleisten, ist ein großes Kapazitäts-Leistungs-Verhältnis. Je größer die Kapazität eines Speichers, desto länger kann bei einer bestimmten Leistung ent- bzw. geladen werden.

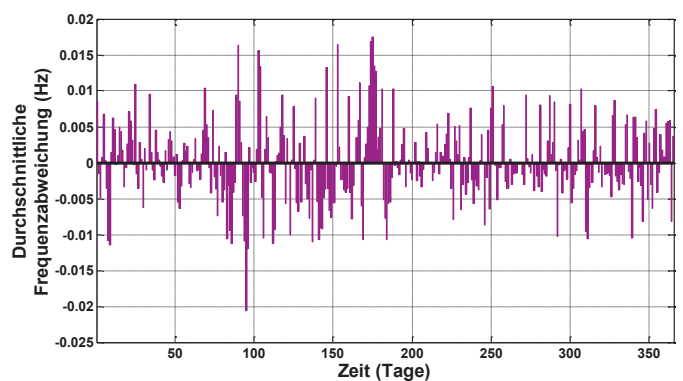


Abbildung 2. Durchschnittliche Tagesfrequenzabweichung

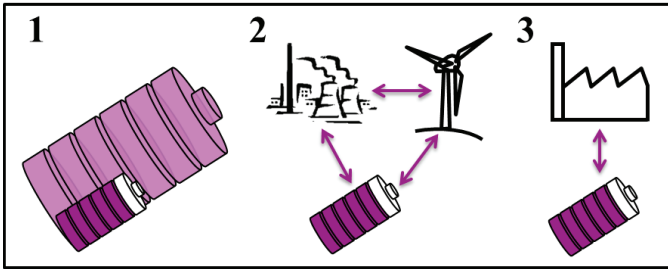


Abbildung 3. Konzepte zur Erbringung von Primärregelleistung mit Batteriespeichern

Des Weiteren können Regelleistungserbringer zu einem Pool von Anlagen zusammengeschlossen werden. In so einem Pool ist die Integration von Speichern denkbar. Droht der Ausfall einer Anlage, beispielsweise durch das Voll- oder Leerlaufen eines Speichers, kann eine weitere zurückgehaltene Anlage die Erbringung von Regelleistung übernehmen. Dabei ist zu beachten, dass die zurückgehaltene Leistung nicht vermarktet werden kann.

Eine weitere Möglichkeit, welche in diesem Beitrag näher betrachtet wird, ist die Kombination eines Speichers mit einer Industrieanlage bzw. einem großen Verbraucher. Hierbei wird letztendlich ein ähnliches Verhalten wie bei einem konventionellen Erbringer (z. B. Kraftwerk) simuliert. In einem konventionellen Kraftwerk werden beispielsweise durch Turbinendrosselung oder Kondensatstau kurzfristig Energiereserven aktiviert und somit PRL erbracht. Diese Kurzzeitspeicher lassen sich durch eine Nachführung von Brennstoff, welcher einen Langzeitspeicher darstellt, zeitlich unbegrenzt wieder auffüllen. [6]

Durch die Kombination von Batteriespeicher und Verbraucher fungiert die Batterie als Kurzzeitspeicher und der Verbraucher als Langzeitspeicher. Eine besondere Herausforderung ist hierbei, den Einfluss auf die Industrieanlage möglichst gering zu halten, da Parameter wie Produktqualität und Produktionsmenge kaum bis gar nicht beeinflusst werden dürfen.

## V. BETRIEBSSTRATEGIEN FÜR ENERGIESPEICHER

Verschiedene Energiespeicher, wie beispielsweise Batterien, sind in der Lage, die Anforderungen an die Primärregelleistungserbringung hinsichtlich Geschwindigkeit und Flexibilität zu übertreffen. Durch Ausnutzung dieser Freiheitsgrade ist es möglich, den Verlauf des Ladezustandes im gewissen Maße zu beeinflussen. Zwei solcher Betriebsstrategien, welche von den deutschen ÜNBs in einem Leitfadens [7] dargestellt und ausdrücklich zugelassen sind, werden im Folgenden näher betrachtet und sind in Abbildung 4 dargestellt.

### A. Optionale Übererfüllung

Bei der Erbringung von PRL ist es gemäß Transmission Code [4] möglich die geforderte Leistung um bis zu 20% über zu erfüllen. Diese Übererfüllung kann zur Regelung des Ladezustandes eines Batteriespeichers genutzt werden. Wird z. B. eine negative Erbringung von Regelleistung benötigt, kann mit 120% der geforderten Leistung geladen werden. Dies

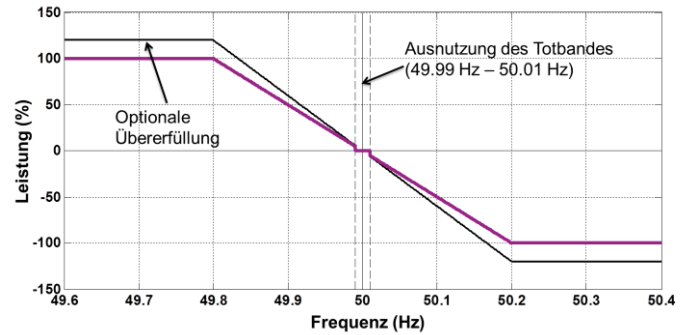


Abbildung 4. Geforderte PRL in Abhängigkeit der Frequenz

ist beispielweise sinnvoll, wenn der Ladezustand des Speichers in der Nähe seiner unteren Kapazitätsgrenze ist. Durch die erhöhte Ladeleistung wird die Batterie schneller auf einen höheren Ladezustand gebracht. [7]

### B. Totband

Eine weitere Betriebsstrategie ist die Ausnutzung des Totbandes. Befindet sich die Netzfrequenz innerhalb des Totbandes wird keine PRL gefordert. Während dieser Zeit kann es hilfreich sein, den Ladezustand auf ein mittleres Niveau zu heben, falls sich dieser in der Nähe der Kapazitätsgrenzen des Speichers befindet. So eine Ausnutzung des Totbandes ist zulässig, solange das Laden und Entladen des Speichers netzfreundlich erfolgt. Dies bedeutet, dass nur geladen werden darf, wenn die Frequenz im positiven Bereich des Totbandes zwischen 50 Hz und 50,01 Hz ist. Gleichermäßen darf ein Entladen des Speichers nur im negativen Bereich (49,99 Hz bis 50 Hz) stattfinden. [7]

Um eine netzfreundliche Nutzung des Totbandes sicherzustellen, wird eine hohe Messgenauigkeit von den ÜNBs gefordert. Die Genauigkeit der Frequenzmessung muss dabei besser als der Toleranzbereich des Totbandes sein. Beträgt die Messgenauigkeit beispielsweise  $\pm 5$  mHz, ist eine Ausnutzung des Totbandes im Bereich von 49,995 Hz und 50,005 Hz nicht zulässig.

## VI. SIMULATIONSMODELL

Mit der Software Matlab/Simulink®, welche sich besonders zur Durchführung numerischer Berechnungen und der grafischen Darstellung der Ergebnisse eignet, wurde ein Simulationsmodell entwickelt, um das Verhalten von Energiespeichern unter einstellbaren Bedingungen zu simulieren. Das Modell berechnet aus dem Verlauf der Netzfrequenz und den Regeln des Transmission Codes den Leistungsverlauf für die Erbringung von z. B. PRL. Ausgehend von diesen Daten wird der Ladezustandsverlauf (State-of-Energy) simuliert. Weiterhin wird der tägliche durchschnittliche Energieumsatz berechnet. Die Simulation wird genutzt, um einen Eindruck über die Entwicklung des Ladezustands, der Zyklenbelastung und der zu erbringenden Leistung des Gesamtsystems zu bekommen.

Um die Kombination von Batteriespeicher und industrieller Verbrauchsanlage zu untersuchen, wurde das Simulationsmodell um eine flexibel steuerbare Last erweitert.

Durch eine Kombination von Verbraucher und Batteriespeicher entstehen zusätzliche Freiheitsgrade [7], um Regelleistung zu erbringen. Die Betriebsführung hängt dabei stark von der jeweiligen Industrieanlage ab. Dabei können einerseits Anforderungen aus dem Produktionsbetrieb sowie Zustände des Speichers im Modell berücksichtigt werden.

Von dem erweiterten Modell werden außerdem Indikatoren berechnet, um die Belastung der Verbrauchsanlage bewerten zu können. Diese hier definierten Indikatoren sind die Einsatzhäufigkeit  $n$  und die durchschnittliche Einsatzdauer  $T$  der Anlage. Die Einsatzhäufigkeit beschreibt die Anzahl der Aktivierungen der Verbrauchsanlage, um den Speicher bei der Erbringung von PRL zu unterstützen. Die Einsatzdauer beschreibt die durchschnittliche Zeit in Minuten pro Einsatz, in der die Verbrauchsanlage zur Unterstützung des Speichers verwendet wird.

## VII. SIMULATIONSERGEBNISSE

### A. Batteriespeicher im Einzelbetrieb

In einer ersten Simulation wurde das Verhalten eines Speichers im Einzelbetrieb unter Annahme einer unbegrenzten Kapazität untersucht. Der Speicher reagiert direkt auf ein Frequenzsignal nach den Regeln des Transmission Codes, ohne Ausnutzung von Freiheitsgraden. Dazu wurde das Jahr 2013 für eine Primärregelleistungserbringung von 1 MW simuliert. Der Gesamtwirkungsgrad des Batteriespeichersystems wurde für einen vollständigen Lade- und Entladevorgang vereinfacht mit  $\eta=100\%$  angenommen. In Abbildung 5 ist das Ergebnis der Simulation, als Funktion von Ladezustand über der Zeit, dargestellt. Weiterhin sind die durchschnittlichen Frequenzabweichungen aus Abbildung 2 im Diagramm aufgetragen. Es zeigt sich, dass der Verlauf des Ladezustandes analog zur Frequenzabweichung verläuft. Bei einer durchschnittlichen Überfrequenz im Netz wird der Speicher tendenziell geladen, bei einer durchschnittlichen Unterfrequenz tendenziell entladen. Zur Orientierung wurde die State-of-Energy Achse skaliert für einen Speicher mit 1 MWh Energieinhalt dargestellt. Es ist ersichtlich, dass in diesem Fall eine vergleichsweise hohe Kapazität des Batteriespeichers benötigt werden würde, um für den betrachteten Zeitraum mit einer Batterie alleine ununterbrochen PRL zu erbringen.

In Annahme der oben beschriebenen Bedingungen, wurde der durchschnittliche Energieumsatz für das gesamte Jahr 2013 berechnet und ist in Abbildung 6 dargestellt. In 2013 wäre im

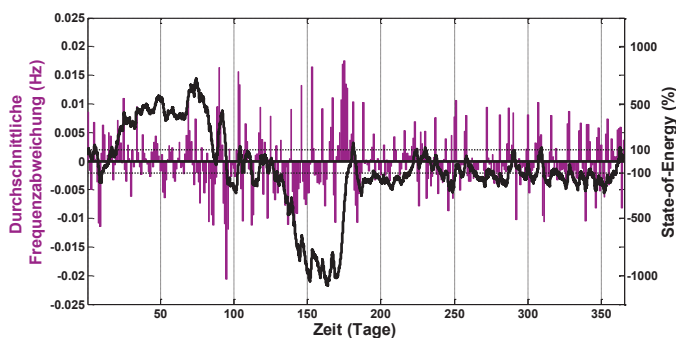


Abbildung 5. Verlauf des Ladezustandes und durchschnittliche Frequenzabweichung für einen Batteriespeicher im Einzelbetrieb

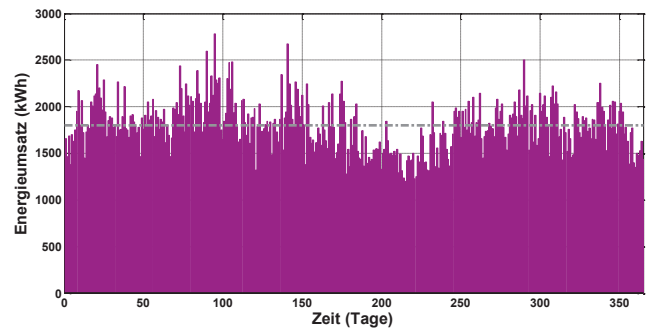


Abbildung 6. Täglicher Energieumsatz für die Erbringung von 1 MW PRL

Durchschnitt ein Energieumsatz von ca. 1.800 kWh am Tag nötig gewesen um 1 MW PRL zu erbringen. Dies entspricht einer äquivalenten Vollzyklenzahl von etwa 330 Zyklen pro Jahr für einen Speicher mit 1 MWh Energieinhalt.

### B. Batteriespeicher in Kombination mit einer Industrieanlage

In einer zweiten Simulation wurde das Verhalten des Speichers untersucht, wenn zusätzlich eine industrielle Verbrauchsanlage zum Ladezustandsausgleich genutzt wird. Dazu wurde für die flexible Last der Verbrauchsanlage eine Leistung von 20% der maximal zu erbringenden Regelleistung angenommen. In Abbildung 7 ist das Ergebnis der Simulation, als Funktion von Ladezustand über der Zeit, dargestellt.

Durch einen geeigneten Kombinationsbetrieb mit der Verbrauchsanlage wird eine Überschreitung der Kapazitätsgrenze verhindert und der Ladezustand auf einem mittleren Niveau gehalten. Somit kann der Ladezustand für den gesamten Simulationszeitraum innerhalb einem wesentlich kleineren Kapazitätsbereich gehalten werden, als im Einzelbetrieb aus Kapitel VII.A.

In Kombination mit einer Industrieanlage beträgt der durchschnittliche Energieumsatz des Batteriespeichers etwa 1.800 kWh pro Tag für den betrachteten Zeitraum. Somit ändert sich die durchschnittliche umgesetzte Energie im Vergleich zum Einzelbetrieb nicht. Jedoch sind die maximalen täglichen Ausschläge höher als im Einzelbetrieb, wie in Abbildung 8 dargestellt.

Um die Auswirkungen auf die Industrieanlage messbar zu machen, wurden die in Kapitel VI beschriebenen Indikatoren in der Simulation berechnet. Für das Jahr 2013 wären in etwa 300 Aktivierungen der Verbrauchsanlage nötig gewesen, um den

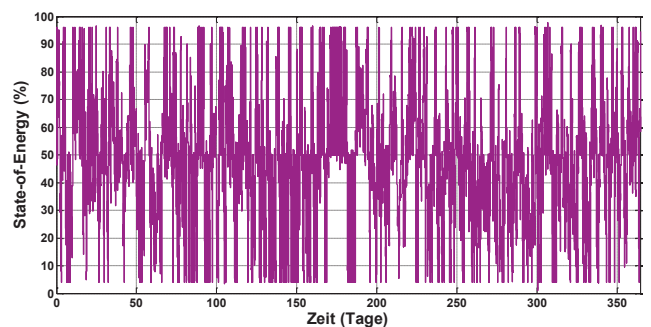


Abbildung 7. Verlauf des Ladezustandes in Kombination mit einer Industrieanlage

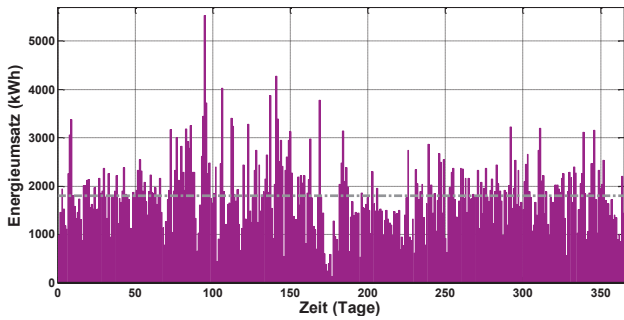


Abbildung 8. Tageslicher Energieumsatz für einen Batteriespeicher in Kombination mit einer Industrieanlage

Ladezustand des Batteriespeichers in seinen Grenzen zu halten. Die durchschnittliche Einsatzzeit der Anlage betrug dabei ca. 110 Minuten.

### C. Batteriespeicher in Kombination mit einer Industrieanlage und optimierter Betriebsstrategie

Um den Einfluss der Betriebsstrategien aus Kapitel V zu untersuchen wurde eine dritte Simulation durchgeführt. Hierbei wurden beide Betriebsstrategien, die Ausnutzung des Totbandes sowie die optionale Übererfüllung, angewendet. Der Verlauf des Ladezustandes verbleibt innerhalb der Kapazitätsgrenzen des Speichers und ähnelt somit dem Verlauf in Abbildung 7. Allerdings ändert sich der durchschnittliche Energieumsatz und steigt um 200 kWh auf 2.000 kWh pro Tag. Die maximale Höhe der Ausschläge bleibt, wie in Abbildung 9 dargestellt, jedoch gleich.

Die Industrieanlage wäre im Fall der optimierten Betriebsstrategien etwa 200-mal aktiviert worden, mit einer durchschnittlichen Einsatzzeit von  $T=115$  Minuten.

## VIII. ANALYSE DER WIRTSCHAFTLICHKEIT

Mit Hilfe einer Kapitalwertberechnung wird die Wirtschaftlichkeit der oben beschriebenen Ansätze zur Primärregelleistungserbringung mit Batteriespeichern verglichen. Die möglichen Erlöse berechnen sich aus den von den ÜNBs gezahlten Leistungspreisen für die Erbringung von PRL. Somit wird die vorgehaltene Leistung vergütet. Eine Vergütung für die erbrachte Arbeit gibt es im Markt für PRL nicht. Für die Betrachtung der Wirtschaftlichkeit wurden die PRL-Preise der letzten 3 Jahre analysiert, um einen Durchschnittswert zu bestimmen. Diese Preisentwicklung ist in Abbildung 10 dargestellt.

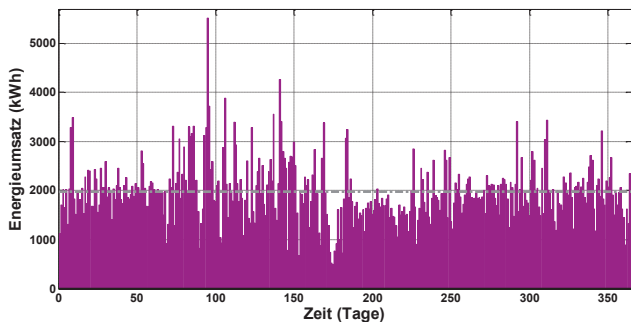


Abbildung 9. Tageslicher Energieumsatz für einen Batteriespeicher in Kombination mit einer Industrieanlage und optimierter Betriebsstrategie

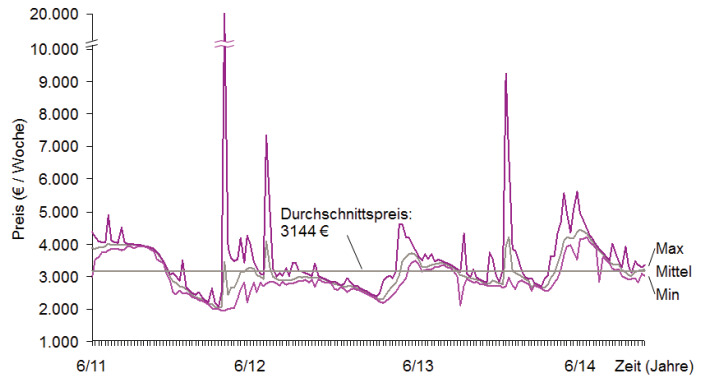


Abbildung 10. Preis für 1 MW PRL in Deutschland [5]

Es zeigt sich, dass im Mittel 3.144 € pro MW und Woche erwirtschaftet werden konnten. Dies entspricht einem jährlichen Erlös von 163.488 € pro MW. Es wird angenommen, dass die Menge an ausgeschriebener PRL in den nächsten Jahren konstant bleibt [8]. Bei einer Vermarktung der Anlage in einem Regelleistungspool, müssen gemäß [9] etwa 30% der Erlöse an den Betreiber des Pools gezahlt werden. Damit verringern sich die durchschnittlichen jährlichen Erlöse auf rechnerisch ca. 114.442 € pro MW.

Die Investitionskosten für einen Batteriespeicher mit 1 MW Leistung und einer Kapazität von 1 MWh werden zu 600 €/kW angenommen [10]. Durch eine Erhöhung der Kapazität erhöht sich auch die Investition für den Speicher. Wird beispielsweise die Kapazität vervierfacht, erhöhen sich die Investitionsausgaben auf 1.650 €/kW [10]. Obwohl die Simulation in Kapitel VII.A gezeigt hat, dass noch eine erheblich größere Kapazität für eine zuverlässige PRL-Erbringung notwendig ist, wird in dieser Wirtschaftlichkeitsanalyse mit einer konservativen Investitionsausgabe von 1.650 €/kW gerechnet. Die für die Wirtschaftlichkeitsbetrachtung notwendigen Angaben sind in Tabelle 1 zusammengefasst.

Abbildung 11 zeigt das Ergebnis der Kapitalwertberechnung. Es zeigt sich, dass die Kombination von Batteriespeichersystem und industrieller Verbrauchsanlage den höchsten Kapitalwert für einen Betrachtungszeitraum von 10 Jahren erwirtschaftet. Bereits nach 5 Jahren ist der Kapitalwert der Investition positiv. Auch die Vermarktung des Batteriespeichers in einem Regelleistungspool, weist nach 10 Jahren einen positiven Kapitalwert auf, jedoch wird dieser, aufgrund der um 30% verringerten Erlöse, erst im Jahr 8 erreicht. Eine Vergrößerung der Kapazität des Batteriespeichers führt bei einer Abschreibedauer von 10

TABELLE 1. ANNAHMEN DER WIRTSCHAFTLICHKEITSBERECHNUNG

Annahmen	Möglichkeiten der PRL-Erbringung		
	Hohe Kapazität	Pool	Batterie + Last
Abschreibedauer	10 Jahre		
Kalkulationszinssatz	10 %		
Investitionsausgabe	1.650.000 €	600.000 €	600.000 €
Jährlicher Erlös	163.488 €	114.422 €	163.488 €



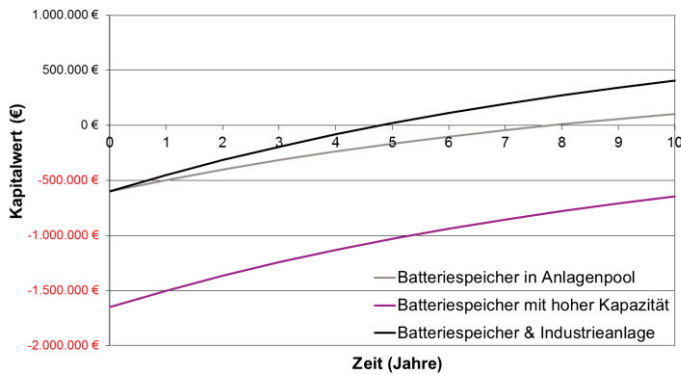


Abbildung 11. Vergleich der Wirtschaftlichkeit

Jahren und dem angenommenen Kalkulationszinssatz von 10% nicht zu einer vorteilhaften Investition. Obwohl die Kapazität der Batterie lediglich vervierfacht wurde, was für eine zuverlässige PRL-Erbringung nicht ausreichend ist (siehe Kapitel VII.A), kann aufgrund der hohen Anfangsinvestition kein positiver Kapitalwert erreicht werden.

## IX. AUSWERTUNG DER ERGEBNISSE

Mit dem entwickelten Simulationsmodell kann die Erbringung von PRL durch Großbatteriespeicher mit verschiedenen Betriebsstrategien und in Kombination mit Verbrauchsanlagen untersucht werden. In Abbildung 5 ist ersichtlich, dass eine sehr hohe Kapazität des Batteriespeichers benötigt wird, um zuverlässig PRL zu erbringen. Durch eine Kombination von Industrieanlage und Batteriespeicher kann dieselbe Menge PRL mit einer erheblich kleineren Kapazität der Batterie erbracht werden. Dabei wird die Verbrauchsanlage im Durchschnitt weniger als einmal pro Tag aufgerufen, um den Ladezustand innerhalb seiner Grenzen zu halten.

Durch den Einsatz der optimierten Betriebsstrategien kann gezeigt werden, dass sich die Einsatzhäufigkeit der Industrieanlage um ein Drittel verringern lässt. Dabei bleibt die durchschnittliche Einsatzzeit der Anlage in einem vergleichbaren Bereich, allerdings führt dies zu einer Erhöhung des täglichen Energieumsatzes der Batterie. Insbesondere dann, wenn die Frequenz innerhalb des Totbandes verbleibt, wird durch die optimierten Betriebsstrategien zusätzliche Energie umgesetzt. Auch die Übererfüllung der geforderten PRL führt zu einer Steigerung des Energieumsatzes.

## X. FAZIT

Es ist möglich, mit Großbatteriespeichern PRL zu erbringen. Aufgrund der Tatsache, dass Batteriespeicher Kurzzeitspeicher sind und bei der Primärregelung in Abhängigkeit der Netzfrequenz geladen bzw. entladen werden, besteht die Gefahr die Kapazitätsgrenzen des Speichers zu erreichen. Eine Möglichkeit, dies zu verhindern, wäre eine Erhöhung der Kapazität des Batteriespeichers, was gleichzeitig zu einer Erhöhung der Investitionskosten führen würde. Somit

verringert sich, aufgrund der gleichbleibenden Einnahmen, die Wirtschaftlichkeit des Speichers. Eine Alternative um eine zuverlässige Erbringung von PRL zu garantieren, ist die Eingliederung des Speichers in einen Pool von Regelleistungserbringern. Aufgrund der Abgaben an den Regelleistungspool-Betreiber sinken jedoch die erzielbaren Erlöse. Eine weitere Möglichkeit ist die Kombination von einem Speicher mit einem flexiblen Verbraucher. Wie in diesem Beitrag gezeigt, ermöglicht der kombinierte Betrieb eine zuverlässige Bereitstellung von PRL. Betreiber von Industrieanlagen, die bislang nicht in der Lage sind PRL zu erbringen, können von einem solchen kombinierten Betrieb profitieren. Darüber hinaus erzielt die Kombination von Speicher und Industrieanlage den höchsten Kapitalwert der drei dargestellten Optionen.

Durch den Einsatz optimierter Betriebsstrategien kann die Belastung einer Industrieanlage im kombinierten Betrieb erheblich verringert werden. Dabei ist zu beachten, dass durch den gestiegenen Energieumsatz des Speichers die Lebensdauer der Batterie sinken kann [11]. Für jede Kombination von Batteriespeicher und Industrieanlage muss somit ein Optimum zwischen Einsatzhäufigkeit der Anlage und Energieumsatz des Speichers gefunden werden. Wo dieses Optimum liegt, hängt von der Anlage und der Speichertechnologie ab. Mit Hilfe der beschriebenen Indikatoren und des entwickelten Simulationsmodells kann dieses Optimum bestimmt werden.

## REFERENCES

- [1] A. Poullikas, "A comparative overview of large-scale battery systems for electricity storage", in *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 27, Elsevier, 2013, pp.778-788.
- [2] D. Gamrad, G. Markowz, W. Deis und C. Kolligs, „Bereitstellung von Primärregelleistung durch Großbatteriespeicher“, VDI-Konferenz Elektrochemische Energiespeicher für stationäre Anwendungen, Ludwigsburg, 2012.
- [3] ENTSO-E, "Operation Handbook – Policy 1: Load-Frequency Control", März 2009.
- [4] H. Berndt, M. Hermann, H. D. Kreye, R. Reinisch, U. Scherer und J. Vanzetta, „TransmissionCode - Netz- und Systemregeln der deutschen Übertragungsnetzbetreiber“, Version 1.1, August 2007.
- [5] Internetplattform zur Vergabe von Regelleistung, URL: <http://www.regelleistung.net>, abgerufen am 20. Oktober 2014.
- [6] M. Mühl, D. Gamrad und F.-J. Blug, „Batteriespeicher der MW-Klasse aus Sicht eines Kraftwerkbetreibers, Kraftwerkstechnik – Sichere und nachhaltige Energieversorgung – Band 5“, Neuruppin: TK Verlag Karl Thomé-Kozmiensky, 2013.
- [7] Deutsche Übertragungsnetzbetreiber, „Eckpunkte und Freiheitsgrade bei Erbringung von Primärregelleistung“, April 2014, URL: <https://www.regel-leistung.net/ip/action/static/prequal>, abgerufen am 20. Oktober 2014.
- [8] Deutsche Energie-Agentur, „Systemdienstleistungen 2030“, Berlin, 2014.
- [9] Agora Energiewende, „Power-to-Heat zur Integration von ansonsten abgeregeltem Strom aus Erneuerbaren Energie“, Berlin, Juni 2014.
- [10] D. U. Sauer, „Ergänzende Technologien zur Integration erneuerbarer Energien“, Konferenz „Energiewende – Zwischen Konzept und Umsetzung“, Bonn, 03.06.2013.
- [11] A. Jossen und W. Weydanz, „Moderne Akkumulatoren richtig einsetzen“, Untermeitingen: Reichardt Verlag, 2006.

# Steady State Analyse of existing Compressed Air Energy Storage Plants

## Thermodynamic Cycle modeled with Engineering Equation Solver

Friederike Kaiser

Energie-Forschungszentrum Niedersachsen (EFZN)  
 Goslar, Germany  
 f.kaiser@efzn.de

**Abstract**—As compressed air energy storage (CAES) is a promising energy storage technology that has already proven its reliability in commercial operation some basic thermodynamic information on this process are elaborated in this paper. It shows a comparison of the thermodynamic process cycles of the CAES plants in Huntorf and McIntosh that has been modeled in EES (Engineering Equation Solver). Detailed T-s-Diagrams are given to show the differences of reversible and irreversible thermodynamic modeling of CAES. It is demonstrated that irreversibility assumption leads to an over estimation of the plant efficiency and therefore newer CAES concepts (like adiabatic CAES) should not be approximated with reversibility assumptions to avoid misleading statements.

**Keywords** - CAES; energy storage; EES; thermodynamic cycle comparison, renewable energy, Energiewende

### I. ENERGY STORAGE FOR RENWEABLES

The switch from fossil energy sources to energy generation with renewable sources like wind power and photovoltaic leads to a mismatch of power supply and demand. Nevertheless the German government pursues the so called ‘Energiewende’. The installation of additional renewable energy plants is highly encouraged and financially supported. Two of the main pillars of renewable energy are wind and solar power. These two vary within the time of day and season disregarding the power demand and furthermore causing high power gradients that can destabilize the grid. The temporal mismatch of supply and demand as well as the high power gradients can be suspended by the use of energy storage technologies that supply regulating energy.

In the field of large commercial mechanical energy storage pumped hydro energy storage (PHES) and compressed air energy storage (CAES) are suitable technologies to deliver flexible power within a wide regulation range and to store energy for intermediate term with little storage losses. Both technologies PHES and CAES have proven their feasibility and reliability in commercial use for several decades. While installed power of PHES exceeds seven Gigawatts in Germany alone, the installed power of CAES plants is limited to only 432 MW worldwide. The two existing commercial plants

Huntorf and McIntosh are analyzed in detail in this paper from a thermodynamic point of view.

### II. GENERAL DESCRIPTION OF CAES

The CAES process is similar to the gas turbine or Joule process (also called Brayton process) with the addition of a temporary storage of compressed air after the compression [1]. This automatically leads to a decoupling of compressor and expander, which are usually complementary parts of the same drive shaft. A conventional gas turbine consists of one shaft with compressor, combustion and expander zone as parts of the same rotating equipment.

The following simplified process flow (a and b) and T-s-diagrams (c and d) show the conventional open Joule/ Brayton cycle (a and c) in comparison with CAES cycle (b and d):

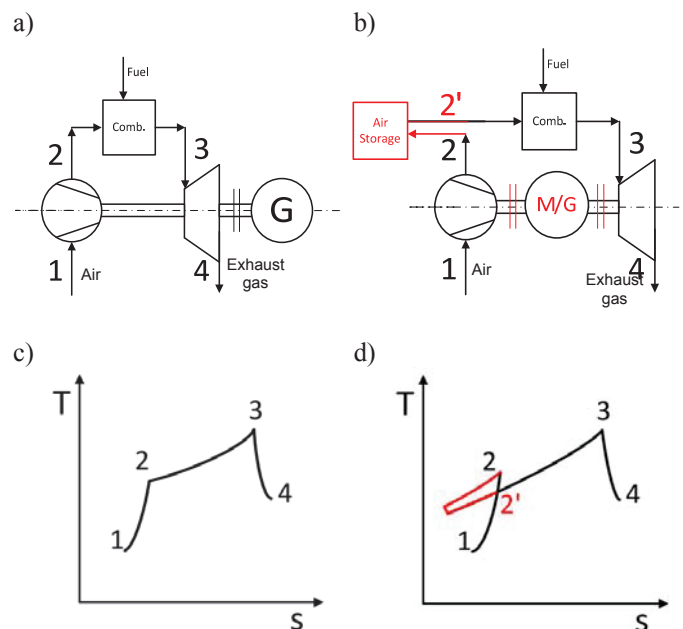


Figure 1. Schematic process flow and T-s-diagram of the Joule and CAES-Process to show the similarities and difference between both processes.

The process is simplified to 4 state points with 1-2 air compression (1-2' compression and air storage), 2(2')-3 combustion and 3-4 expansion. Figure 1 shows that the actual storage (from 2-2') is an anti clockwise process in the T-s-diagram which means energy is being consumed.

#### A. Huntorf

The first CAES plant worldwide has been commissioned in 1978 in Huntorf, Germany. Today it has a turbine output power of 321 MW with a discharge time at full load of 2 hours. The charging time is with 6 hours three times higher as the compressor train runs only 60 MW.

Huntorf uses two solution-mined salt caverns for air storage. There is no heat cycling: neither heat storage of the compression heat nor heat recovery of the exhaust gas. Due to this Huntorf can be regarded as the basic plant configuration. Nevertheless – as first of its kind – it included some unprecedented technologies like a high pressured combustion and ignition or special couplings for high driving speed and high power [2]. Its original purpose is the back up of other regional power plants especially due to its ability for black start [2].

Some process design parameters of temperature and pressure from the Huntorf steady state cycle are known from [2] and [3]. The following table gives an overview of these process parameters that serve as input values for the calculation of the unknown process parameters.

TABLE I. PROCESS PARAMETER OF HUNTORF CAES [2][3]

State point	Process Conditions		
	Process Point Description	pressure in bar	temperature
1	ambient conditions	1,013	281 K <sup>a)</sup>
2	outlet 1 <sup>st</sup> compression stage	6	
4	outlet 2 <sup>nd</sup> compression stage	46-72	
5	after cooler exit/cavern inlet		322 K
7	throttle outlet	46	
8	inlet 1 <sup>st</sup> expansion stage	41,3	763 K
10	inlet 2 <sup>nd</sup> expansion stage	12,8	1218 K
11	outlet 2 <sup>nd</sup> expansion stage	1,1	

a) .average temperature at Huntorf site

#### B. McIntosh

The McIntosh plant had its start up in 1991 in Alabama, U.S. The power output of 110 MW is lower than Huntorf's, but the energy content or capacity (which is determined by the air storage size) is with 26 hours at maximal load more than four times higher.

The major advantage of McIntosh's plant configuration over Huntorf is the addition of exhaust heat recuperation. The stored air is preheated before the combustion with the help of the hot exhaust gas, which leads to an augmentation of process

efficiency as will be shown in detail hereinafter. Furthermore a 4-stage compression has been chosen in contrast to Huntorf, with two stages only.

The following table gives the process parameter of McIntosh's CEAS plant.

TABLE II. PROCESS PARAMETER OF MCINTOSH CAES [3][4]

State point	Process Conditions		
	Process Point Description	pressure in bar	temperature
1	ambient conditions	1,013	281 K <sup>a)</sup>
2	outlet 1 <sup>st</sup> compression stage	4.1	
4	outlet 2 <sup>nd</sup> compression stage	10.3	
6	outlet 3 <sup>rd</sup> compression stage	26.9	
8	outlet 4 <sup>th</sup> compression stage	62-80	
9	after cooler exit/cavern inlet		316,5 K
11	throttle outlet	50,7	
12	exhaust heat recuperator exit		568 K
13	inlet 1 <sup>st</sup> expansion stage	43	810 K
15	inlet 2 <sup>nd</sup> expansion stage	15	1144 K
16	outlet 2 <sup>nd</sup> expansion stage	1,04	

a) .average temperature at Huntorf site

### III. PROCESS UNITS OF CAES

In order to built up a model for the calculation of the thermodynamic cycle of CAES the basic process units have to be clarified. The process units compression, air and heat storage, throttling, expansion as well as heat exchange and combustion (described hereinafter in detail) are modeled within the program EES – Engineering Equation Solver. This program contains a wide data base of different fluid properties and equations of state. With two state properties a third can easily be calculated by its corresponding function. Besides state properties any other calculation has to be noted as equation (rather than assignments) and is solved by EES numerically.

#### A. Compression

During compression the working fluid is compressed from an initial pressure  $p_i$  to an outlet pressure  $p_o$ . Temperature is rising from  $T_i$  to  $T_o$ , where  $T_o$  is unknown and has to be calculated. For an ideal gas this can be done with the equation:

$$T_{o,rev.} = T_i \cdot (p_o/p_i)^{\kappa-1/\kappa}, \quad (1)$$

which can be derived from first law of thermodynamic for closed static systems (no potential, no kinetic energy) where any change of the inner energy equals changes of work and heat:

$$dU = \delta W + \delta Q. \quad (2)$$

For an adiabatic process with  $\delta Q = 0$  and ideal gas assumption  $dU = c_v \cdot dT$  and reversibility assumption  $\delta W = -p \cdot dv$  we get the equation

$$c_v dT = -p dv. \quad (3)$$

In combination with the ideal gas law  $p = R \cdot T/v$  and after integration within the limits  $T_i$  to  $T_o$  and  $v_i$  to  $v_o$  the following statement appears:

$$c_v \ln(T_o/T_i) = -R/c_v \ln(v_o/v_i) = \ln(v_o/v_i) - R/c_v. \quad (4)$$

For an ideal gas it can be assumed that  $c_p = c_v + R$  and the ideal gas law helps to replace  $v$  with  $p$  to get equation (1), where  $\kappa = c_p/c_v = 1.4$  for air as ideal gas.

The assumption that air behaves like an ideal gas is only in a pressure range close to atmospheric pressure suitable and is not sufficiently accurate for the entire CAES process (usually going up to 70 bars or higher). Therefore the actual CAES model is programmed in EES (Engineering Equation Solver) which uses more accurate equations of state, namely the calculations based on Lemmon et al. "Thermodynamic Properties of Air and Mixtures of Nitrogen, Argon, and Oxygen From 60 to 2000 K at Pressures to 2000 MPa" [5]. The programming code to obtain a state variable is limited to a simple statement, e.g. to get the entropy: "si = entropy('Air\_ha', p=p\_i, T=T\_i)", where "entropy(...)" is an EES function name that reflects in combination with the fluid name "Air\_ha" the equations according to [5] – an equation of state for dry air.

The corresponding manual calculation (e.g. for verification of EES' results) can be done by looking up the property table [5] with  $s_i(T_i, p_i)$  or can be calculated with the actual equation of state shown in [5] that is:

$$Z = p/\rho RT = 1 + \delta(\alpha^f/d\delta)_T, \quad (5)$$

with  $\alpha^f$  as the residual Helmholtz energy as a function of the (reduced) pressure and temperature and 76 constants. Further equations for the calculation of state variables are given in [5] as well as the estimated uncertainty of the results that are generally accurate to within 1 %.

Besides the equation of state, the primarily met reversibility assumption is not realistic. In a real irreversible process energy is dissipated and the isentropic efficiency  $\eta_s$  has to be considered when calculation the technical work

$$w = w_{\text{reversible}}/\eta_s. \quad (6)$$

This affects the temperature after compression as follows:

$$T_o = T_i + (T_{o,\text{rev}} - T_i) / \eta_s, \quad (7)$$

when assuming that the variation of  $c_{p,i}(T_i)$  is small and a medium  $c_{p,m}$  can be used for the temperature range  $T_i$  to  $T_o$ ). A realistic value for the isentropic efficiency of a compressor lies in the range  $0.7 < \eta_s < 0.88$  [6]. In the model at hand an isentropic efficiency for the compression of  $\eta_s < 0.80$  is chosen.

### B. Air and Heat storage

There are many possible pressure containers: solution mined salt caverns, mined hard rock caverns, porous rock such as aquifer [7] or depleted gas field [8], [9] as well as vessels for smaller applications and pressure bags for off shore applications. More costly and therefore less probable

alternatives are pipe batteries, cryogenic storage, absorption and adsorption in solids and liquids and reversible chemical combinations. [10] All of these options lead to the major challenge of CAES: the pressurized stored air should not exceed a certain temperature limit in order to assure storage integrity. Therefore a large amount of heat has to be removed from the compressed air stream before storage and either being dissipated or stored for the later use in the expansion process which leads over to the theoretical concept of "adiabatic CAES" (A-CAES), where no heat other than the compression heat is used to run the turbine process. In this concept no heat in form of fuel combustion is added to the process.

Heat can be stored in different ways: as sensible heat of a gas, liquid or solid as well as latent heat of a phase change, e.g. water vaporization and condensation.

The relevant temperature range for the heat storage in CAES concepts reaches from ambient to the maximum compression temperature. In the case of adiabatic concepts this can -in theory- be more than 900 K [11] or in a practical example for Huntorf 614 K. A realistic limit for available turbo compressors is up to 675 K [4].

The heat transfer medium has to be chosen according to the temperature level of the specific process. In the case of ADELE, an adiabatic CAES concept, for example sensible heat storage in fireproofed stoneware has been researched for a temperature level above 973 K [11].

### C. Throttle

Another major issue linked to the air storage is the pressure inside the storage reservoir. Cavities, caverns and vessels are isochoric tanks. During expansion the storage tank is being discharged and pressure drops, meanwhile the input pressure for the expander is required to vary only in a minimal range to make sure high efficiency during expansion. To bring together both requirements air can be stored in the tank with a surplus pressure and being throttled down to the required expander input pressure. This is obviously linked to efficiency loss. The implementation of an isobaric pressure tank is promising, but causes higher technical effort in the realization. There are several concepts addressing the isobaric storage option such as "ISACOST-CC" [3] or the off shore pressure bags [12].

The throttling process is modeled according to the Joule-Thomson-Effect assuming an isenthalpic pressure change. To calculate the resulting temperature the Joule-Thomson coefficient  $\mu_{JT}$  has to be determined from the Van-der-Waals-coefficients  $a_L$ ,  $b_L$  and fluid property molar heat capacity  $c_{p,m}$  through:  $\mu_{JT} = ((2a_L/(R \cdot T_i)) - b_L) / c_{p,m}$ . The temperature drop of the throttle can then be calculated with:

$$\Delta T = (p_i - p_o) \cdot \mu_{J,T} \quad (8)$$

### D. Expansion

Analogue to the compression, expansion outlet temperature  $T_o$  can be approximated based on the assumptions of ideal gas and reversibility which gives the outlet temperature (reversible)

$$T_{o,\text{rev.}} = T_i \cdot (p_o/p_i)^{\kappa-1/\kappa}. \quad (9)$$

Considering the isentropic efficiency (irreversibility) of the turbine that lies between  $0,7 < \eta_s < 0,88$  [6], the actual outlet temperature of the expansion is (for ideal gas)

$$T_o = T_i - \eta_s (T_i - T_{o,rev}). \quad (10)$$

The EES model uses the more precise equation of state for air according to [5]. In the model at hand an isentropic efficiency for the expansion of  $\eta_s < 0,80$  is chosen.

#### E. Heat exchange and combustion

Thermal cycling of compression heat and exhaust heat recuperation strongly influence the process efficiency. During compression a relatively high temperature level is reached that could exceed the capability of the compressor and of the following air storage. Due to this, compression in many CAES concepts is subdivided in several stages, intermitted by inter cooling (in Huntorf with cooling water [2]) and followed by an after cooler. The negative side effect of these heat exchangers is the pressure drop. To include this loss into the EES program a basic tubular heat exchanger is modeled using the following assumptions: cross flow, two inner and one outer passes, compressed air on tube side, cooling water on shell side, sufficient number of deflectors, fixed tube diameter, wall thickness and roughness. For any input of working fluid temperatures and pressures (inlet and outlet) as well as mass flow and maximum flow rate a dimensioning of basic tubular heat exchanger is accomplished and its resulting pressure drop is calculated on the basis of [13] Chapters A2, B2, C1, C3, G1.

#### IV. RESULTING T-S-DIAGRAMMS

From the above mentioned equations and under consideration of the plant configuration and design parameters of Huntorf and McIntosh the following T-s-Diagrams results:

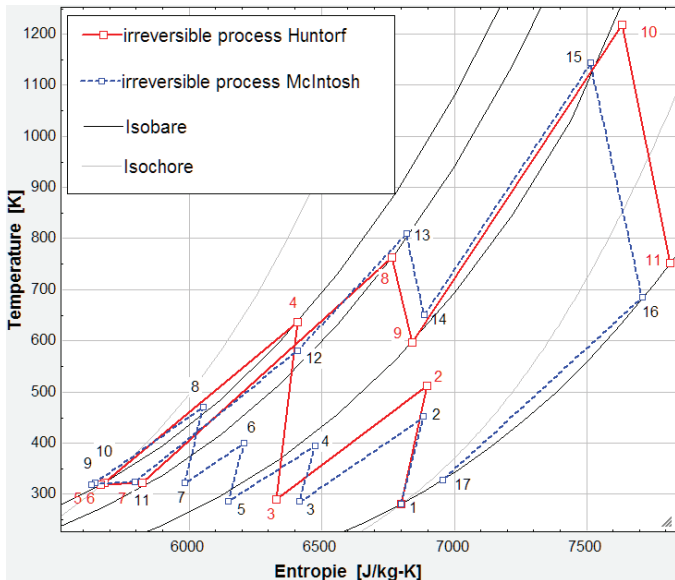


Figure 2. T-s-Diagram of Huntorf and McIntosh CAES processes

Several differences between Huntorf and McIntosh can be seen in Figure 2: Huntorf has 2 compression stages (1-2, 3-4), McIntosh has 4 compression stages (1-2, 3-4, 5-6, 7-8). That

automatically implies a lower temperature level in McIntosh's compressor train: lower than 500 K compared to Huntorf's over 600 K. The storage and expansion of both plants is quite similar. One major difference consists in the exhaust heat recuperation: McIntosh state point 11-12 is the air preheating with exhaust heat from 16-17. Huntorf entirely heats the air through natural gas combustion. The exhaust temperature of Huntorf is over 700 K while McIntosh's exhaust gas is close to ambient conditions.

The overall process efficiencies of both plants differs of about 12 percent points. Typically in literature Huntorf is cited with 42 % and McIntosh with 54 %. These values probably apply to the optimal operation conditions when no throttling is necessary. The calculation showed that the efficiency drops of about 2 to 3 % when maximal throttling (in the case that maximal charging level of the storage cavern is reached) is considered: Huntorf 40.4 % and McIntosh 51.1 %.

To demonstrate the necessity of irreversible calculation the following figure shows the Huntorf process under reversibility assumption.

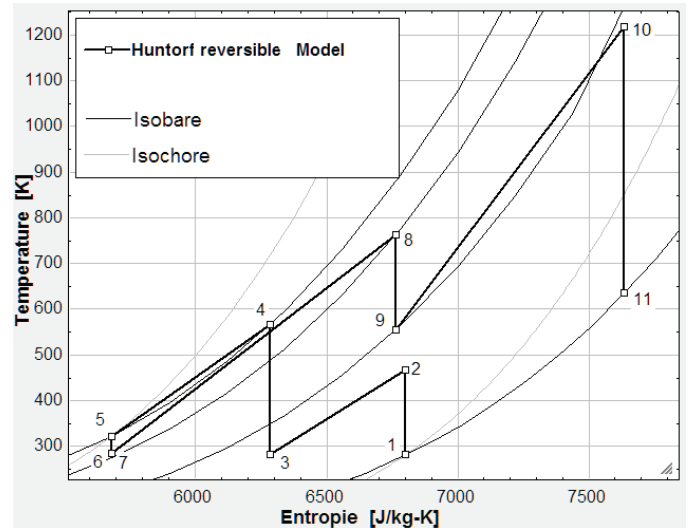


Figure 3. T-s-Diagram of Huntorf under reversibility assumptions

When idealizing Huntorf to a reversible process the maximal compression temperature (state point 4) is less than 600 K. Furthermore the efficiency of the overall plant rises to over 54 % which is 10 % over the actual plant efficiency. Accordingly any CAES calculation using reversibility assumption can only have a limited validity.

#### V. DISCUSSION

The model programmed in EES gives accurate results for the plant configurations Huntorf and McIntosh. Plant efficiencies correspond to the well known literature values. The resulting T-s-diagrams can be considered to give a good impression of the process cycles and operation parameters. But it has to be taken into account, that only the state points have been subject of the calculation, the connecting graphs are simplified to straight lines whereas curved trajectories would be more precise (e.g. in Fig. 2 the trajectory for the change of

state 16-17 would have to follow the corresponding isobaric graph).

The impact of changing ambient temperature is considerable and has not been subject of the analysis in this paper.

All calculations have been executed with the equations of state according to [5] for dry air. As the air at compression inlet corresponds to ambient conditions and as the air is stored in both plant configurations Huntorf and McIntosh in salt caverns that contain a certain amount of water it would be more precise to use property data of humid air. Any condensation and vaporization and its impact on the temperature has not been taken into account. Reference [4] showed that the effect of air humidity should not be neglected. Further improvements to the model at hand should be made especially concerning humidity.

An isentropic efficiency of 0.8 has been assumed for each compression and expansion stage. This value is within a realistic range, but the actual values may vary with approximately +/-0.1 which strongly influences the overall plant efficiency. The exact isentropic efficiencies of machinery at Huntorf and McIntosh plant are not published.

The heat loss during storage has not been taken into account because the air is cooled down approximately to the cavern temperature. Nevertheless could this model be improved by considering a possible temperature drop or rise depending on the storage condition.

#### ACKNOWLEDGMENT

Thanks to Prof. Roman Weber for his support as well as to the Energy Research Center Lower-Saxony for the opportunity of working in the field of energy storage.

#### REFERENCES

- [1] Giramont, Albert J.; Lessard, Robert D.: Exploratory Evaluation of Compressed Air Storage Peak-Power Systems (1974). in Energy Sources, Vol. 1, No. 3, Connecticut 1974
- [2] BBC AG (Hrsg.): Huntorf Air Storage Gas Turbine Power Plant (um 1980). in Sonderdruck Energy Supply Publication No. D GK 90 202 E, Mannheim
- [3] Nielsen, Lasse: GuD-Druckluftspeicherkraftwerk mit Wärmespeicher. Schriftenreihe des Energie-Forschungszentrums Niedersachsen EFZN, Band 14, Cuvillier Verlag Göttingen, 2013
- [4] Wolf, Daniel: Methods for design and application of adiabatic compressed air energy storage based on dynamic modeling. Dissertation, Laufen, Oberhausen. UMSICHT-Schriftenreihe Band 65, p.167, 2011 ISBN: 978-3-87468-264-0
- [5] Lemmon et al.: Thermodynamic Properties of Air and Mixtures of Nitrogen, Argon, and Oxygen From 60 to 2000 K at Pressures to 2000 MPa. J. Phys. Chem. Ref. Data, Vol. 29, No. 3, Pages 331-385, 2000
- [6] Borgnakke, Claus; Sonntag, Richard E.: Fundamentals of Thermodynamics. 7<sup>th</sup> Edition, John Wiley and Sons (Asia) Pte Ltd, 2009, ISBN 978-0-470-17157-8
- [7] Succar, Samir; Williams, Robert H.: Compressed Air Energy Storage: Theory, Resources, And Applications (2008). Energy Systems Analysis Group, Princeton Environmental Institute (PEI), 8 April 2008
- [8] EPRI-DOE Handbook of Energy Storage for Transmission and Distribution Applications, EPRI, Palo Alto, CA, and the U.S. Department of Energy, Washington, DC: 2003. 1001834.
- [9] Kushnir, Roy; Dayan, Abraham; Ullmann, Amos: Thermodynamic and hydrodynamic response of compressed air energy storage reservoirs: a review (2012). in Rev Chem Eng 28 (2012) S.123–148, Berlin DOI 10.1515/revce-2012-0006
- [10] National Research Council (U.S.): Assessment of Technology for Advanced Power Cycles. Ad Hoc Panel on Advanced Power Cycles. National Academy of Science, Washington 1977
- [11] RWE: ADELE – Der adiabate Druckluftspeicher für die Elektrizitätsversorgung. RWE Power AG Sonderdruck 2010 www.rwe.com/rwepower
- [12] Pimm; Garvey; Drew: Shape and cost analysis of pressurized fabric structures for subsea compressed air energy storage (2014). in Proceedings IMechE Vol. 225 Part C: Journal of Mechanical Engineering Science, Nottingham, 2014
- [13] VDI-Wärmeatlas. 11., bearbeitete und erweiterte Auflage. Verein Deutscher Ingenieure VDI-Gesellschaft Verfahrenstechnik und Chemieingenieurwesen (GVC), Düsseldorf, Springer Heidelberg 2012, ISBN 978-3-642-19980-6, DOI 10.1007/978-3-642-19981-3

# Validierung eines Brennstoffzellen-Matlab- Modells anhand einer NT-PEM- Brennstoffzelle

Stefanie Balzarek  
Fachhochschule Bielefeld  
Bielefeld, Deutschland  
stefanie.balzarek@fh-bielefeld.de

Kersten Kröger  
Fachhochschule Bielefeld  
Bielefeld, Deutschland  
kersten.kroeger@fh-bielefeld.de

Jens Haubrock  
Fachhochschule Bielefeld  
Bielefeld, Deutschland  
jens.haubrock@fh-bielefeld.de

**Zusammenfassung**—An der Fachhochschule Bielefeld wird im Rahmen des Forschungsprojektes „Optimierung von Brennstoffzellenheizgeräten als Komponente einer zukünftigen Gebäudeenergieversorgung in Smart Cities“ ein PEM-Brennstoffzellensystem mit integriertem BHKW-Simulator im skalierten Maßstab betrieben. Gefördert wurde der Langzeit-Teststand für PEM-BZ von dem Unternehmen „inhouse engineering GmbH“ aus Mitteln des Landes NRW (Programm FH Extra). Nach erfolgreicher Inbetriebnahme des Systems, ersten Probemessungen und dem Erstellen von Referenzkennlinien bei unterschiedlichen Betriebstemperaturen ist ein weiterer wichtiger Schritt innerhalb des Projektes die Modellbildung. Das Modell wird mit Hilfe von geeigneten Messungen verifiziert. Langfristig ist es das Ziel, eine Optimierung der Betriebsführung von Brennstoffzellenheizgeräten in Kombination mit unterschiedlichen Peripheriekomponenten wie z.B. einem thermischen Speicher und elektrischen Verbrauchern zu erreichen.

**Index Terms**—Brennstoffzelle, Mini-/Mikro-BHKW, stationäre Brennstoffzellensysteme, NT-PEM, KWK

## I. EINLEITUNG

Die Struktur der Energieversorgung befindet sich seit einigen Jahren in einem starken Wandel. Durch die vermehrte Einspeisung volatiler Erzeuger, wie beispielsweise Photovoltaik- und Windkraftanlagen, und dem zeitgleichen Ausstieg aus der Kernenergie (Großkraftwerke) ergeben sich neue Herausforderungen und Anforderungen an das zukünftige Energiesystem. Neben den bekannten Kriterien wie Effizienz, Verfügbarkeit und Versorgungssicherheit werden in Zukunft die Flexibilität eines Systems und die Nachhaltigkeit des eingesetzten Primärenergieträgers immer wichtiger. Diese neuen Anforderungen werden zu einer verstärkten Nachfrage an dezentralen Energien führen.[1]

Für die genannten Zwecke eignen sich unter anderem Kraft-Wärme- Kopplungs- Anlagen (KWK). Durch die zeitgleiche Erzeugung von Strom und Wärme kann der Brennstoffausnutzungsgrad gegenüber der alleinigen Stromerzeugung erhöht werden. KWK-Anlagen verbessern die wirtschaftliche Situation von dezentralen Anlagen, da sich bei ihrem Einsatz sogar die kostspieligen dezentralen Technologien für die Stromerzeugung rentieren. Als Beispiel dieser Technologien gilt die Brennstoffzelle.[1]

Die Brennstoffzelle wandelt chemisch gebundene Energie direkt in elektrische Arbeit um. Auf Grund dessen weisen Brennstoffzellen hohe Wirkungsgrade auf und eignen sich

somit besonders für kleine, dezentrale Energiesysteme. Zusätzlich eignet sich das sehr gute Teillastverhalten für den Einsatz in zukünftigen 'smart grids'. Zur Bereitstellung von Reserve- und Spitzenlast sind neben Gasturbinenkraftwerken auch flexible KWK-Anlagen nötig. Auch hier eignet sich ein dezentrales BZ-System. Über ein entsprechendes Lastmanagementsystem könnten diese Anlagen zentral gesteuert werden und auf Anforderung des Netzbetreibers kurzfristig zusätzlich Strom produzieren.[1]

## II. BESCHREIBUNG DES TESTSTANDES

### A. PEM Brennstoffzellen

Die Polymerelektrolyt- Brennstoffzelle (PEMBZ) eignet sich für stationäre Kleinanlagen bis hin zu Blockheizkraftwerken (0,5 bis 250 kW) [2].

Die PEMBZ kann in unterschiedlichen Temperaturbereichen betrieben werden. Ein Niedertemperatursystem arbeitet bei 40 °C bis 80 °C. Bei Hochtemperatursystemen (HT-PEM) liegt der Arbeitsbereich bei einer Temperatur von 130 °C bis 200 °C. Innerhalb des Projektes wird eine NT-PEM-BZ verwendet.[3]

Die schematische Darstellung und die Reaktionsabläufe einer PEMBZ sind in Abbildung 1 dargestellt. Die Zelle besteht aus zwei Elektroden, der Anode und der Kathode.

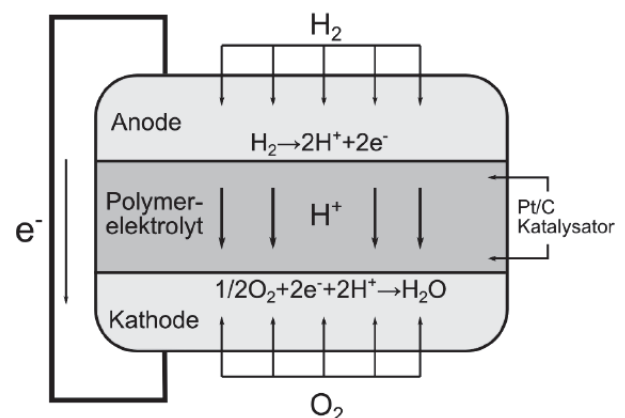


Abbildung 1. Schematische Darstellung einer PEMFC[4]

Diese werden mit einer dünnen Edelmetallschicht, meist Platin oder einer Platinlegierung, überzogen und dienen so als

Katalysator. Die Elektroden werden durch den Elektrolyten, eine ionendurchlässige Polymermembran, getrennt. Die Membran ist etwa  $20 \mu\text{m} - 200 \mu\text{m}$  dick und gasundurchlässig; somit wird eine direkte Reaktion von Wasser- und Sauerstoff verhindert. Des Weiteren ist die Membran elektrisch isolierend, sodass keine Elektronen sondern nur Ionen hindurch gelangen können. Diese „Sandwich“-Struktur wird als MEA (‘membrane electrode assembly’) bezeichnet und hat eine Dicke von unter einem Millimeter. Der Brennstoff (Wasserstoff) wird an der Anode zugeführt, das Oxidans (Sauerstoff, Luft) an der Kathode. An der Anode oxidiert der Wasserstoff und es entstehen Protonen (Wasserstoff-Ionen), welche durch die Elektrolytmembran transportiert werden, und Elektronen, die auf Grund der vorhandenen Potentialdifferenz über den äußeren Stromkreis zur Kathode fließen. Auf der Seite der Kathode rekombinieren die Sauerstoff- Ionen, die Elektronen und die  $\text{H}^+$  - Ionen, es entsteht Wasser.[4], [5]

Das Betriebsverhalten einer Brennstoffzelle erklärt sich anhand der Spannungs- Stromdichte- Kennlinie (U-J- Kennlinie). Eine typische Kennlinie ist in Abbildung 2 dargestellt. Eine ideale Brennstoffzelle könnte jeden beliebigen Strombetrag bereitstellen (solange genügend Brennstoff zur Verfügung steht), während die durch die Thermodynamik bestimmte Spannung konstant bleibt. In der Praxis ist die Zellspannung geringer als die thermoneutrale Spannung einer idealen Brennstoffzelle. Die Spannung ist nicht nur geringer als die theoretisch errechnete Spannung, sie nimmt mit steigender Stromstärke ab. Die thermoneutrale Spannung einer Zelle liegt bei 1,48 V und die reversible Klemmspannung bei 1,23 V.[4]

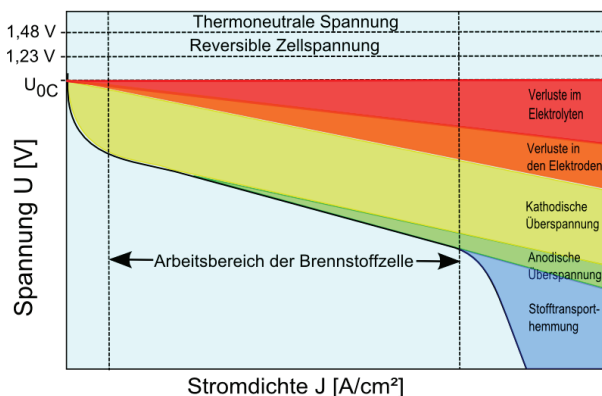


Abbildung 2. U-J-Kennlinie einer NT-PEM-Brennstoffzelle mit den einzelnen Verlustbereichen

Real wird eine Leerlaufspannung  $U_0$  von 0,9 V bis 1 V erreicht. Die Kennlinie kann in drei signifikante Bereiche eingeteilt werden. Der erste Bereich, bei geringen Stromdichten, zeichnet sich durch ein erhebliches Absinken der Zellspannung aus, welches aus Aktivierungsverlusten resultiert. Der zweite Bereich, maßgeblich durch ohmsche Verluste geprägt, zeigt bei zunehmender Stromstärke einen linear abfallenden Spannungsverlauf. Dieser Bereich kennzeichnet den Arbeitsbereich der Brennstoffzelle.[4] Im dritten Bereich zeigt sich ein starkes Absinken der Zellspannung. Verursacht wird dieser

Spannungsfall durch Stofftransporthemmungen[6].

Die PEMFC weist die höchste Leistungsdichte von allen BZ - Typen ( $300 - 1000 \text{ mW/m}^2$ ) auf. Außerdem besitzt sie eine gute Schnellstartfähigkeit und ein gutes An/Aus-Verhalten. Der teure Platinkatalysator, die ebenfalls teure Polymermembran und weitere Zusatzkomponenten erweisen sich als nachteilig. Die geringe CO- und S- Toleranz zählt ebenfalls zu den Nachteilen dieses Brennstoffzellentyps.[4]

Durch die gute Modulierbarkeit über einen weiten Arbeitsbereich in Kombination mit einer Wärmeauskopplung auf einem Niveau nahe der benötigten Nutzwärme, stellen PEM-Brennstoffzellen eine attraktive Grundlage für den Aufbau von BHKWs für Privathaushalte oder Gewerbebetriebe dar. Eine solche Anlage auf PEMBZ-Basis besteht im Wesentlichen aus drei Hauptkomponenten, dem Brennstoffzellenmodul, der Reformieranlage und dem Wechselrichter. Hinzu kommen Peripheriekomponenten wie Wärmetauscher, Befeuchter, Luftversorgung und eine Vielzahl von Sensoren und Aktoren zur Prozessüberwachung und Steuerung. Brennstoffzellen BHKWs sind vor allem im Bereich der stationären Systeme mit einer elektrischen Nennleistung von 1 kW bis 5 kW am Markt verfügbar.[7], [8]

### B. Teststand für Niedertemperaturbrennstoffzellen



Abbildung 3. Langzeit-Teststand (rechts) mit BHKW-Simulator (links)

Im Rahmen des Projektes ist an der FH Bielefeld 2013 ein Langzeit-Teststand für NT-PEM-BZ von dem Unternehmen „inhouse engineering GmbH“ angeschafft worden. Das gesamte Teststandsystem umfasst die Module Teststand und BHKW-Simulator, welche elektrisch und hydraulisch verbunden sind.

Die übergeordnete Regelung wird von einer SPS-Steuerung übernommen. Das Teststandmodul beinhaltet den PEM-BZ-Stack mit einer maximalen Leistung von  $570 \text{ W}_{el}$  und dessen Prozessgasdosierung und -konditionierung, den Primärkühlkreis sowie die elektronische Last. Der Teststand wird mit



reinem Wasserstoff betrieben, es besteht aber die Möglichkeit ein synthetisches Reformatgas- Gemisch aus Wasserstoff und Kohlendioxid zu verwenden.

Im BHKW- Modul sind der Wärmespeicher, die Wasserentsalzungsanlage, sowie der Wärmetauscher für die Wärmeabfuhr vorgesehen. Eine schematische Darstellung mit den wichtigsten Komponenten und Messstellen zeigt die Abbildung 4.[9]

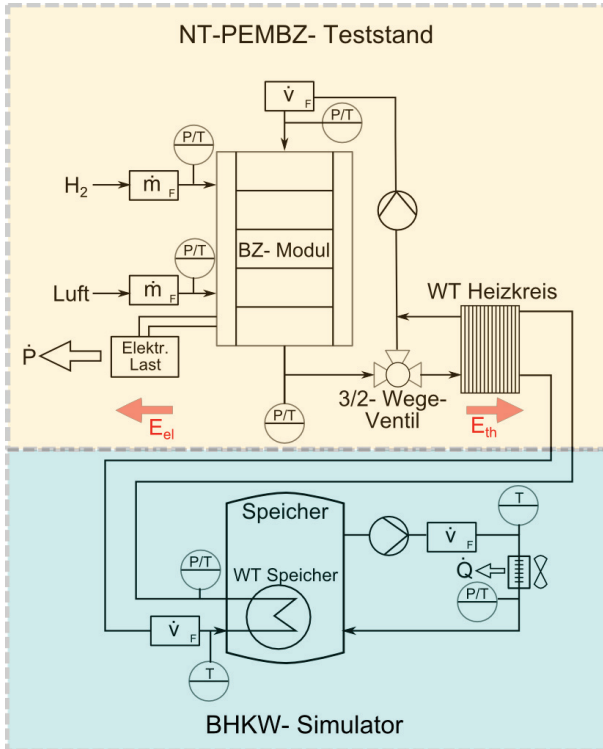


Abbildung 4. Fließschema des PEMBZ-Teststandsystems mit BHKW-Simulator

Der reine Teststandsbetrieb ermöglicht einen weitgehend von der Kühlung unabhängigen Betrieb der BZ, somit ist eine gute Charakterisierung der Zelle möglich. Durch den BHKW- Betrieb kann der Einsatz eines brennstoffzellenbasierten BHKW- Systems in einem Gebäude abgebildet werden.

### III. MATLAB-MODELL

Zur Simulation einer wärme- und stromgeführten Betriebsvariante wurde auf Basis eines mathematischen Modells eine Matlabanwendung programmiert. Als Basisdaten dienen Referenzlastprofile von Ein- und Mehrfamilienhäusern für den Einsatz von KWK- Anlagen, welche aus den VDI- Richtlinien 4655 stammen. Bei den gegebenen Lastprofilen wird zwischen den Jahreszeiten (Übergang/ Winter/ Sommer) unterschieden. Zusätzlich gibt es noch eine Unterscheidung von Werk- und Sonntagen. Im Winter und zur Übergangszeit werden zusätzlich noch die Wetterbedingungen (heiter/ bedeckt) berücksichtigt.[10], [11]

Die entwickelte Konsolenanwendung simuliert die elektrische und thermische Leistung der BZ anhand diverser Typtage

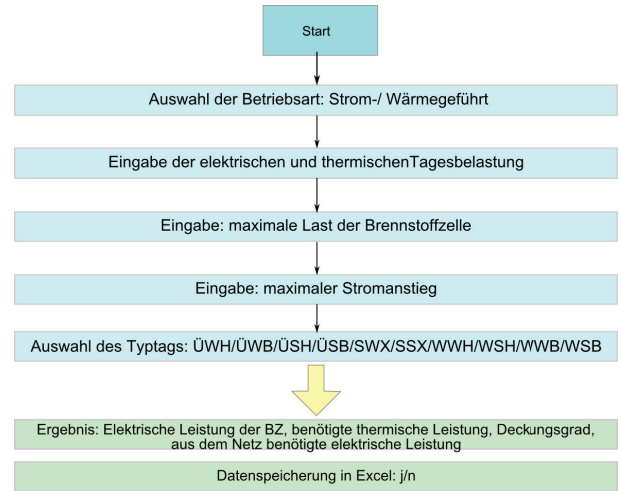


Abbildung 5. Programmablaufplan des BZ-Modells

und zeigt die benötigte thermische Leistung, den Deckungsgrad, sowie die zusätzlich aus dem Netz benötigte elektrische Leistung. Die Anwendung ist leicht bedienbar, schnell und grafisch anschaulich umgesetzt. Der Programmablauf ist in Abbildung 5 schematisch dargestellt, die Simulationsergebnisse werden exemplarisch in Abbildung 6 gezeigt.[10]

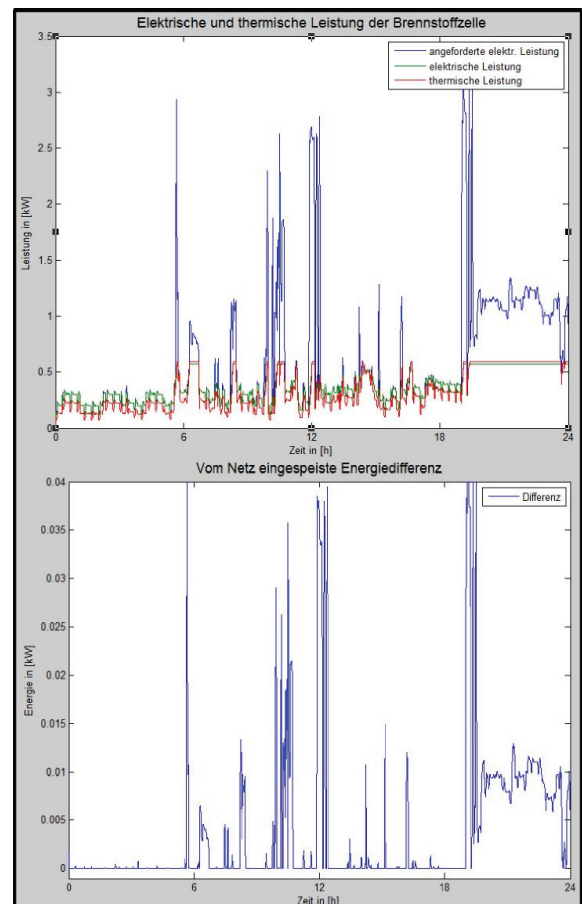


Abbildung 6. Simulationsergebnisse mit MATLAB

Zu den Einflussfaktoren zählen die elektrische Leistungsgrenze der Brennstoffzelle, sowie eine Verzögerung bei Lastwechseln. Als begrenzender Faktor des BZ- Systems erweist sich der Erdgas- Reformer, welcher in jedem Arbeitspunkt eine entsprechende Qualität und Quantität an Wasserstoff bereitstellen muss. Somit ist eine Veränderung des elektrischen Arbeitspunktes nur in wenigen Minuten möglich. Im Modell wird dies durch einen Verzögerungsfaktor berücksichtigt.[10], [12]

$$P_{el} = I_{SOLL}^2 \cdot \frac{m \cdot 1000}{A} + I_{SOLL} \cdot b \quad (1)$$

$$P_{therm} = \left\{ \begin{array}{l} \frac{R(273,15K+T)}{0,5 \cdot F} \cdot \ln \left( \frac{\frac{I}{A}}{I_{0,Kathode} \cdot p_{O_2}} \right) \\ + [U_0 - \left( \frac{I \cdot 1000}{A} + b \right)] \end{array} \right\} \cdot l \cdot n \quad (2)$$

$$I_{SOLL} = -\frac{b \cdot A}{2000 \cdot m} \pm \sqrt{\left( \frac{b \cdot A}{2000 \cdot m} \right)^2 + \frac{P_{el} \cdot A}{1000 \cdot m \cdot n}} \quad (3)$$

Zur Berechnung der elektrischen und thermischen Leistung gelten für den stromgeführten Betrieb im Betriebsbereich der Brennstoffzelle Formel (1) und (2). Die Parameter a und b sind von der Betriebstemperatur abhängig. Die nachfolgenden Ergebnisse und Messungen beziehen sich auf 60 °C.[10] Im heizwärmegeführten Betrieb ist der produzierte Strom vom Lastprofil des thermischen Speichers abhängig, somit ist der elektrische Tagesbedarf für die Berechnung nicht relevant. Die Führungsgröße, der Sollstrom, wird durch eine iterative Berechnungsformel bestimmt und zur Regelung der Speichertemperatur wird ein P-I- Regler verwendet.

#### IV. VALIDIERUNG DES MODELLS

Zur Validierung des erstellten Modells werden Messungen am vorhandenen Teststand durchgeführt. Insgesamt gibt es drei Testmessungen über jeweils acht Stunden. Dem Teststand wird der Sollstrom des zu messenden Typtages aus dem Modell übergeben. Die Messbedingungen sind bei allen drei Messungen gleich und in Tabelle 1 aufgeführt. Exemplarisch werden die Messungen für die Referenzlastprofile der folgenden Tage von 6:00 Uhr bis 14:00 Uhr durchgeführt:

- ÜWH (Übergang/Werktag/heiter)
- SWX (Sommer/Werktag)
- WSH (Winter/Sonntag/heiter)

Tabelle I  
BETRIEBSPARAMETER

Stöchiometrie Anode	1,2
Stöchiometrie Kathode	2,0
Laststrom	40 A- 146 A
Temperatur Kühlung Stackeintritt	60 °C

In Abbildung 7 werden die Ergebnisse des Modells mit den realen Messwerten verglichen. Es zeigt sich, dass das erstellte Modell die Realität abbilden kann. Große Abweichungen zwischen Modell und Messergebnissen resultieren vor allem

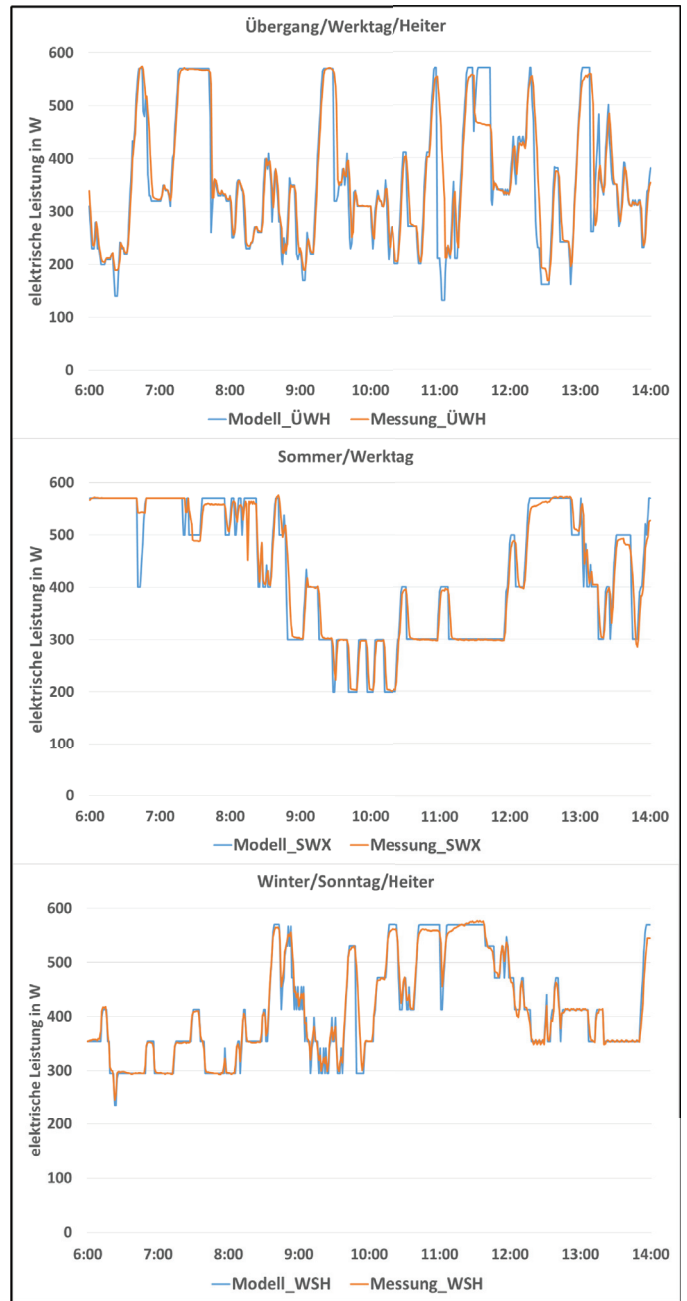


Abbildung 7. Vergleich der Messung und der Simulation

aus der Berücksichtigung des Reformers. Vor allem bei großen Lastwechseln führt dies zu einer Abweichung von Modell- und Messergebnissen. Bei einer realen Betriebsführung eines Brennstoffzellen- BHKWs würden solche starken Lastwechsel vermieden werden. Zur Validierung wird dieser Fehler nicht berücksichtigt, da die fehlende Systemdynamik allein auf den begrenzenden Faktor, den Reformer, zurückzuführen ist. Zur Fehlerberechnung wird diese Fehlerart nicht mit einbezogen. Insgesamt ergibt sich eine durchschnittliche Abweichung zum erwarteten Modellwert von knapp 3 %. Es zeigt sich, dass der Teststand durch das erstellte Modell innerhalb der gewählten

Grenzen funktioniert und zur Simulation verwendet werden kann.

#### V. WEITERE VORGEHENSWEISE

Im weiteren Verlauf des Projektes soll das vorgestellte Modell erweitert werden. Im nächsten Schritt werden der Warmwasserspeicher und die Peripheriekomponenten sowie der Eigenverbrauch dieser in das vorhandene Modell mit eingebunden. Damit wird eine vollständige Abbildung des Teststandes inklusive des BHKW- Simulators möglich. Nach erfolgreicher Modellbildung kann die Betriebsführung einer Brennstoffzelle untersucht und optimiert werden. Langfristig soll eine beobachterbasierte Steuerung für Brennstoffzellen-BHKWs für den Einsatz zur Gebäudeenergieversorgung in Smart Cities entstehen.

#### LITERATUR

- [1] KARL, Jürgen: *Dezentrale Energiesysteme: Neue Technologie im liberalisierten Energiemarkt*, 3rd ed. München. Oldenbourg, 2012
- [2] KURZWEIL, Peter: *Brennstoffzellentechnik: Grundlagen Komponenten, Systeme, Anwendungen*, 2nd ed. Springer Vieweg, 2013
- [3] LOEHN, Helmut: *Leistungsvergleich von Nieder- und Hochtemperatur-Polymerelektrolytmembran-Brennstoffzellen: Experimentelle Untersuchungen, Modellierung und numerische Simulation*. 2010
- [4] O'HAYRE, R.P.: *Fuel Cell Fundamentals*. John Wiley & Sons, Inc., 2006
- [5] BALZAREK, Stefanie: *Vorplanung eines autarken Wasserstoffsystems zur Elektroenergieversorgung des Solarhauses im Klimapark Rietberg*. Fachhochschule Bielefeld, 2013
- [6] HAUBROCK, Jens: *Parametrierung elektrischer Äquivalentschaltbilder von PEM Brennstoffzellen*. Univ, Fak. für Elektrotechnik und Informationstechnik Magdeburg, 2008
- [7] KREWITT, Wolfram: *Beiträge zur Umweltgestaltung: Brennstoffzellen in der Kraft-Wärme-Kopplung/ Ökobilanzen Szenarien, Marktpotenziale*. Schmidt, 2004
- [8] GUMMERT, Guido: *Stationäre Brennstoffzellen: Technik und Markt*. Müller, 2006
- [9] KRÖGER, Kersten: *Analytische Messungen zum Temperatur- Verhalten eines NT- PEM- Brennstoffzellenmoduls*. PESS 2014, 2014
- [10] WOLF, R.: *Entwicklung eines Matlabmodells für NT- PEM Brennstoffzellen im BHKW- Einsatz zur Abbildung elektrischer und thermischer Referenzlastprofile*. Fachhochschule Bielefeld, 2014
- [11] VDI: *Referenzlastprofile von Ein- und Mehrfamilienhäusern für den Einsatz von KWK- Anlagen*. VDI 4655, 2008
- [12] VETTER, Matthias: *Modellbildung und Regelstrategien für erdgasbetriebene Brennstoffzellen- Blockheizkraftwerke*. Fraunhofer IRB Verlag, 2005

# Modular Polymer Electrolyte Membrane Fuel Cell and Electrolyser Stack Design with Hydraulic Compression

Ulrich Rost, Jeffrey Roth, Michael Brodmann

Westphalian Energy Institute of the Westphalian University of Applied Science  
Gelsenkirchen, Germany  
ulrich.rost@w-hs.de

**Abstract**—An energy economy with high share of renewable but volatile energy sources is dependent on storage strategies in order to ensure sufficient energy delivery in periods of e.g. low wind and/or low solar radiation. Hydrogen as environmental friendly energy carrier is thought to be an appropriate solution for large scale energy storage. In 2011 the NOW (national organisation for hydrogen in Germany) calculated the demand for hydrogen energy systems as positive (0.8 GW to 5.25 GW) and negative supply for varying power demand (0.68 to 4.3 GW) for the German energy economy in 2025 [1]. Due to its dynamic behaviour on load changes polymer electrolyte membrane fuel cells (PEMFC) as well as water electrolyser systems (PEMEL) can play a significant role for large scale hydrogen based storage systems. In this work a novel design concept for modular fuel cell and electrolyser stacks is presented with single cells in pockets surrounded by a hydraulic medium. This hydraulic medium introduces necessary compression forces on the membrane electrode assembly (MEA) of each cell within a stack. Furthermore, ideal stack cooling is achieved by this medium. Due to its modularity and scalability the modular stack design with hydraulic compression meets the requirements for large PEMFC as well as PEMEL units. Small scale prototypes presented in this work illustrate the potential of this design concept.

**Keywords**—PEMFC, PEMEL, modular stack design, hydraulic compression

## I. INTRODUCTION

In the year 2050 Germany intends to generate over 80% of its electrical energy by renewable sources [2]. To succeed in transforming the German energy sector towards this high share of renewable energy sources huge effort has to be made in improving electrical grid infrastructure as well as in extending energy storage. To fulfil carbon dioxide emission targets it is common sense to result in carbon free strategies.

Producing hydrogen ( $H_2$ ) and oxygen ( $O_2$ ) in water electrolyzers is a potential solution for using excess energy in periods of low demand [3]. Storing large amounts of  $H_2$  in caverns under earth and transportation of it in pipelines is shown at few locations worldwide [4]. In order to generate electrical energy in times of high demand fuel cell systems can be powered by  $H_2$  and  $O_2$  or air. Due to high power density and dynamic part load operation polymer electrolyte membrane

(PEM) based fuel cell or electrolyser systems are appropriate for this purpose [5 – 6]. Demonstration projects in Germany, like ‘ $H_2$  Herten’ or ‘Falkenhagen’, started operation within the last months [7 – 8].

The main component in PEMFCs as well as PEMELs is the membrane electrode assembly (MEA). MEAs for PEMFCs (Figure 1) consist of an ions conducting but electrical insulating membrane, which is coated from both sides with catalytic material (CCM – catalyst coated membrane) and, furthermore, an electrical conducting gas diffusion layer (GDL) on the anode as well as on the cathode side. Such a MEA is placed between two pole plates with gas channels (flow field). Together these components form a single fuel cell. In operation  $H_2$  and  $O_2$  or air (ca. 21 %  $O_2$ ) are supplied over the flow field and finely distributed to the catalyst due to the high porosity of a GDL.  $H_2$  is delivered to the anode and  $O_2$  is delivered to the cathode, where product water evolves ( $H_2 + \frac{1}{2} O_2 \rightarrow H_2O + \Delta H$  with  $\Delta H$  equals  $3 \text{ kWh m}^{-3}$  according to the lower heating value (LHV) of  $H_2$ ) [9 – 12]. PEMEL working the other way round ( $H_2O + \Delta H \rightarrow H_2 + \frac{1}{2} O_2$  with  $\Delta H$  equals  $3.6 \text{ kWh m}^{-3}$  according to the higher heating value (HHV) of  $H_2$ ) are designed in a very similar way, therefore, description in more detail is negligible for this work.

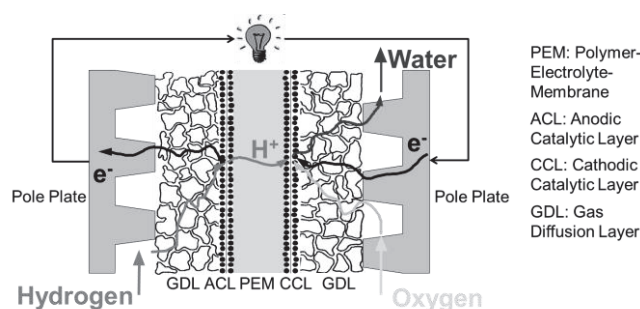


Figure 1: Schematic drawing of a PEMFC cross section

Conventional fuel cell stacks consist of several single fuel cells connected electrically in series which increases stack voltage at constant current. To reduce electrical resistance pole plates are constructed in bipolar design, so that a flow field is arranged on each side of the plates. Mono-polar plates are placed on the stacks extremities with a flow field only on one

side. Furthermore, special pole plates which have channels for cooling water can be placed within the stack to protect it from overheating. Over two strong endplates which are pulled together by tie bolts, necessary compression forces are induced (see Figure 2) [9, 11, 12].

To reduce reactance within PEMFC or PEMEL stacks (describing gas flow losses as well as electrical losses) without setting down porosity of the electrode's layers, an optimal compression over the whole cell surface is needed. Therefore, homogenous cell compression is a central requirement for PEMFC as well as PEMEL systems [13 – 20]. Since, temperature conditions of an electrochemical cell have tremendous impact on the operation characteristics it has to be taken into account of [11, 12, 21].

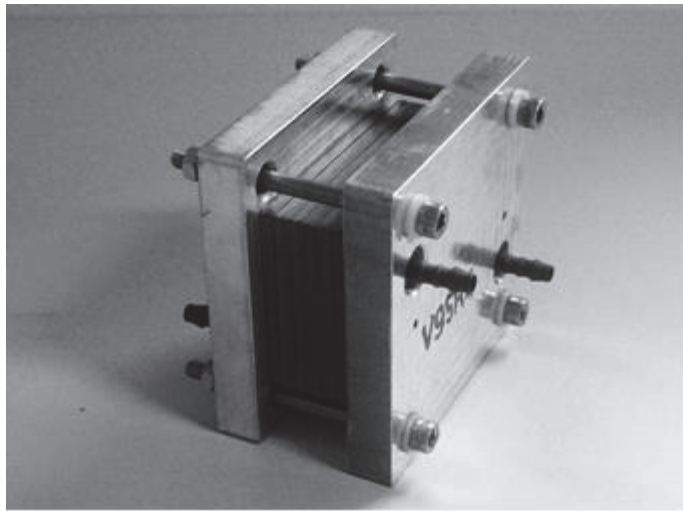


Figure 2: Photograph of a PEMFC with mechanical compression over tie bolts

## II. MODULAR STACK DESIGN WITH HYDRAULIC COMPRESSION

### A. Fuel Cell Stack Design

At the Westphalian University of Applied Sciences in Gelsenkirchen a new stack design for electrochemical cells based on hydraulic compression of single cells has been patented [22]. With this stack design fuel cell systems can be constructed which contain a variable defined number of single cells which are connected in series over flexible copper ribbon cables. These are arranged in flexible pockets within a pressure tank filled up with fluid. In operation cells are fixed within the tank by pressurising this fluid. However, e.g. for maintenance reasons pressure can be released so that changing cells is possible. CAD design is shown in Figure 3. A detailed explanation of a modular fuel cell stack with exchangeable spare parts is given in [23, 24].

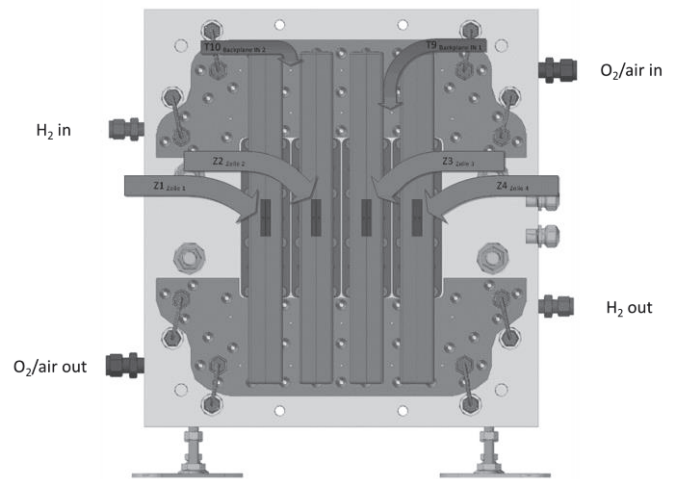


Figure 3: Schematic drawing of a modular PEMFC with four single cells (view from on top)

During operation a hydraulic medium surrounds each fuel cell of the presented stacks in the way that surface pressure on each cell is identical. The hydraulic pressure within the stack is controlled by a pneumatic actuator. The system's pressure control keeps a constant pressure level. This is necessary at e.g. start-up procedure, when stack temperature rises from room temperature to operating temperature (ca. 60 °C – 80 °C). Furthermore, temperature of the whole stack can be controlled by cooling the hydraulic medium. This guarantees homogeneous temperature distribution for each cell as well as protection against overheating. Waste heat recuperation for a combined heat and power system (CHP) can easily be realised. Hence, operation conditions with this type of stack are nearly ideal, if the parameters of the delivered process gases are constant. In order to deliver gases with identical physical characteristics to each fuel cell, these are connected in parallel to temperature controlled manifolds (for O<sub>2</sub>/air as well as for H<sub>2</sub>). Each cell has a clip which connects it to this manifold. However, connecting cells gas technically in series is also possible with another kind of manifold which joins a cell's outlet with the next cell's intake. But due to unfavourable pressure drop after each cell, delivering the gases in series is limited to only few cells.

Two fuel cell stack prototypes with hydraulic compression have been realised so far. Water has been used for cell compression as temperature limit for PEMFC is ca. 80 °C. However, high temperature PEMFC systems (up to 200 °C) can be realised by using thermal stable oil instead. The first prototype A is constructed with three fuel cells with an active cell area of 20.25 cm<sup>2</sup> (45 mm x 45 mm) and a four channels flow field. Photograph of this small scale module is shown in Figure 4.

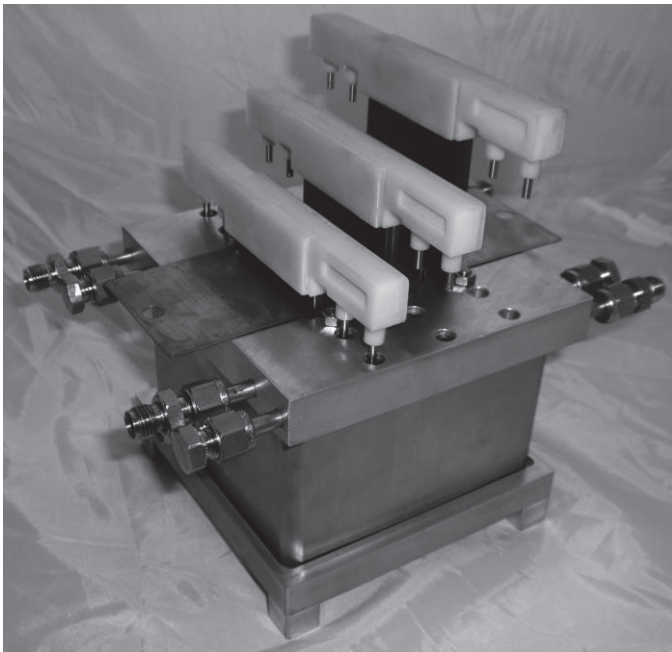


Figure 4: Photograph of a PEMFC with hydraulic compression

The second prototype B is a stack with four cells. Each cell has an active cell area of  $182.35 \text{ cm}^2$  ( $93 \text{ mm} \times 197 \text{ mm}$ ). Flow field design is different due to rectangle design. Furthermore, flow field is realised by 13 parallel channels.

### B. Electrolyser Stack Design

Due to electrochemical pressurisation with PEMEL  $\text{H}_2$  and  $\text{O}_2$  can be produced at a high pressure level e.g. above 50 bar. This is interesting for power-to-gas systems which feed produced  $\text{H}_2$  directly into a gas pipeline without further mechanical pressurisation. Diverted from the modular stack design with hydraulic compression a new concept for a high pressure electrolyser has been applied for patent [25]. Here a modular PEMEL with hydraulic compression is capsuled within an outer pressure container. The pressure in the outer capsule is controlled according to the inner electrolyser cell pressure. This concept overcomes sealing problems as differential pressure between inner cell and outer capsule is controlled to a level of maximum 5 bar. Furthermore, the hydraulic medium for cell compression can also be controlled according to the inner cell pressure. This is favourable as the MEA of each cell can be compressed at an optimum compression level over the whole range of delivery pressure.

A prototype for a modular high pressure PEMEL with hydraulic compression is recently under development. After consideration of basic design elements like the pole plate design, within the scope of an ongoing project a 60 kW electrolyser system with 72 cells each producing at least  $0.1 \text{ Nm}^3 \text{ h}^{-1}$  is developed. First design study of this electrolyser with  $250 \text{ cm}^2$  active cell area can be seen in Figure 5. A low cost design is expected by the use of low cost components for this system. In order to achieve necessary knowledge a small scale prototype has been constructed first with an active cell area of  $25 \text{ cm}^2$  ( $50 \text{ mm} \times 50 \text{ mm}$ ).

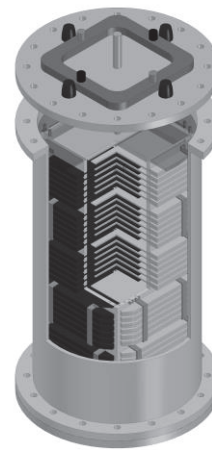


Figure 5: CAD drawing of a 60 kW high pressure PEMEL with hydraulic compression

## III. EXPERIMENTALS, RESULTS AND DISCUSSION

MEAs for the fuel cell prototypes as well as for the electrolyser prototype have been prepared by commercially available components. All stacks have been characterised according to their polarisation behaviour in full automated test benches with process media treatment and monitoring. The fuel cell test bench is connected to a central  $\text{H}_2$  gas storage. Ambient air is delivered to the cathode by a diaphragm pump. For safety reasons nitrogen can be purged through the gas channels e.g. in order to remove oxygen in the anodic gas path. Mass flow, temperature and pressure of the feed gases are detected. The electrolyser test bench is equipped with feed water heating. Temperature and pressure of the feed water as well as of the excess gases are monitored. All measurements are saved in a central data base. Both test benches are connected to the safety infrastructure of the laboratory for a safe unattended operation.

Polarisation curves for the described fuel cell stacks have been determined with an electronically controlled load type Höcherl & Hackl ZS1806NV (maximum load current is 150 A). DC power supply type Deutronic D-IPS 40A/30V has been used for water electrolysis. Polarisation curves are determined at constant current mode. Corresponding voltage is measured.

### A. Characterisation of Fuel Cell Stacks

For both prototypes pole plates are manufactured from graphite due to its high electrical and thermal conductivity. MEAs have been prepared from Gore® components. As CCM Primea® FCM has been used. Carbel® GDM CNW20B has been taken as GDL. Cell assembly is handmade.

Both stacks are investigated in  $\text{H}_2$ /air operation at room temperature. Stacks have start-up condition. MEAs are conditioned by fast cycling procedure according to the Gore® data sheet.  $\text{H}_2$  with high purity 6.0 is delivered with slightly overpressure of 0.2 bar. Hydrogen is circulated by a diaphragm pump from the anodic outlet to the anodic intake in order to save fuel. Only the amount of consumed  $\text{H}_2$  is fed to the anodic gas path. Ambient air and hydrogen are delivered without additional humidification. Air stoichiometry is set to  $\lambda = 3.5$  which means 3.5 times more oxygen is delivered to the

fuel cell as would be needed for an entire reaction. The  $\lambda$ -control is implemented in the test bench's PLC (programmable logic controller).

Figure 6 shows polarisation curve of prototype A with each cell having an active cell area of 20.25 cm<sup>2</sup>. Polarisation curve of prototype B with each cell having an active cell area of 182.35 cm<sup>2</sup> can be taken from Figure 7.

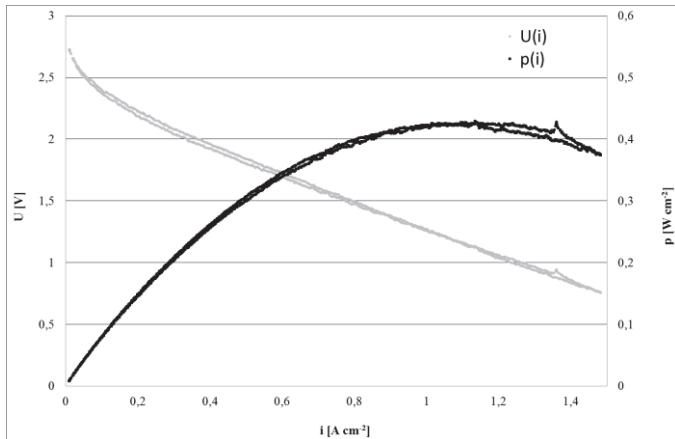


Figure 6: Polarisation curve of modular PEMFC stack with three cells

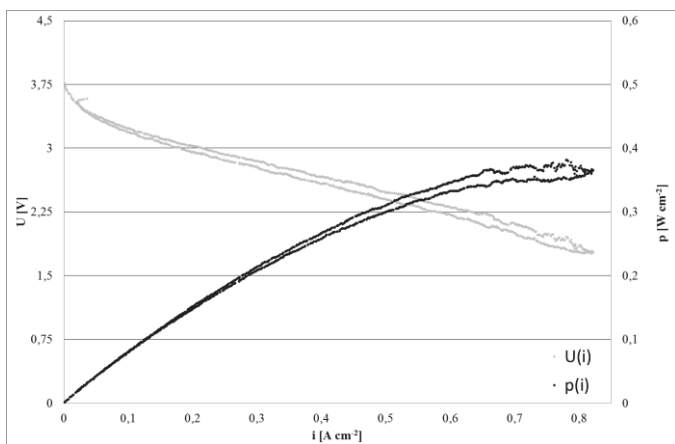


Figure 7: Polarisation curve of a modular PEMFC stack with four cells

Open circuit voltage of both fuel cell prototypes is in the range of 0.9 V for each cell (theoretical maximum is 1.2 V according to LHV). For prototype A 2.7 V and, respectively, for prototype B 3.7 V has been measured in open circuit. This effect occurs due to activation losses referred to the electrochemical reactions. At fuel cell operation voltage drops nearly linearly with the applied load up to the point of maximum power output. This results from the internal resistance as well as from ionic membrane losses.

For nearly ambient conditions (stack temperature at 30 °C, operation with un-humidified ambient air) maximum power output of fuel cell prototype A is in the range of 27 W (0.43 W cm<sup>-2</sup>) at an output voltage of 1.15 V ( $\eta = 32 \%$ ). Maximum power output of fuel cell prototype B is 290 W (0.38 W cm<sup>-2</sup>) at an output voltage of 1.92 V ( $\eta = 39 \%$ ). Although active cell area is different by a factor of nine specific maximum power

output is in the same range. As linear upscaling of a pole plate design is not possible in most cases, slightly design differences are necessary (e.g. channel length, channel diameter or channel number). Therefore, differences in power output of prototype A and B occur mainly due to different flow field design. Furthermore, increase of resistance losses is likely due to higher current of prototype B. However, increasing diameter of the connecting copper cables can be an appropriate solution.

Long term operation of prototype A and B results in stack temperature of above 50 °C. At higher temperatures reaction kinetics is increased. Therefore, higher power output would be expected. But problems occurred due to un-humidified operation which decreases ionic conductivity of the PEM. This results in un-stable operation. Recuperation of excess humidity could be an appropriate solution. However, for small scale PEMFC stacks (< 1 kW) recuperation systems are not commercially available.

### B. Characterisation of Electrolyser Stack

The electrolyser pole plates are manufactured from thin titanium sheets. Instead of a flow field a simple pocket is formed into the material. Titanium felt is used for distribution of water to the catalyst layer. This felt fits into a pole plate's pocket. MEAs for the electrolyser prototype are prepared by fumea® as CCM and titanium felt, both from Fumatech®.

Water is circulated on the anode as well as on the cathode side in order to achieve nearly identical pressure level. Feed water is tempered to constant conditions up to 50°C. Polarisation curves shown in Figure 8 have been determined for 30, 40 and 50 °C.

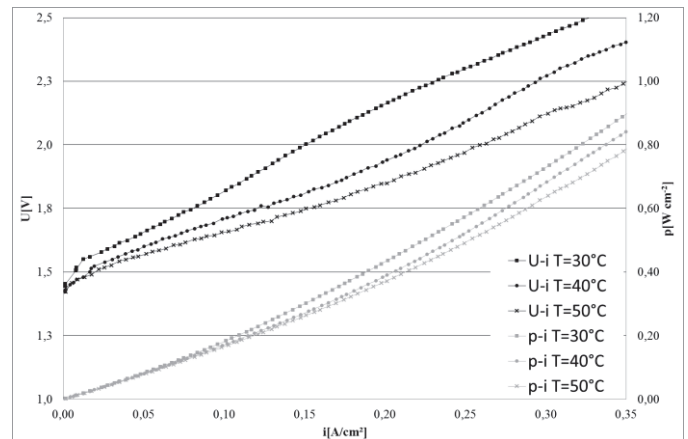


Figure 8: Polarisation curve of a modular PEMEL stack with one cell

The electrolyser prototype presented in this work shows power consumption of 13.25 W (0.53 W cm<sup>-2</sup>) at a cell voltage of 2 V. Respectively, this refers to hydrogen evolution of about 2.7 Ndm<sup>3</sup> h<sup>-1</sup>. The specific energy demand is 4.9 kWh Nm<sup>-3</sup>H<sub>2</sub>. Increasing the DC power would lead to further H<sub>2</sub> production. However, due to higher cell voltage this results in increased electrode corrosion phenomena. Especially carbon content within the CCM is prone to electro corrosion. Dissolution of parts of the electrode results in decrease of catalytic material. Therefore, for long term operation cell voltage of below 2 V is suggested.

Like for PEMFC operation at higher temperatures results in better PEMEL performance due to increased reaction kinetics. Power consumption for the production of  $2.7 \text{ Nm}^3 \text{ h}^{-1}$  is reduced from 15.25 W at 30 °C to 13.25 W at 50 °C (decrease of 14 %). For large scale units PEMEL stack cooling controls temperature to 80 °C. Therefore, further improvements are expected for the large scale prototype (72 cells, 60 kW).

In comparison to state of the art PEMEL systems<sup>1</sup> power density is rather low for the presented prototype, but specific energy demand indicates high stack efficiency (> 70 % according to HHV of H<sub>2</sub>). However, stack and cells are manufactured with a focus on the ability of series production in order to achieve costs targets for the large scale prototype. Stainless steel pressure containers used for this application have standard dimensions. Pole plate forming is achieved by mechanical pressing which is known for mass production. Titanium felts as well as the CCMs can be produced in large scale. Further cost reductions can be achieved e.g. by the use of titanium meshes, but further investigations would be needed.

#### IV. CONCLUSIONS

Upscaling the presented 20.25 cm<sup>2</sup> cell geometry to factor of nine decreases specific power output of 12 %. For prospective applications it is expected to realise single cells with very large active cell area above 1,000 cm<sup>2</sup> having specific power output of at least 0.35 W cm<sup>-2</sup> in robust operation mode (ambient conditions, H<sub>2</sub>/air, no humidification). Increasing number of cells does not affect specific power output significantly. Therefore, it can be concluded that realising large scale stacks with any number of cells is possible. This may attract PEMFC based stationary applications, especially, for high temperature PEMFC.

In order to result in a 60 kW high pressure PEMEL stack, upscaling the presented small scale prototype is necessary. From obtained results on PEMFC stacks it can be concluded that upscaling is possible. The presented stack design already shows a construction route for low cost systems which is necessary for large scale applications.

Few design changes are needed to convert the presented stacks into energy systems with waste heat recuperation. E.g. a CHP system for household heating can operate by heat exchanging a PEMFC stack's inherent cooling water which is also used for cell compression. For large scale hydrogen energy systems based on the presented design concept industrial CHP is imaginable.

#### REFERENCES

- [1] T. Smolinka, M. Günther, J. Garcke (2011): Stand und Entwicklungspotenzial der Wasserelektrolyse zur Herstellung von Wasserstoff aus regenerativen Energien. Available at: [http://www.hs-ansbach.de/upload/tx\\_nxlinks/NOW-Studie-Wasserelektrolyse-2011.pdf](http://www.hs-ansbach.de/upload/tx_nxlinks/NOW-Studie-Wasserelektrolyse-2011.pdf). Accessed: 2014-11-11
- [2] Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie und Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (2010): *Energiekonzept*. Available at: [http://www.bundesregierung.de/ContentArchiv/DE/Archiv17/\\_Anlagen/2012/02/energiekonzept-final.pdf?\\_\\_blob=publicationFile&v=5](http://www.bundesregierung.de/ContentArchiv/DE/Archiv17/_Anlagen/2012/02/energiekonzept-final.pdf?__blob=publicationFile&v=5). Accessed: 2014-11-11
- [3] D. Stolten (Ed): Hydrogen and Fuel Cells. Wiley-VCHWeinheim, 2010, pp. 207-226.
- [4] D. Stolten (Ed): Hydrogen and Fuel Cells. Wiley-VCHWeinheim, 2010, pp. 121-148.
- [5] Ballard, press release (2010): Ballard Tests 1 MW PEM Power Plant. Available at: <http://www.h2euro.org/2010/ballard-tests-1-mw-pem-power-plant>. Accessed: 2014-11-11
- [6] D. Stolten (Ed): Hydrogen and Fuel Cells. Wiley-VCHWeinheim, 2010, pp. 755-786.
- [7] K. Klug (2013): Wasserstoff als Energiespeicher. Available at: [http://www.brennstoffzelle-nrw.de/fileadmin/daten/jahrestreffen/2013/11\\_Klug\\_WF-HS-GE\\_Windstrom-Herten\\_NBW20131114.pdf](http://www.brennstoffzelle-nrw.de/fileadmin/daten/jahrestreffen/2013/11_Klug_WF-HS-GE_Windstrom-Herten_NBW20131114.pdf). Accessed: 2014-11-11
- [8] E.ON, press release (2013): E.ON nimmt „Power to Gas“-Pilotanlage im brandenburgischen Falkenhagen in Betrieb. Available at: <http://www.eon.com/de/presse/pressemitteilungen/pressemitteilungen/2013/8/28/eon-nimmt-power-to-gas-pilotanlage-im-brandenburgischen-falkenhagen-in-betrieb.html>. Accessed: 2014-11-11
- [9] J. Zhang (Ed): PEM Fuel Cell Electrocatalysts and Catalyst Layers Fundamentals and Applications. Springer Verlag, London, 2008, pp. 1-88.
- [10] A. Heinzl, F. Mahlendorf, J. Roes: Brennstoffzellen Entwicklung, Technologie, Anwendung, third ed., C.F. Müller Verlag, Heidelberg, 2006.
- [11] C. Hamann, W. Vielstich, Elektrochemie, third ed., Wiley-VCH, Weinheim, 1998.
- [12] F. Babir, PEM Fuel Cells Theory and Practice, second ed., Elsevier, Waltham, San Diego, London, 2013.
- [13] P. Zhou, P. Lin, C.W. Wu, Z. Li, International Journal of Hydrogen Energy 36 (2011) 6039-6044.
- [14] S. Asghari, M.H. Shahsami, M.R. Ashraf Khorasani, International Journal of Hydrogen Energy 35 (2010) 9291-9297.
- [15] S. Asghari, A. Mokmeli, M. Samavati, International Journal of Hydrogen Energy 35 (2010) 9238-9290.
- [16] P.A. Garcia-Salaberri, M. Vera, R. Zaeza, International Journal of Hydrogen Energy 36 (2011) 11856-11870.
- [17] S. Park et al., International Journal of Hydrogen Energy 38 (2013) 6481-6493.
- [18] D. Qiu, P. Yi, L. Peng, X. Lai, International Journal of Hydrogen Energy 38 (2013) 6762-6772.
- [19] X. Wang, Y. Song, B. Zhang, Journal of Power Sources 179 (2008) 305-309.
- [20] X.Q. Xing, K.W. Lum, H.J. Poh, Y.L. Wu, Journal of Power Sources 195 (2010) 62-68.
- [21] J.G. Pharoaha, O.S. Burheimb, Journal of Power Sources 195 (2010) 5235-5245.
- [22] M. Brodmann, M. Greda, J. Roth, C. Mutascu, DE102009057494 A1 (German patent)
- [23] M. Brodmann, M. Greda, Hzwei 04/12 (2012) 14-15.
- [24] U. Rost, M. Brodmann, V.-A. Şerban, C. Mutascu, J. Roth, B. Zekorn., Scientific Bulletin of the “Politehnica” University of Timisoara, Romania Transactions on Mechanics, Vol. 57 (71), Iss. 2 (2012) pp. 1-6
- [25] M. Brodmann, U. Rost M. Greda, J. Roth, C. Mutascu, A. Wildometz, DE102012018243 A1 (German patent)

<sup>1</sup> 0.6 – 4.4 W cm<sup>-2</sup> at 80 °C; 4.5 – 7.5 kWh m<sup>-3</sup>H<sub>2</sub> [1]





## Fit für die Zukunft?

ABB zählt zu den weltweit führenden Unternehmen der Energie- und Automatisierungstechnik. Steigender Energiebedarf, Klimaveränderungen, Energiewende: Wir arbeiten an einigen der wichtigsten ökologischen Herausforderungen unserer Zeit und bieten Berufserfahrenen, Absolventen und Studenten Möglichkeiten, heute schon an den Lösungen von morgen mitzuarbeiten.

Entdecken Sie den Unterschied, den Ihre Initiative, Motivation und Begeisterung für Technologie machen kann, und warum **eine bessere Welt mit Ihnen** unter [www.abb.de/karriere](http://www.abb.de/karriere) beginnt.

Our project.  
Your legacy.

# Construction, commissioning and use of a test bench for smart meter accuracy verification

Stephan Röhrenbeck  
University of Kaiserslautern  
Chair for Energy Systems and Energy Management  
Kaiserslautern, Germany  
roehrenbeck@eit.uni-kl.de

**Abstract**—As a result of the ever-increasing share of renewable energies in electricity production and the associated volatile supply of renewable generation facilities, overvoltages going beyond the norm already occur today. To counter this and to be able to intervene, the relevant operational values have to be known. This paper describes the construction, commissioning and use of a test bench to verify the accuracy of smart meters deployed for the determination of operating variables. The accuracy of a specific smart meter is verified at the previously developed test bench under the utilization of various test methods, to review the functionality of the test bench. The construction of the test bench and its software allow to check all measurable factors of different smart meter models and make the individual creation and customization of measurement methods possible. The results of the exemplary measurements show that gross errors occur both in the averaging of the angle measurements as well as for the measurement-period adjustment.

**Keywords**—Smart meter; test bench; calibration; renewable energy; accuracy verification

## I. INTRODUCTION

Based on the experiences and knowledge to the global climate change, there were massive energy and climate political changes in the recent years within the European Union (EU). On the one hand, common climate policy objectives for the reduction of greenhouse gas emissions in the entire EU were defined. On the other hand, every country in the international community received its own targets, which have to be achieved through individual strategies of the member states. The resulting energy concept of the German Federal Republic, based on these specifications to achieve the national targets, is supposed to ensure a reliable, economical and environmentally friendly energy supply. Here, the focus is in particular a sharp rise in the share of renewable energies in addition to the reduction of energy consumption and the reduction of greenhouse gas emissions. To achieve the scheduled share of the renewable energy concept, meaning a share of renewable energies in gross electricity consumption of 35 percent in 2020, the renewable energy law (Erneuerbare-Energien-Gesetz = EEG) was reformed in 2009.

Due to adjustments in the “Erneuerbare-Energien-Gesetz” (EEG) and the associated subvention of renewable energies, there was a huge expansion of decentralized and renewable generation facilities in the last years, which is expected to continue. From the beginning of 2009 until the end of 2013 the

share of renewables in gross electricity consumption rose in Germany by 9.1 percentage points to 25.4 percent [1]. Wind and photovoltaic farms feed generally in the high-voltage grid and individual wind turbines and photovoltaic systems exclusively in the low and medium-voltage grid. The volatile supply of renewable energies leads in low and medium voltage networks to voltage increases, so that today the voltage quality in these networks occasionally no longer corresponds to the norm DIN EN 50160. Network operators therefore face the challenge of integrating renewable generation capacities in the networks, while ensuring both a low-interference network operation, as well as a standardized voltage quality. In order to accomplish this task, network operators have in principle the possibilities of network expansion, voltage and reactive power control as well as the down-regulation of the produced power. However, for network operators to act on the grid, the relevant operational values are needed, that means preferably the voltage value and the voltage angle at each network node.

In high voltage networks the classical approach, the monitoring by measurement technologies at the network nodes by SCADA systems (Supervisory Control and Data Acquisition) is used to determine the operating variables for decades. SCADA systems allow the monitoring and control of networks and thus form the basis for visualizations. In low and medium voltage networks, this approach is, however, due to high costs and a huge effort, based on the large number of loads, generators and link points hardly feasible.

The Chair of Energy Systems and Energy Management (ESEM) of the Technical University of Kaiserslautern developed within the framework of the public-funded research project “SmartSCADA for low and medium voltage networks” a method that makes it possible to cost-effectively get similar statements about the condition of low and medium voltage networks. Therefore data from SCADA systems of overlaid networks are combined with predicted performance data of renewable supply and smart meter data as well as processed in a state-estimation method for distribution networks. In this paper, the measurement accuracy and the behavior of a, to the research project comparable smart meter, will be examined and verified using an electricity meter test bench. It is first necessary to develop a concept for such an automatic electricity meter test bench in compliance with laws, standards and guidelines. Based on this concept, the practical construction and initial commissioning as well as the examination of a smart meter will be explained.

## II. CONCEPT DEVELOPMENT

### A. Necessity for a new test concept

Power companies have been using electricity meters since decades for the billing of energy amounts. Main purpose of this electricity meter is to measure the transferred energy through the connected circuit [2].

So far electromechanical Ferraris meters were used to measure the amount of energy. However, increasingly also electronic electricity meters are utilized. Electronic electricity meters can, compared to Ferraris meters, include a variety of additional functions. Thus they have, in addition to the acquisition of additional measurement parameters, often the possibility for data transmission, tariff control and load control. The actual functionality varies significantly depending on the manufacturer and uses. Electronic electricity meters providing additional functions are also called smart meters [3]. Unlike traditional electricity meters, smart meters provide the possibility to capture, temporarily store and transmit other parameters such as voltages, currents, phase angles and frequencies in addition to the electrical energy.

As with every machine also the measurement of electricity meters has deviations. These are mainly quantified using an electricity meter test bench. This is typically done by comparing the measurement results of the test object with the measurement results of a more accurate measuring device. The need for accuracy verification of electricity meters arises from the fact that these are used for the allocation of quantities of energy between energy-supply companies and their customers. To protect consumers in the acquisition of measurable goods for erroneous billing, uniform conditions for correct measurements were made in Germany [4]. In cooperation with the “Physikalisch-Technische Bundesanstalt” (PTB) laws, standards and guidelines in relation to instruments of fair trading were issued. The monitoring of the implementation of these laws is the responsibility of the national measurement services.

Supply measuring instruments, such as electricity meters are tested by nationally recognized testing laboratories. This by law required process is called calibration. However, the calibration of electricity meters includes only payroll-relevant metrics such as energy quantities. Non payroll relevant grid parameters, such as voltage and current magnitude, phase angles or services, are not part of a calibration inspection. The quantification of the accuracy by measuring the grid parameters must be carried out, if necessary, in a separate test, for which no specific respectively direct requirements exist. Therefore specific concepts have to be developed for the investigation of the accuracy of grid parameter measurements, as is done in this work. For this purpose certain technical requirements and other regulations, described in the next section have to be considered.

### B. Relevant technical requirements and legal framework

The requirements listed below are related to the construction, process and content of an official calibration of electricity meters. The term requirements colloquially stands for laws, standards and guidelines. Hence they represent

instructions, whose compliance is expected or they request a specific behavior or action. Fig. 1 provides an overview of the relevant regulations regarding the development of a smart meter test bench.

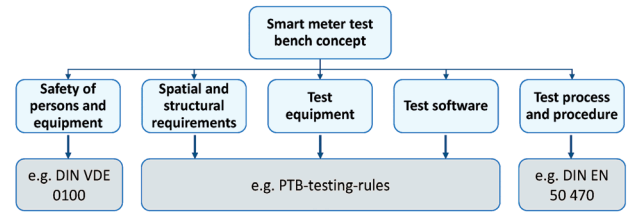


Figure 1. Overview of relevant legislation

However, not only technical calibration regulation must be observed, that deal with the structural and technical requirements. Any technical calibration regulations must always be seen in the context of occupational health and safety at work. The aim of this is to ensure a safe and accident-free execution and handling of resources.

The specific structure, content and procedures of an official calibration are described in the calibration requirements. The purpose of this is to provide a single framework for the performance of calibration processes and to define general requirements for measuring instruments.

Since the commencement of the European Measuring Instruments Directive (MID) in 2004, the German calibration laws and regulations are no longer to be considered only nationally, but in a European context. The requirements contained in these guidelines were incorporated into the German law in February 2007 due to changes to the Weights and Measures Act and the adjustment of Weights and Measures Regulations. This development is, in line with other European standards, a further standardization of measuring instruments for fair trade within the European Union.

As mentioned above, the calibration regulations do not include testing the accuracy of operational values, because these are not part of the official calibration inspection. The relevant regulations treat neither the structure nor the sequence of a functional check or verification of the measurement of operational values. Nevertheless, it is reasonable to base an electricity meter test bench concept on calibration regulations and requirements, since these regulations build a uniform basis and comparability. Furthermore, this procedure achieves, that the requirements of the existing law are transferred to the checking of operational values and therefore represent equally high standards as an electricity meter calibration inspection.

When designing the electricity meter test bench, the relevant parts of the legislation, standards and guidelines are selected in a way that the relevance and scope of testing electricity meters is justified. This includes guidelines regarding occupational safety and security, requirements of the environment, hardware and software.

### III. TEST BENCH STRUCTURE AND COMPONENTS

#### A. Testing fixture and test equipment

The electricity meter test bench is located in the test room and consists of a table, superstructures and the testing equipment. The testing fixture is located on the table. It consists of a perforated plate being attached to two T-shaped studs. There, different samples can be fixed individually, in proper form and vibration free. On the front of the testing fixture a DIN rail with terminal blocks is applied, to simplify the wiring of the components. In addition, this provides a clear and structured arrangement of the various wires, even with different connection diagrams of the test objects. This has the aim of avoiding false wiring. Fig. 2 shows the principle wiring diagram of the smart meter test bench.

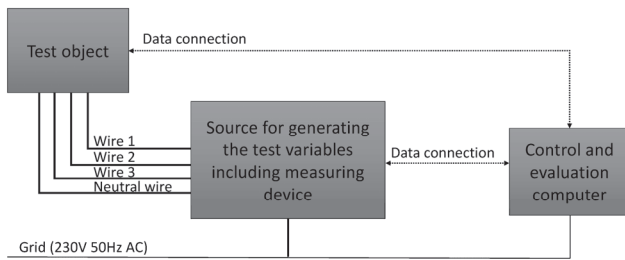


Figure 2. Wiring of smart meter test bench

The data connection between the test object and the control computer is realized by a USB to infrared read/write head (D0) according to the data structure of IEC 62056-21 and IEC 61107. The data transmission between the control computer and the reference source is a LAN connection using a Omicron manufacturer-specific protocol. In addition to the test fixture, the test equipment described below and a control computer are positioned on the table. Fig. 3 provides an overview of the components used.

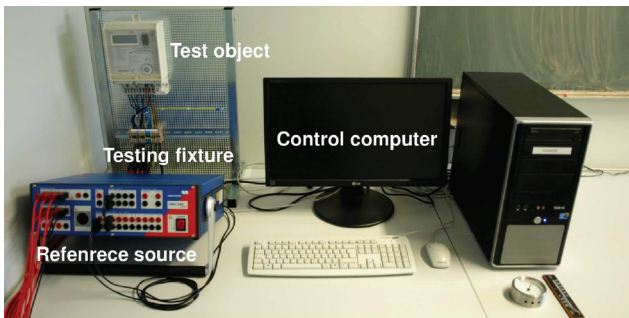


Figure 3. Setup of the smart meter test bench

The sources for generating the test values and the necessary measuring devices are realized in the test arrangement as a single unit, the reference source. This is the fully electronic, computerized protection-test and universal calibration instrument Omicron CMC 256plus. This reference source provides a high accuracy for test applications and allows the calibration of electricity meters up to class 0.2.

For computer-controlled automatic operation of the fully electronic smart meter test bench a control computer with input

and output medium is used. This is also used as a control indicator for monitoring the test parameters. Thus the test parameters and measured variables are predetermined and controlled by the measurement procedures on the computer. This general setup of the smart meter test bench and the used communication standard allows to test any electrical electricity meter using the mentioned standard.

#### B. Test software

To be able to change settings at the reference source using the computer, a test software is necessary. This must provide functions to pass parameters and metrics on a case-specific required interface and automatically perform the test sequence, without constant manual control by the operator.

The realization of the test software was carried out in two steps. In the first step, the actual test program in MATLAB was developed and in the second step in MS Excel a tool for evaluation of the processed test data was created. As a basis for the programming of the test software, MATLAB's OpenGUI layout editor was used. With this software the graphical user interface could be built by drag and drop. Fig. 4 shows the graphical user interface.

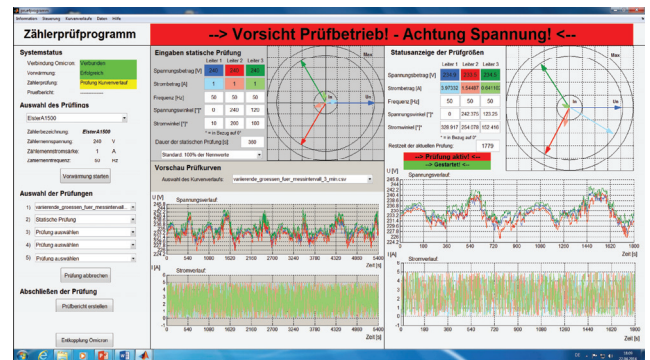


Figure 4. Graphical user interface

#### C. Test Object

The examined test device is a smart meter from the Elster Messtechnik GmbH. The model used is the "alpha Zähler A1500" with the accuracy class 1. The nominal voltage of the smart meter is 3 x 240 V and the nominal current is 1 A. The limiting current of the electricity meter is 5 A. In addition to the energy measurement, the device is capable of both load profiles as well as operational value acquisition. The measurement interval for load profile memory and operational value measurement can be varied between one and 60 minutes. In the load memory positive reactive and active power are stored. Maximum, minimum and average values can be recorded for the following measured parameters: apparent power, active power, reactive power, current and voltage angle, voltage and current magnitude, power factor and harmonics. The parameterization of the smart meter is done by using the software "alphaSET". To control external devices, the smart meter uses a measurement period output, which can adjust the measurement period and starting time of the examination. To submit parameterization and measurement data, the Elster A1500 uses an optical interface.

## IV. TESTING PROCESS

### A. Procedures of testing process

The test procedures describe the steps that are necessary to perform the audit of the smart meter on the test bench. The testing process can be split into three main steps:

1. Preparation
2. Examination
3. Documentation

The different parts of the preparation are the incorporation into the components used as well as the test software, an external quality review of the test object and the installation and wiring of the components on the test bench. This is followed by the actual main part of the study, the examination. This includes a system test, the preheating of the components and the metrological testing of the object. During the metrological testing the accuracy of smart meters is verified. Since there are no specific requirements for the metrological examination of operational values, three tests are described below, which can be used together to verify the accuracy of the operational value measurement.

- *Static test:* This is used in particular for the determination of systematic measurement errors. During the static test, static test variables are passed from the reference source to the test object for a specific time, predefined by the examiner. The comparison of the predetermined and the measured data of the device during the test results in the static deviation of the different measured variables.
- *Test with variable test values:* This test is intended for detecting errors in the averaging of smart meter measurements. The different variable test parameters are specified via a predefined period as a whole by the test program. During this test period, the test values fluctuate within a predefined range around a core value. The change from one set to the next value takes place at fixed time intervals until the end of the total period is reached.
- *Default arbitrary and real test-curves:* This test can also be used to determine errors in the averaging of the smart meters. Here, the testing periods and test values are specified manually by the user or in the form of a real measurement series. Those are passed through the reference source to the test object in accordance to the test with variable test values over the defined period.

This structure of the tests makes it possible to examine both different predefined scenarios, as well as individual adjustments and checks. Manual entries and also predefined data tables are checked and verified by the test software before starting the test sequence. Therefore technical limitations of the test equipment and the test object have to be taken into account. During the examination the current operating status of the test program is always shown by the test software.

After the metrological testing the documentation of the testing process follows. Here, the predetermined and measured data are processed and evaluated. Based on the differences between the predefined test values and the measurements, the

measurement accuracy as well as conceptual and design-related errors in the measurements can be determined. These results and the used data are aggregated and documented in the test report.

### B. Test values, metrics and measurement interval times

The relevant test values in this work include test voltage, test current, voltage angle, current angle and frequency. These are delivered by the test hardware and recorded in the smart meter as measured variables. As measurement values the following values are recorded by the smart meter: voltage and current levels, voltage and current angle, frequency, active, reactive and apparent power. For comparison of the measurement accuracy of different measuring intervals, the measurement intervals (MI) 1, 3, 5 and 15 minutes were used for different test value combinations.

In order to ensure a sufficient validity of the results, a requirement of 99% was given to the confidence level ( $z$ -value = 2.57), which corresponds approximately to the Six Sigma criterion of 99.7%. The required accuracy is 0.1%. Together with the empirically determined standard deviation of 0.065% from the mean, this results in a sample size of three measurements. Since this is too small to assume a normal distribution, the sample size was increased up to 30.

### C. Specifications

In the static test, the test parameters shown in Tab. 1 were examined.

TABLE I. SPECIFICATIONS OF STATIC TEST

Test parameter	Wire L1	Wire L2	Wire L3
Voltage value [V]	240	240	240
Current value [A]	1	1	1
Voltage angle [°]	0	240	120
Current angle [°]	45	285	165
Frequency [Hz]	50		

A further test of the averaging of the smart meter was made in the second step by using varying test parameters on the basis of a real voltage curve. All other test parameters were generated randomly within limits shown by Tab. 2.

TABLE II. LIMITS OF RANDOM GENERATED TEST VALUES

Test parameter	Minimum	Maximum
Current value [A]	0	5
Change of Voltage angle [°]	-10	+10
Change of current angle [°]	-45	+45
Frequency [Hz]	0	0

The interval of the specified test parameters, send to the test object, was two seconds per value. Due to the varying test parameters in the measurement period, it is possible to analyze the mean value of the test sample and the effects of varying sizes on the accuracy of the average value in more detail.

## V. RESULTS

### A. Examination with static predefined values

The evaluation of the plausibility check shows that each first value of a series of measurements deviates from the other values. All other measurements scatter with very low standard deviation around the respective actual value. This suggests a systematic error. Furthermore the plausibility check shows that the measured values of the voltage angle in phase L1 differ strongly scattering from the actual values. The other measured values have deviations, which are far below the specified smart meter margin of error (0.5%) [5]. This is the case for all four MI times. The distribution of the deviations of the measured values corresponds approximately to a normal distribution. This shows an example Fig. 5, which reflects the distribution of the measured deviations of the voltage measurement.

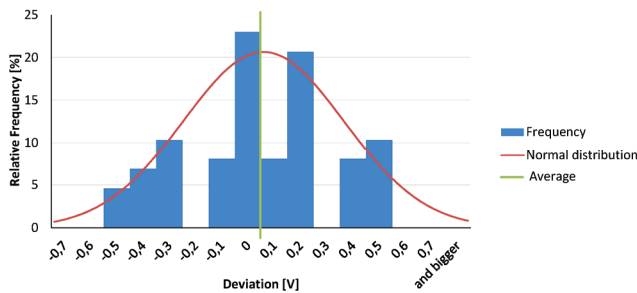


Figure 5. Deviations from the true value of the voltage magnitudes (MI = 1 min)

### B. Examination with time variant values

The results of the examination of varying sizes show that the maximum absolute deviations and the standard deviations are much larger compared to the results of the static test. The deviations of the mean values exceed the manufacturer's specified accuracy. For all MI lengths and metrics the deviations are higher than during the static test. Still, the deviations are smaller, the longer the MI length is chosen. The variations within the series of measurements reveal no trend. However, it is noticeable that the measured values fluctuate greatly. Despite major differences, still a normal distribution is recognizable (Fig. 6). In addition, both the maximum absolute deviation and the standard deviations, decrease with increasing length of the measuring interval.

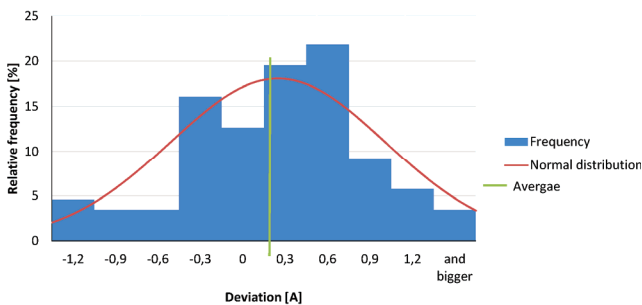


Figure 6. Deviations from the true value of the current magnitudes (MI = 1 min)

### C. Error Determination

#### 1) Nonconformity of the first measured value

The data of the static test show, that the first measured values do not match the expected values. However, since the test period and measurement period are synchronized by the measurement period output, it should not lead to a deviation of the measured values out of tolerance. A possible cause for the still existing deviation could be a time delay between detection of the values and the actual measurement period assignment. This corroborated the fact that according to the product description of the counter, the time for detecting and calculating operational values is approximately eight seconds. Through to variation of MI length, a negative correlation between MI length and deviation can be observed. By enhancing MI length, the number of mismatched sizes compared to the total number of measurement points of a MI decreases. Although this finding explains the deviation of the first mean value and the deviation in the examination of a rectangular course, but not the strong fluctuations in repeated measurements with the same test value.

#### 2) Varying deviation when testing the same signals

The deviation of the first value can be explained by the measured value shift described above. All other measurements should show the same values, due to the period synchronization. But still, repeated tests with the same parameters and values show significant variations between the averages for all the different measured operation variables.

The averaging shows a shift to later measurement intervals. The shifted part corresponds, on average, to the difference between the measured value and the test value of the previous period. Fig. 7 illustrates this correlation.

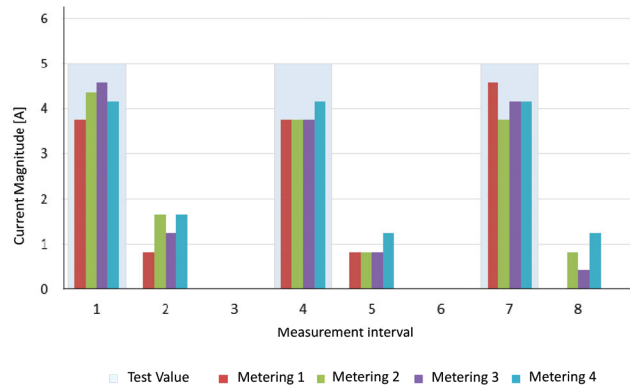


Figure 7. Current magnitude comparison of test value and measurements (MI = 1 min)

Because the results in the context of the static test showed a very high accuracy and measurement periods are clocked synchronously, a varying detection and calculation time of the measurements seems to be most likely. As a result of differences in the time shift, the number of readings per MI is not constant (Fig. 8). This leads not only to the general shift of the individual readings, but also to an additional misclassification.

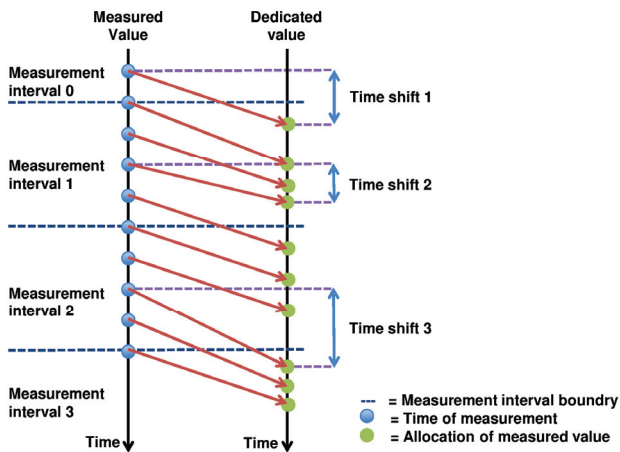


Figure 8. Assignment of the measured variables to measurement intervals (varying shift)

## VI. CONCLUSION AND OUTLOOK

Within this paper a concept of a smart meter test bench to verify the accuracy of smart meters was developed. Based on this concept, the test bench was built, commissioned and the Smart Meters Elster A1500 was tested.

The concept development showed that no direct regulations for verifying the accuracy of smart meters exist. However, it was still possible to develop a complete smart meter test bench concept based on legal regulations, industry standards and occupational health and safety regulations. Detailed specifications for construction, commissioning and safety were mostly taken from the existing rules. For the definition of the test sequence and test mechanisms, however almost no specifications could be found. The test procedure was therefore derived in strong accordance with the official calibration test. The tests, or testing mechanisms were designed on the basis of operational values and further developed by new findings. The resulting concept and its structure are therefore generally able to verify the accuracy of all measurable smart meters parameters by predefined and customizable tests.

The review of the operational value measurement of the Smart Meter Elster A1500 showed two main errors. Firstly the angle measurement leads to erroneous results due to the arithmetic averaging. Thus this smart meter cannot be for angle measurement in network operation. Secondly a wrong allocation of some measured values happens due to the

recording and processing time of individual measured values. The consequence is an incorrect averaging. This effect is amplified by a non-constant length of the recording and processing and the resulting displacement. Smaller measurement interval increases the effect of displacement and hence the measurement error grows. The same applies to the change frequency of the measured quantities. The stronger and faster the values change, the greater are the deviations.

For the practical use of the Elster A1500 in terms of operational value measurement, this leads to an optimization problem. Firstly, the measuring interval must be kept short, so that the real average value is closest to the measured values. On the other hand the deviation from the smart meter is greater, the shorter the measured interval is. To optimize this problem, the smart meter should be checked with real curves for all measurements in order to develop an optimal measurement period. For a final statement about the accuracy of the smart meter reviewed in this work, further measurements under real conditions are required. The main question to be answered is, how quickly and how widely different values change in reality.

Summarizing, the main goal, to construct and commission a specific test bench for the verification of operating variables, was accomplished. Furthermore the test of a specific smart meter has shown many errors in its operating value measurement. Based on those results, in further studies, primarily the following three points should be examined in further research. First, operational values have to be recorded by precise measurement units under real conditions for different scenarios. These have to be examined according to the change rate in amount and time interval of the fluctuations. Second, the findings and the discoveries shall be placed on the creation of test scenarios. Third, more smart meters have to be tested for comparison, both with the previously designed and with the newly developed test scenarios in order to identify more or similar errors and to solve the optimization problem.

## REFERENCES

- [1] Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik, "Erneuerbare Energien im Jahr 2013," BMWi, Berlin, Germany, Feb. 2014.
- [2] Eichordnung - EO 1988 vom 12. August 1988, BGBl. I S. 1657, i.d.F. vom 6. Juni 2011, BGBl. I S. 1035.
- [3] BEAMA: European Smart Metering Alliance Final Report. SAVE, EIE-06-031 (January 2010), ESMA.
- [4] Eichgesetz - EichG: Gesetz u?ber das Me?- und Eichwesen vom 23. Ma?rz 1992, BGBl. I S. 711, i.d.F. vom 7. Ma?rz 2011, BGBl. I S. 338.
- [5] A1500 alpha Z?hler Produktbeschreibung. Elster Messtechnik GmbH.

# Application of higher harmonics in protection against single-phase earth faults in resonant grounded cable networks of medium voltage

T.Yu. Vinokurova, O.A. Dobryagina, E.S. Shagurina, V.A. Shuin  
Department of electric power systems automatic control  
Ivanovo State Power Engineering University, ISPEU  
Ivanovo, Russian Federation  
tanya-vinokurova@mail.ru

**Abstract**—Protections based by higher harmonics absolute measurements the zero sequence currents of the protected object connections against single-phase earth faults in resonant grounded cable networks of medium voltage industrial and urban energy supply systems have been widely applied in Russia since the late 60s of the 20th century. However, some operational problems connected with sufficient selectivity and sensitivity of these protection devices appeared with time. Sensitivity and selectivity of this protection are considerably determined by the instability degree of the higher harmonics total level in single-phase earth fault current of the protected network. Well-known Russian expert Kiskachi V.M. gave approximate estimate of the higher harmonics instability degree at the end of the 60s. Nowadays due to load changes in the main substations load in resonant grounded cable networks of medium voltage higher harmonics fluctuations in single-phase to earth fault current. The simulation models of this networks application and the accumulated experimental data about real networks allow to specify the existing estimates of higher harmonics instability in single-phase to earth fault current and their applicability conditions.

**Keywords**—resonant grounded cable networks of medium voltage, single-phase to earth fault, higher harmonics, ground faults relay protection

## I. INTRODUCTION

The major part of electric power in industrial and urban energy supply systems is distributed to consumers through resonant grounded cable networks of medium voltage through arc-suppression coil (ASC) (with capacitive currents compensation). Single-phase to earth faults (SPEF) prevail in these systems (up to 70–80% of total number [1])

In Russia, to protect cable networks from these faults they use devices based on measuring of higher harmonics (HH) general level in the zero-sequence current connections of the protected object and comparing it with the setting [2–4 and others]. This type of relay protections includes the device USZ–2/2, developed in VNIIE at the beginning of the 60s and serially produced by Cheboksary Electric Apparatus Plant from the end of the 60s of the 20th century. Current protection function by absolute measurement of HH general level is provided for in microprocessing terminals for medium voltage connections.

Some operational problems appeared with time when using current protections by HH absolute measurement in resonant grounded cable networks of medium voltage (e.g., [5]). Therefore, the researching in limiting operation factors and developing ways of operation improvement are a relevant objective.

## II. APPLICABILITY CONDITIONS OF CURRENT PROTECTIONS BY HIGHER HARMONICS ABSOLUTE MEASUREMENT

Applicability conditions of current protections by HH absolute measurement in the  $3I_0$  currents depend on offsetting from the external SPEFs and sensitivity to internal faults. Limited HH range, including harmonics  $\nu = 5, 7, 11, 13$  is generally used [2–4 and others]. Operating frequency range of protection devices is caused by the mentioned HH generation in cable medium voltage networks [6]. At frequency range of up to 650 Hz, the distribution of HH in zero sequence currents corresponds to the distribution of capacitive power frequency currents (50 Hz) in isolated systems [7]. The operating current of  $i$ -th connection  $I_{0ti}$  should be chosen from [8]:

$$I_{0ti} \geq K_a \alpha_1 I_{ci}, \quad (1)$$

where  $K_a$  – offsetting ratio;  $I_{ci}$  – own capacitive current of  $i$ -th connection;  $\alpha_1$  – the highest possible level of HH current  $I_{ci}$  in controlled network.

Selected from (1), the pickup current should not be less than the minimum operating current  $I_{0ti\min}$  defined by the technical capabilities of protection device:

$$I_{0ti} \geq I_{0ti\min}, \quad (2)$$

The sensitivity ratio of protection for internal SPEF on the  $i$ -th connection is defined as:

$$K_{si} \geq (\alpha_2 (I_{c\Sigma} - I_{ci})) / I_{0ti} \geq K_{s\min}, \quad (3)$$



where  $I_{c\Sigma}$  – total capacitive current ;  $\alpha_2$  – a minimum HH level of  $I_{c\Sigma}$  and  $I_{c i}$  currents;  $K_{a \min}$  – minimum allowed sensitivity factor.

When  $I_{0t i} = I_{0t i \min}$  sensitivity ratio is as follows:

$$K_{s i} = \alpha_{\min}(I_{c\Sigma} - I_{c i})/I_{0t i} = \alpha_{\min} I_{c\Sigma}(1 - I_{c i}^*)/I_{0t i} \geq K_{s \min}, \quad (4)$$

where  $\alpha_{\min} I_{c\Sigma} = I_{HH \min}$  – the minimum possible HH level for SPEF current of resonant grounded systems of cable medium voltage networks.

Application conditions (selectivity and sensitivity) of relay protection result from (1) – (4):

$$I_{c i}^* = I_{c i}/I_{c\Sigma} \leq 1/(1 + Z_{\max} K_a K_{s \min}), \quad (5)$$

$$I_{0t i \min} \leq \alpha_{\min} I_{c\Sigma}(1 - I_{c i}^*)/K_{s \min}, \quad (6)$$

where  $Z_{\max} = (\alpha_1/\alpha_2)_{\max}$  – the maximum parameter value of  $Z = \alpha_1/\alpha_2$  characterizing the instability degree of the total HH level in SPEF current in the protected cable medium voltage network.

From (5) and (6), it can be concluded that 2 major factors influence applicability of current protections by HH absolute measurement:

1) minimum level of harmonics in SPEF current (and thus, in  $I_{c i}$  current of damaged connection) characterized by the value of  $I_{HH \min}$  and defining sensitivity requirements to relay protections against SPEF based on HH;

2) instability degree of the total HH level in SPEF current characterized by  $Z_{\max}$  value.

Evaluation of the minimal HH level in SPEF current of  $I_{HH \min}$  on the basis of simplified equivalent circuits of resonant grounded cable networks of medium voltage was given by Kiskachi V.M. and Zhezhenko I.V. at the end of the 60s of the 20th century. The evaluation mentioned was adjusted in [11] using simulation models of cable medium voltage networks and took into account more factors influencing total HH level in SPEF current than the simplified models used in [9, 10].

Kiskachi's work [7] also provides value  $Z$  assessment characterizing the instability degree of HH in SPEF current. It based on simplified analytical calculation methods, cable 6–10 kV networks models, and some experimental data:  $Z \approx 2.5-3$ . To be on the safe side in [7] they recommend to take  $Z_{\max} = 4$  value.

When  $K_a = 1.5$ ,  $K_{s \min} = 1.5$  and  $Z = 4$ , it can be concluded from (5) that current protection by HH absolute measurement is applicable at connections with own capacitive current  $I_{c i}^* \leq 1/(1 + 4 \cdot 1.5 \cdot 1.5) = 0.1$ , it considers with recommendations in [7].

According to [12], such connections of medium voltage main substation (MS) buses amounts to 70 % of total number for main step down substations (SDS) and 90% for main cogeneration stations (MGS). However, practical selectivity indicators of current protection by HH absolute measurement

in resonant grounded cable networks of medium voltage installed on MS are significantly worse than would be expected under the mentioned applicability conditions [5]. It may be assumed that the main reason for insufficiently high selectivity of these protections against single-phase to earth faults is higher than accepted instability degree of the total HH level in the SPEF current. When  $Z > 4$ , the values of  $I_{c i}^*$ , with which it is possible to provide conditions of selectivity and sensitivity of current protection by HH absolute measurement, according to (5) decrease, and as a result the area of possible application on resonant grounded cable networks of medium voltage reduces as well. Therefore, the assessment of possible variation range of  $Z$  value is relevant both for clarification application area of current protection by HH absolute measurement, and for increasing their technical excellence.

### III. ASSESSMENT OF LIMITING $Z$ VALUES IN RESONANT GROUNDED CABLE NETWORKS OF MEDIUM VOLTAGE

The limiting  $Z$  value characterizing the instability of HH in SPEF current is defined as

$$Z_{\lim} = \alpha_{\max}/\alpha_{\min}, \quad (7)$$

where  $\alpha_{\max} = I_{HH \max}/I_{c\Sigma}$  – maximum possible level of higher harmonics in SPEF current in resonant grounded cable networks of medium voltage;  $\alpha_{\min} = I_{HH \min}/I_{c\Sigma}$  – minimum possible level of HH in SPEF current.

When assessing  $Z_{\lim}$  (8) only harmonics of operating range of protection devices from SPEF based on the use of HH zero sequence currents of  $v = 5, 7, 11, 13$  should be considered. As mentioned above, the estimated assessment of minimum HH level in SPEF current is given in [9–11]. In these papers, it is assumed that the minimum HH level in SPEF current is defined in the limiting case, only by harmonics generated by power transformers 6–35 / 0.4 kV at receiving substations. In practice, these modes of operation of cable networks of medium voltage can occur at daily load curves when production interruptions are possible in night shifts and on weekends [13]. In cable networks where the main substations are medium voltage buses of cogeneration stations, not only power transformers can be a HH source determining their minimum level in SPEF current but also generators operating on busbars. Therefore, the minimum HH level in SPEF current should be expected in cable networks, where main substations are medium voltage buses of step-down substations.

Under these assumptions, the level of harmonics in SPEF current depends on the ratio of total supply transformers power  $S_{\text{sup}}$  to the power of receiving step-down substation transformer  $S_{\text{rec}}$ :  $s = S_{\text{sup}}/S_{\text{rec}}$ . According to real power systems analysis in [9]  $s = 0.7-3$ .

5th and 7th harmonics predominate in magnetizing currents of power transformers and consequently in SPEF currents [6–11]. Table 1 shows the values of the minimum levels of these harmonics in SPEF current in resonant grounded cable network where  $I_{c\Sigma} = 25$  A (for cable 10 kV networks  $I_{c\Sigma \min} = 20$  A, for 6 kV networks –  $I_{c\Sigma \min} = 30$  A), at the average value of  $s = 1.5$  received by calculation results given in [9–11].

TABLE I. EVALUATION OF MINIMUM LEVELS OF HIGER HARMONICS IN SPEF CURRENT IN RESONANT GROUNDED CABLE NETWORKS OF 6–10 kV

Data Source	I <sub>5</sub> , %	I <sub>7</sub> , %	α <sub>min</sub> , %
Calculations based on simplified equivalent circuits of cable networks [9, 10]	2.65	2.05	~3.37
Calculations on simulation models of networks [11]	1.0	0.5	~1.12

The harmonic composition of SPEF current and zero sequence currents of damaged and undamaged connections is determined with sufficient accuracy by harmonic composition of voltage of damaged phase at the site of grounding [7]. Therefore, the maximum level of HH in SPEF current α<sub>max</sub> can be approximately estimated for networks 6–10 kV by the maximum permissible (GOST 13109–97) non-sinusoidal voltage factor K<sub>ns max</sub> = 0.08 and maximum permissible factors K<sub>Uv max</sub> of separate harmonic components v = 5, 7, 11, 13 defined as by K<sub>Uv max</sub> = 1.5 K<sub>Uv norm</sub> (table II).

TABLE II. VALUES OF NORMAL AND MAXIMUM PERMISSIBLE NON-SINUSOIDAL FACTORS FOR VOLTAGE HARMONICS OF OPERATING FREQUENCY RANGE

v	5	7	11	13
K <sub>Uv norm</sub> , %	4	3	2	2
K <sub>Uv max</sub> , %	6	4,5	3	3

Let's assess K<sub>ns max</sub> at K<sub>Uv max</sub> values specified in table II:

$$K_{ns \max} = \sqrt{\sum K_{Uv \max}^2} = \sqrt{(K_{U5 \max}^2 + K_{U7 \max}^2 + K_{U11 \max}^2 + K_{U13 \max}^2)/100} = 0.0862,$$

that is more than the maximum allowable value of K<sub>ns max</sub> = 0.08.

To fulfill K<sub>ns max</sub> ≤ 0.08 for harmonic of minimum order v = 5 it is necessary to assume K<sub>Uv max</sub> = 5.1% < K<sub>Uv max</sub>. Then according to assumed relative levels of voltage harmonic components, the total relative level of HH in SPEF current will be equal to:

$$\alpha_{\max} \% = 100\% \sqrt{\sum v^2 K_{Uv \max}^2} = 100\% \sqrt{\sum (v \cdot K_{Uv \max}/100)^2} = \sqrt{(5 K_{U5 \max})^2 + (7 K_{U7 \max})^2 + (11 K_{U11 \max})^2 + (13 K_{U13 \max})^2} = 65\%.$$

The value of Z<sub>lim</sub> = 65/1.12 ≈ 58 corresponds to the obtained α<sub>max</sub> = 65% value and the most conservative assessment [11] α<sub>min</sub> = 1.12% value.

Measurements of harmonics in SPEF currents of real cable networks of medium voltage show that this assessment of α<sub>min</sub> is more likely underestimated, because the influence of several additional sources of higher harmonics (system, ASC and others) were not taken into account during calculation. According to [15] the minimum level of HH in SPEF current as a rule is not less than 4% in resonant grounded cable networks of medium voltage as a rule.

In [16] based on measurements in real cable networks of medium voltage it is shown that the maximum level of harmonics in SPEF current can reach over 35–40%. It is

evident that the experimental assessment (α<sub>max</sub> = 40% and more) is relatively close to the mentioned above limiting assessment α<sub>max</sub> = 65%. Assuming that α<sub>min</sub> = 4%, and α<sub>max</sub> = 65%, then Z<sub>lim</sub> = 65/4 ≈ 16.

For a particular cable network of medium voltage the value of Z ≤ Z<sub>lim</sub>.

#### IV. THE MAIN FACTORS AFFECTING INSTABILITY LEVEL OF HIGHER HARMONICS IN SINGLE-PHASE EARTH FAULT CURRENT

In a particular cable network of medium voltage the value of the Z parameter depends on many factors. The main ones are:

- 1) composition of higher harmonics sources in complex load of MS in cable network of medium voltage;
- 2) daily MS load curves;
- 3) operating modes features of the main HH sources;
- 4) parameters of cable network elements (the ratio of supply transformer power to total power of receiving substations transformers, supply system resistance, cable lines resistances connecting MS medium voltage buses with receiving substations and others).

The harmonic composition in SPEF current is determined by harmonic composition of phase voltages [7]. Sources of HH in cable networks of medium voltage are (Fig. 1): supply system S, supply transformer T<sub>sup</sub>, power transformers of receiving and distribution transformer substations T<sub>rec</sub>, non-linear load NL, electric motors M. When an earth fault happens an additional source of HH in SPEF current is also ASC.

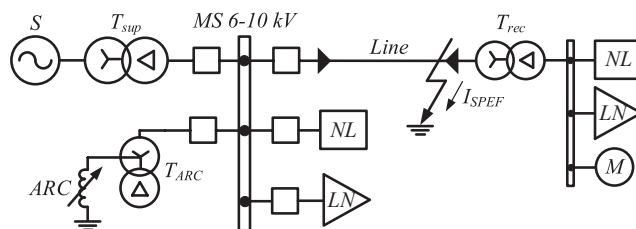


Figure 1. The HH sources in resonant grounded cable networks of medium voltage

In the considered networks, the main sources of HH are non-linear load [6]: controlled and uncontrolled valve inverters (VI), electroheat installations (EI), electric welding installations (EWI), and in case their absence (for example, outage) – receiving substations transformers. In average, relative values of HH currents generated by nonlinear valve inverters in load currents are: ~20% for 5-th harmonic; ~14% for 7-th harmonic; ~9% for 11-th harmonic; ~8% for 13-th harmonic [6]. Electric welding installations with AC to DC converters also generate similar HH levels. Among electroheat installations, the main sources of HH are different types of electric furnaces (electric arc steel-smelting, ore-smelting, ferroalloy and others). The harmonics source generated by electric furnaces is non-linear electric arc but in DC electric

furnaces, it is brushless AC to DC converters. The HH level in load currents generated by electric furnaces compares with harmonics level generated by the nonlinear converters [6]. The harmonics level in load currents generated by power transformers is usually some percentage [6, 9–11]. The relative values of harmonics generated by an equivalent system, supply transformer, electric motors, non-linear lighting load together do not exceed some percent in load currents, and the influence of these sources on the total HH level is negligible [6].

Non-linear load primarily exists in power supply systems of industrial enterprises. Table III shows a typical composition of complex load with the main HH sources for different industries [13].

TABLE III. TYPICAL COMPOSITION OF COMPLEX LOAD WITH MAIN HIGHER HARMONICS SOURCES [13]

Industry sector	Consumers composition, %						
	SM	IMH	IML	EL	EI	WI	NC
Non-ferrous metallurgy	10	5	27,5	1,5	10	-	46
Chemical industry	35±7	15±6	29±8	~2,4	~3	~1	~12
Coal mining	4	7	67	15	-	-	7
Ferrous metallurgy	25	8	29,5	2,5	22	3	10
Automobile industry	9	10	48	5	19	3	6
Machine building	8	5	52	5	13	14	3
Electric motion	-	-	5	5	-	-	90

Notes to table III: SM – synchronous motors, IMH – high voltage induction motors, IML – low voltage induction motors, EL – electric lighting, EI – electroheat installation, WI – welding installation, NC – nonlinear AC to DC converters.

The share of the main sources of higher harmonics (non-linear load) as part of the total load of MS cable medium voltage specified in table III in average amounts to 15–50%, and for some industries can reach 90% (for example, electric motion, rolling production, powerful electric arc DC furnaces on metallurgic plants, ferroalloy industries and others). The change in modes or complete deactivating (disabling) of the main HH sources are the main cause of significant changes of the total harmonics level in voltage and consequently in single-phase to earth fault current in cable networks of medium voltage.

The relative values of harmonics in load currents substantially depend on daily MS load curves. Typical daily load curves [14] for industries considered in table 3 are shown in Figure 2.

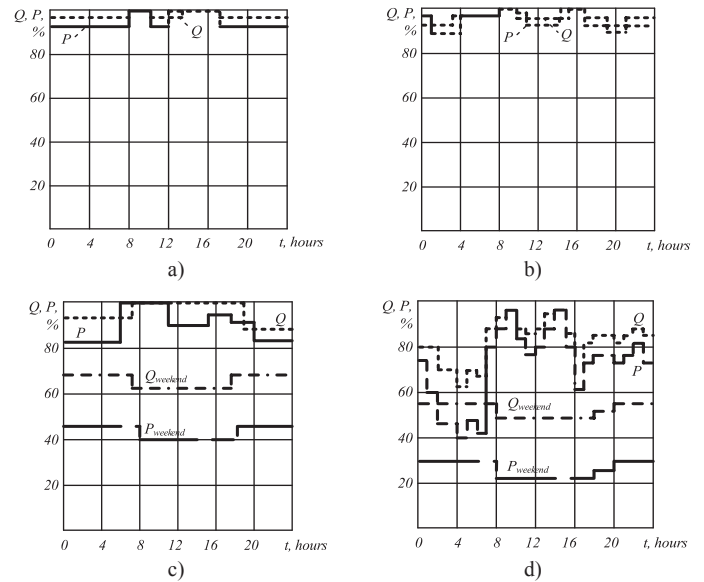


Figure 2. Typical daily load curves for different industries: a – non-ferrous metallurgy, b – chemical industry, c – ferrous metallurgy, d – automobile industry

Large fluctuations of general HH level within 24 hours and weeks should be expected first of all in enterprises working in shifts with weekends, when a significant decrease of the total load accompanied by partial or complete blackouts of the main HH sources are possible (for example, ferrous metallurgy, automobile industry). A more stable level of HH should be expected in continuous production enterprises (non-ferrous metallurgy, chemical industry).

The level of harmonics generated by uncontrolled valve inverters is determined by the current load value. The level of HH generated by the controlled valve inverters varies significantly when the delay angle  $\alpha$  and switching angle  $\gamma$  change [6]. For example, when these angles change from  $\alpha = 0^\circ, \gamma = 0^\circ$  to  $\alpha = 30^\circ, \gamma = 60^\circ$ , the relative values of fundamental harmonics in load currents in this type of converter are reduced in 3–5 times [6].

Welding installations have cyclic operation causing fluctuations of the HH level. According to [17] the level of fundamental harmonics generated by welding installations with AC to DC converter, depending on the operation mode can change 3–6 times. Therefore, when assessing of HH level instability in load currents, caused by valve inverters and EWI, it can be assumed that their level varies depending on their operating mode from 3 to 5–6 times. In the operation cycle of different furnaces there are some periods connected with their load and metal unloading when the electric furnace is not a HH source. This fact should also be taken into account when assessing HH instability degree in SPEF currents.

The largest instability HH degree in voltages and accordingly in SPEF currents should be expected in cable networks of medium voltage fed by electrotraction substations due to the large share of non-linear load and its abruptly variable load. However, application of current protections by HH absolute measurement against SPEF was never recommended, and they are not considered below.

## V. INVESTIGATION OF TOTAL HIGHER HARMONICS INSTABILITY IN SPEF CURRENT ON SIMULATION CABLE NETWORKS MODELS OF MEDIUM VOLTAGE

The account of influence of the mentioned above factors on higher harmonics level in voltage and single-phase earth fault current is not possible without using simplified networks equivalent circuits. Therefore, the simulation models of cable networks of medium voltage allowing the maximum number of influence factors were used in this paper to assess the possible harmonics fluctuations in SPEF current.

Simulation models calculations are performed for MS cable network of medium voltage for industries, the daily curves of which are shown in Figure 2. They are characterized by a large share of non-linear converters, electric welding installations, electrothermal plants in the load composition. The simulation model for assessment of HH instability degree in SPEF current in cable networks of medium voltage of power supply systems for the specified industries is shown in Figure 3.

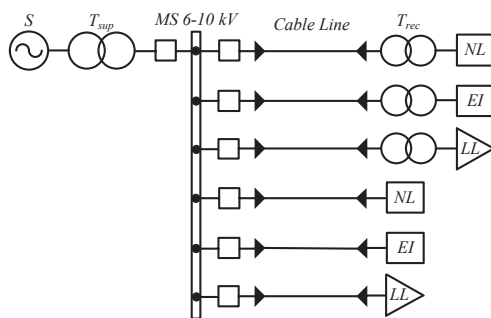


Figure 3. Calculation model of resonant grounded cable networks of medium voltage for industry power supply system to assess of higher harmonics instability degree in SPEF current

Complex MS load composition varied depending on industry in accordance with Table III. Simulation scheme parameters were defined by means of statistical data analysis for cable networks of medium voltage of various industries power supply systems (Table IV).

TABLE IV. CALCULATION SCHEME PARAMETERS FOR ASSESSMENT OF HIGHER HARMONICS INSTABILITY IN SPEF CURRENT

Parameter	Value
Total capacitive current network $I_{C\Sigma}$ , A	25
Short-circuit current at buses of MS $I_{sc}^{(3)} MS$ , kA	10–20
Power of supply transformer on MS $S_{sup}$ , MVA	25–100
Receiving substations transformer load factor $K_{load}$ , pu	0.7
Cable length $L$ , km	0.3–2.5
Average length of the cable line $L_{aver}$ , km	0.8
$s = S_{sup}/\Sigma S_{rec}$ , pu	0.7–1.5
Factor for non-linear load $s_{nl} = S_{nl}/\Sigma S_{rec}$ , pu	0.1–0.9
average factor for non-linear load $S_{nl aver}$ , pu	0.3
Maximum system voltage $U_{s max}$ , V	6300
Minimum system voltage $U_{s min}$ , V	6000

In maximum higher harmonics level simulation in SPEF current the following assumptions were made:

- An industrial enterprise has on-peak operating conditions according to its daily curve;
- All main higher harmonics sources are switched on (in operation);
- main harmonics sources are operating providing the mode of the maximum HH level in load currents mode;
- MS buses voltage equals  $U_{s max}$ .

In minimum higher harmonics level simulation in SPEF current the following assumptions were made:

- An industrial enterprise has off-peak operating conditions according to its daily curve;
- The non-linear load share decrease proportionally to decreasing the total power load;
- electroheat installations can be completely switched off as a HH source;
- the minimum HH level generated by non-linear converters and electric welding installations is 2–3 times less than the maximum one;
- MS buses voltage equals  $U_{s min}$ .

Table V shows the assessment results of cable networks simulations parameter  $Z$  for harmonics  $\nu = 5, 7, 11, 13$ , and their amounts used in protections against earth faults based on HH. The calculations are performed for the following conditions:

- system nominal voltage  $U_{s nom} = 6$  kV;
- system total capacitive current  $I_{C\Sigma} = 25$  A;
- the supply transformer power  $S_{sup} = 31.5$  MVA (63/2);
- parameter  $s = S_{sup}/\Sigma S_{rec} = 1.5$ ;
- $K_{load} = 0.7$ .

TABLE V. CALCULATED VALUES OF INSTABILITY LEVEL  $Z_\nu$  AND  $Z_\Sigma$  FOR HARMONICS  $\nu = 5, 7, 11, 13$  IN SPEF CURRENT

Industry sector	$Z_\nu$				$Z_\Sigma$
	$\nu = 5$	$\nu = 7$	$\nu = 11$	$\nu = 13$	
Non-ferrous metallurgy	3,36	2,77	1,25	0,85	2,01
Chemical industry	5,29	5,11	3,96	3,44	4,38
Ferrous metallurgy	9,22	7,57	3,98	2,98	4,99
Automobile industry	11,1	8,61	4,9	2,59	5,87

Table V shows that HH instability level in the SPEF current is predictably higher in cable networks of medium voltage of supply systems for enterprises working in shifts. The obtained  $Z$  values is higher than it is recommended in [7] for using in

current protections based on HH calculations, but it is significantly less than the above mentioned limiting values.

If  $Z_{\max} = 6$ , it was founded from (5) that current protections with absolute HH measurement can be applied for connections, the own capacitive current of which does not exceed values:  $I_{ci*} \leq 1/(1 + Z_{\max} K_a K_{s\min}) = 1/(1 + 6 \cdot 1.5 \cdot 1.5) \cong 0.07$ . The share of such connections on cable networks of medium voltage MS according to [12] does not exceed 65–70%, which considerably limits the possible application area of current protections by HH absolute measurement.

Additional limits of this protection are related to the approximate method of pickup current selection that leads to increasing  $K_a$  in (5). For example, it is recommended in [15] to assume  $K_a = 3-4$  because of impossibility to find maximum and minimum HH levels. For these values of  $K_a$  current protections with absolute HH measurement don not practically apply to cable networks. Therefore, in developing protective devices based on HH, they should prefer methods providing selectivity in spectrum instability and harmonics level in SPEF current, such as directional or adaptive current protections.

## VI. CONCLUSIONS

1. The possible application area of current protections by HH absolute measurement is considerably limited by instability degree of total harmonics level in SPEF current.

2. The main factors affecting HH instability levels are determined: composition of harmonics non-liner load sources of MS cable network of medium voltage, daily load curves, operation modes of main harmonics sources and parameters of cable network elements.

3. It is shown that the most HH instability should be expected in resonant grounded cable networks of medium voltage for power supply systems for enterprises, which have a significant share of nonlinear converters and electro-thermal installations working in shifts with weekends.

4. Based on simulation models, the values of instability parameter for enterprises with continuous load curve  $Z_{\max} \cong 4.5$ , for enterprises with fluctuating load curves  $Z_{\max} \cong 6$  are defined. When  $Z_{\max} = 6$ , current protections with absolute HH measurement can be applied only for connections with their own total capacitive current not more than 7%  $I_{C\Sigma}$ .

5. According to results, preference should be given to development of protections with independent of  $Z$  selectivity and sensitivity conditions, for example, directional and adaptive current protections.

## REFERENCES

- [1] F.A. Likhachev, "Zamykaniya na zemlyu v setyakh s izolirovannoy neytral'yu i s kompensaciey emkostnykh tokov" [Earth faults in networks with isolated neutral and compensated capacitive currents], Moscow: Energiya, 1971.
- [2] V.M. Kiskachi and Yu.G. Nazarov, "Ustroystva signalizatsii zamykaniy na zemlyu v kabel'nykh setyakh 6–10 kV" [Signaling devices earth faults in cable networks 6–10 kV], Signalizatsiya zamykaniy na zemlyu v kompensirovannykh setyakh, Moscow: Gosenergoatomizdat, 1962, pp. 39–66.
- [3] V.M. Kiskachi and Yu.G. Nazarov, "Signalizatsiya odnofaznykh zamykaniy na zemlyu v kompensirovannykh kabel'nykh setyakh 6–10 kV" [Signaling of single phase earth faults in 6–10 kV cable networks with resonant grounding], Trudy VNIIE, vol. 16, Moscow: Gosenergoizdat, 1963, pp. 219–251.
- [4] V.M. Kiskachi, S.E. Surtseva and N.M. Gorshenina, "Ustroystva signalizatsii zamykaniy na zemlyu v kabel'nykh setyakh 6–10 kV" [Signaling devices earth faults in cable networks 6–10 kV], Elektricheskie stantsii, 1972, vol. 4, pp. 69–72.
- [5] V.A. Borukhman, "Ob ekspluatatsii selektivnykh zaschit ot zamykaniy na zemlyu v setyakh 6–10 kV i meropriyatiyakh po ih sovershenstvovaniyu" [About the operation of selective protection against earth faults in networks 6–10 kV and activities for their improvement], Energetik, 2000, vol. 1, pp. 20–22.
- [6] I.V. Zhezhenenko, "Vysshie garmoniki v sistemakh elektrosnabzheniya prompredpriyatiy" [Higher harmonics at industrial supply systems], Moscow: Energoatomizdat, 2000.
- [7] V.M. Kiskachi, "Selektivnoost' signalizatsii zamykaniy na zemlyu s ispol'zovaniem vysshikh garmonik" [Selectivity of signaling earth fault using higher harmonics], Elektrichestvo, 1967, vol. 9, pp. 24–29.
- [8] V.A. Shuin, O.A. Sarbeeva and E.S. Shagurina, "Informatsionnyye parametry elektricheskikh velichin perehodnogo processa dlya ispol'zovaniya v zaschitakh ot zamykaniy na zemlyu v setyakh srednego napryazheniya" [Information parameters of electrical quantities of the transition process for use in protection against earth faults in medium voltage networks], Sbornik dokladov Mezhdunarodnoy nauchno-tehnicheskoy konferentsii SIGRE "Sovremennyye napravleniya razvitiya sistem releynoy zaschity i avtomatiki energosistem", St. Petersburg, 2011, PSI-S3-04.
- [9] V.M. Kiskachi, "Raschet minimal'nogo urovnya vysshikh garmonik pri odnofaznykh zamykaniyakh na zemlyu v setyakh s izolirovannoy i kompensirovannoy neytral'yu" [Calculation of minimum level of higher harmonics in case of single phase earth fault at ungrounded networks and networks with resonant grounding], Trudy VNIIE, vol. 26, Moscow: Energiya, 1966, pp. 89–105.
- [10] I.V. Zhezhenenko and O.B. Tolpygo, "Chuvstvitel'nost' signalizatsii zamykaniy na zemlyu s ispol'zovaniem vysshikh garmonik v setyakh promyshlennykh predpriyatiy" [Alarm sensitivity earth faults using higher harmonics in the network of industrial enterprises], Elektrichestvo, 1969, vol. 10, pp. 32–39.
- [11] T.Yu. Vinokurova, E.S. Shagurina and V.A. Shuin, "Matematicheskaya model' dlya ocenki minimal'nogo urovnya vysshikh garmonik v toke odnofaznogo zamykaniya na zemlyu v kompensirovannykh setyakh 6–10 kV" [Mathematical model for evaluating of minimum level of higher harmonics in the current single-phase earth fault in compensated networks 6–10 kV], Vestnik ISPEU, vol. 6, 2013, pp. 35–41.
- [12] E.S. Shagurina, "Povyshenie effektivnosti funkcionirovaniya v perehodnykh rezhimakh ustroystv releynoy zaschity na osnove vysshikh garmonik" [Improving the functioning in transient regimes of relay protection based on higher harmonics], PHD thesis, ISPEU, Ivanovo, 2012.
- [13] Rukovodyashchie ukazaniya po raschetu tokov korotkogo zamykaniya i vyboru elektrooborudovaniya [Guidelines for calculation of short-circuit currents and selection of electrical equipment]. RD 153-34.0-20.527-98 Moscow: NC ENAS, 2002.
- [14] V.V. Ershevich, A.N. Zeyliger and G.A. Illarionov, "Spravochnik po proektirovaniyu elektroenergeticheskikh sistem" [Handbook of electric power systems design], Moscow: Energoatomizdat, 1985.
- [15] V.G. Alekseev, "Tokovaya zashchita ZGNP-4.2 ot zamykaniy na zemlyu v obmotke statora generatora, rabotayushchego na sbornye shiny" [Current protection ZGNP-4.2 from earth fault in the stator winding of generator operating on busbars], Elektricheskie stantsii, vol. 2, 2006, pp. 51–56.
- [16] V.L. Vaynshteyn, "Issledovanie vysshikh garmonik toka zamykaniya na zemlyu" [Investigation of higher harmonics of the earth current], in Prom. Energetika, issue 1, 1986, pp. 39–40.
- [17] G.Ya. Vagin, A.B. Loskutov, A.A. Sevost'yanov, "Elektromagnitnaya sovmestimost' v elektroenergetike" [Electromagnetic compatibility in power industry], Moscow: Akademiya, 2011.

# Development of an Artificial Neural Network based Hardware Prototype for Fault Localization in Distribution Grids

M Kenan Mehmood, Björn Keune

Institute of Energy Systems, Energy Efficiency and Energy Economics (ie<sup>3</sup>)

Technical University Dortmund, Germany

kenan357@yahoo.com, bjoern.keune@tu-dortmund.de

**Abstract**— In modern distribution grids, the task of fault localization using conventional techniques is increasingly becoming a challenge due to the rising domination of inverter-based, volatile, distributed power generation. Since approved methods from high voltage level such as reactance-based methods lack accuracy in distribution level topology, alternative approaches for accurate fault localization are required. Within the scope of this work, an artificial neural network (ANN) based solution for the localization of electric faults at distribution level has been developed, evaluated and implemented on standard hardware from industrial automation technology i.e. a programmable logic controller (PLC). A reduced yet representative model of a distribution grid incorporating a variety of aspects influencing the accuracy of fault localization such as distributed generation, ring network topology with open or closed loop as well as variable fault resistance has been developed. Current and voltage measurements generated under various fault conditions have been used for training of an ANN. Different ANNs have been trained with various network structures and training algorithms and after thorough analysis and comparison of their performance, the most suitable networks have been implemented on hardware and tested in hardware-in-the-loop configuration. Thereby a real-time simulator suitable for application testing and rapid prototyping provided process values of the modeled distribution grid.

**Keywords:** *Distributed Generation, Fault Localization, Artificial Neural Network, Programmable Logic Controller*

## I. INTRODUCTION

During the last decade there has been a development towards building smaller generation units which are connected directly to distribution networks, designated as distributed generation (DG) [1]. Generally, DG units with a generation capacity of up to 10MW are connected directly to the distribution network [2]. However, adding extra generators in a power system designed for a fixed number of sources raises the system short circuit level, on the basis of which the whole power distribution switchgear is designed.

Another problem arising from having DG in a distribution network is the detection and localization of faults in the system. In case of a fault, the DG unit connected to a feeder feeds a fault on another feeder thus resulting in tripping of the healthy feeder as well [3]. The decision to operate a network in open or close loop further complicates the situation as fault current has

even more paths available to flow from DG towards the location of fault. Reference [4] provides a comprehensive explanation of the impact a DG source can have on a distribution network. Not only does it compromise the very integrity of distribution switchgear in case of short circuit but may also result in maloperation of protective relaying schemes and tripping of multiple feeders. This can make the job of fault localization all the more challenging and calls for innovative solutions in order to ensure quick power restoration after an interruption.

The purpose of this work is to design and evaluate a hardware prototype for precise fault localization in modern distribution networks using techniques from the field of computational intelligence. References [5], [6] and many other similar works have proven the practicability of fault localization in transmission lines using artificial neural networks (ANNs) with a high degree of accuracy. However, compared to a transmission line, a distribution network consists of more feeding circuits and has a non-unidirectional flow of current in case of a fault.

The presented work is intended to explore practicability and performance of ANNs for fault localization in a distribution grid and to implement them in hardware which can be used in conjunction with the existing switchgear in a substation. Thereby a distribution grid model is simulated for various fault cases and the generated voltage and current values are used for training of an ANN. The trained network is then implemented on hardware and its performance is evaluated by means of a hardware-in-the-loop (HiL) test whereby the developed hardware is connected with a real-time simulator running the grid model. The purpose of HiL testing is to evaluate the feasibility of the said prototype to serve as a standalone device which can be networked with distribution switchgear.

## II. DISTRIBUTION GRID MODEL

Fig. 1 shows the elementary single line diagram (SLD) of the distribution network to be modeled. Only measurement devices (current and voltage transformers) relevant for fault localization have been depicted in the SLD. No protection devices and protection schemes have been shown since system protection is not the primary focus of this work. A Simulink<sup>®</sup> model based on this SLD has been developed.

Since faults are to be simulated only on the distribution line, the loads being fed have been modeled as lumped loads. The coupling circuit breaker allows forming a closed loop with the other distribution circuit. DG source gets a tie in to the distribution line 1 where first load transformer is located.

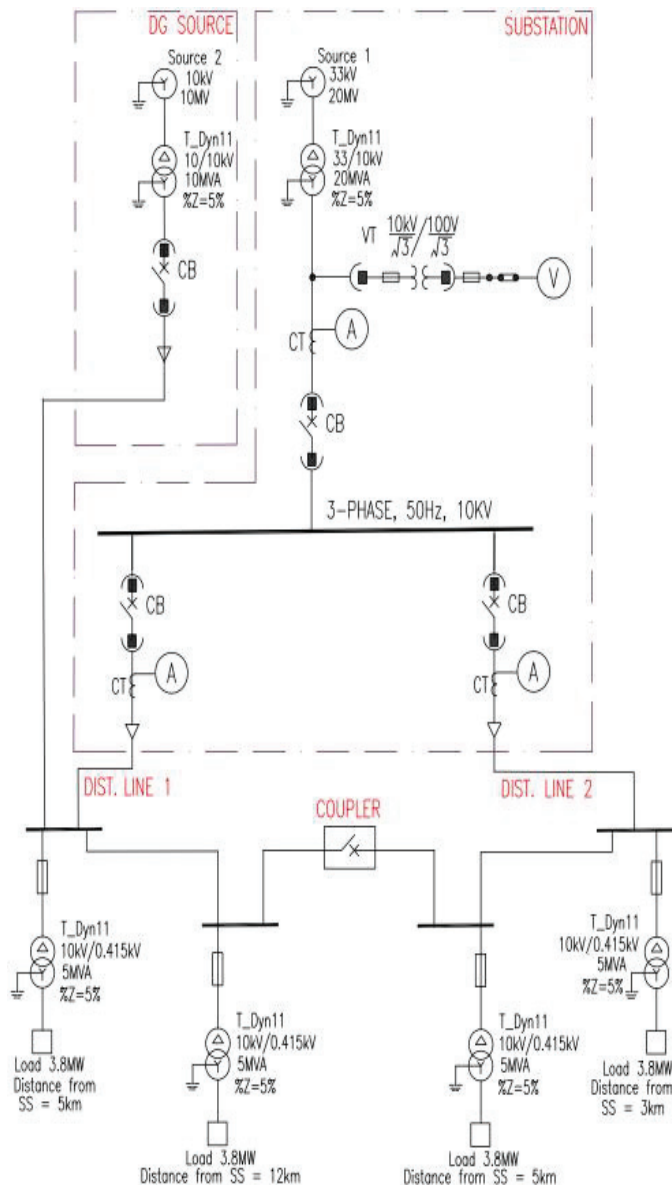


Figure 1. Distribution system single line diagram

In Fig. 1, switchgear feeding the distribution grid and the upstream network has been modeled by a 33kV generator connected to a 33/10kV step down transformer. A combined heat and power (CHP) generation facility has been modeled by a 10 kV, 10 kVA generator, designated as ‘DG Source’. A 1:1 transformer with a delta connected winding on the generator side is connected to prevent ground faults from travelling to the generator side. ‘Dist. Line1’ and ‘Dist. Line2’ are underground cable distribution system lines modeled by three phase pi-

section line masks. In order to generate the training data for ANN, the model has to be simulated multiple times with different simulation parameters. Each simulation has to be run for 0.4 seconds i.e. 20 AC cycles. In every simulation, fault is introduced after 10 cycles in phasor simulation mode. Current and voltage samples generated during this time are enough for ANN training.

### III. GRID MODEL SIMULATION AND FAULT DATA GENERATION

After developing a comprehensive model incorporating aspects like distributed generation and closed loop operation which affect the accuracy of conventional fault localization methods, it has to be simulated repeatedly with various fault locations and fault resistances. The resulting current and voltage measurements are to be stored and later used for development of a mathematical model for fault localization by ANN training.

#### A. Model simulation

Following aspects have been taken into consideration for simulation of grid model in order to generate fault data for ANN training.

Table 1. Model parameters for fault simulation

Simulated faults	Phase to ground, Phase to phase, Double phase to ground, Three phase
Range of fault resistance	0.01Ω, 0.05Ω, 0.1Ω, 0.5Ω, 1Ω, 2Ω, 5Ω, 10Ω, 15Ω, 20Ω, 25Ω, 30Ω, ....., 75Ω
Voltage variation	In addition to nominal system voltage (10kV) -5%, -2.5%, -1%, +1% and +2.5%
Fault locations	An incremental distance of 0.2 km (5 faults locations per km of line) along the complete length of the distribution lines
Open loop operation (coupling circuit breaker open)	Fault measurements obtained by running a separate simulation for each feeder. A distinct neural network is to be trained for each feeder since both the feeders generate completely different fault measurements
Close loop operation (coupling circuit breaker closed)	Both distribution lines joined together to form a ring. Both feeder currents and voltages are to be obtained by running a single simulation with feeder 1 as the starting point and feeder 2 as the end point of the loop
Fault data recording location	Outgoing feeder currents and voltages in substation. Hardware is to be installed in the substation and receives the required data from relays for fault location estimation thorough serial communication / networking

#### B. Fault data generation

Following is a brief description of the measurements needed and how they are organized in a single input data matrix for ANN training.

Table 2. No. of model simulations for each fault type

Operation	Dist. line	Measurement points / km (A)	No. of voltage levels (B)	No. of fault resistance values (C)	Length of dist. line (km) (D)	Total no. of simulations to be run (A x B x C x D)
Open loop	1	5	6	21	12	7560
	2	5	6	21	8	5040
Closed loop	5	6	21	20 (12 + 8)	12600	

- Feeder current and voltage has 3 phases namely  $I_a$ ,  $I_b$ ,  $I_c$  and  $V_a$ ,  $V_b$  and  $V_c$  which can be stored in **6** variables.
- Current and voltage phasors have real as well as imaginary parts. With voltages and currents of all phases having 2 parts, the input vector now has **12** columns.
- Both pre- and post-fault values of all currents and voltages are to be recorded. Therefore two variables (for pre fault and post fault values) have to be defined for both real and imaginary parts of every phase of current and voltage vectors. This increases the dimensions of measurement matrix to **24** distinct columns.

Table 2 provides an exact count of the number of times the grid model has to be simulated in various configurations with various combinations of model parameter values. The final count in each case gives the number of rows that will be added to the measurement matrix which has 24 columns as described above.

#### IV. DEVELOPMENT OF A MATHEMATICAL MODEL FOR FAULT LOCALIZATION BY ANN TRAINING

The objective in this step is to use the generated fault data to establish a mathematical relation between the observed effects (i.e. current and voltage measurements generated as a result of a fault) and causes of these particular effects (i.e. fault locations). A fitting function to model the system behavior has to be found using ANN training. Once the system is identified and a fitting function is developed, it can be used for determining fault locations (causes) using fault measurements (effects) that are not part of the previous knowledge base.



Figure 2. Graphical representation of ANN training

##### A. Quantification of training tasks

Since, in addition to fault location, the fault data also contains information about the fault resistance, it is worthwhile to train another ANN that provides a fit between fault measurements (24 inputs) and both fault location and fault resistance (2 outputs). Fault resistance data can be used for fault analysis and be included in public disturbance records. Valuable historic data like this can also prove helpful in later research. Since ANNs with both one output (fault distance only) and two outputs (fault distance as well as resistance) are to be trained for **12** cases (4 faults for 3 feeder configurations) the total number of scenarios becomes **24**. For every test case, two ANNs are to be trained (using the same training data) and their outputs are to be averaged. Doing so improves the overall accuracy of ANN model output. Since two ANNs with their output averaged are to be trained for each scenario, the final count of ANNs to be trained stands at **48**.

##### B. ANN training parameters

Before creating a feedforward ANN object, its structure has to be specified. The default feedforward net object has 2 layers. 70% of the training data has been allocated for training

whereas 15% each is used for validation and testing. Division of data is random. Instead of selecting random initial values for weights and biases for neurons in the net, Nguyen-Widrow initial conditions have been used for both layers of the net thereby reducing the training time by an order of magnitude [7].

Owing to good convergence and fitting characteristics in all the trials, a neural net with 24 inputs, 15 inner layer neurons, and (depending on the number of outputs) 1 or 2 neurons in the output layer is to be used for training of ANNs for fault location estimation. Levenberg-Marquardt optimization with bayesian regularization is the training algorithm of choice [8].

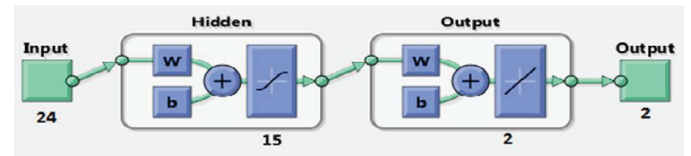


Figure 3. Graphical representation of ANN training

##### C. ANN training results

Having finalized all the training parameters, network structure and training algorithm, development of mathematical models for fault localization is then carried out. Target value of mean squared error (mse) is 0.0005. In some cases, training has been allowed to continue beyond this error value as long as no over fitting is observed. ANNs for both single model output (fault location only) and two model outputs (fault location as well as resistance) have been trained. Training results for all the faults have been presented in the Table 3.

For A-B fault, the satisfactory training performance can only be achieved for low resistances (up to  $5\Omega$ ) due to the fact that for higher resistance values, the voltages of phase A and B reach close to that of phase C (the healthy unfaulted phase). Since all voltage values become almost constant with very little variation and accordingly very low fault current flows (almost close to normal load current), it becomes difficult to find a fitting function for a system which, apart from some large voltage and current variations for low value of a parameter (resistance), is almost constant.

This difficulty can be avoided by considering the fact that in an underground cable distribution system, usually a fault between two phases occurs when the insulation between them breaks down which leads to a low resistance fault. An arcing fault can be encountered when the insulation breaks down only partially. Reference [9] provides an estimate of arc resistance in overhead distribution system ( $1.1\Omega$ ) which usually depends on many other parameters and in overhead systems, the separation between two phase conductors is much larger as compared to two cores of a cable. This observation therefore justifies limiting the upper bound on the fault resistance value for A-B fault to  $5\Omega$  which is still way above the arc resistance value. Since fault resistance has to be limited to only  $5\Omega$  for A-B faults, the grid model has to be simulated for more values of fault resistance between  $1\Omega$  and  $5\Omega$ . The additional values in this range for which faults on the distribution line are introduced are  $1.5\Omega$ ,  $2.5\Omega$ ,  $3\Omega$ ,  $3.5\Omega$ ,  $4\Omega$ ,  $4.5\Omega$  in order to ensure better fitting and generalization.



**Table 3. ANN training errors for all faults in open and close loop**

<b>MSEs of ANN Training for A-Gnd Fault Localization</b>		
Configuration and feeder number	Output: Fault location only	Outputs: Fault resistance and location
Open Loop - feeder 1 (ANN # 1)	0.000248	0.000313
Open Loop - feeder 1 (ANN # 2)	0.000344	0.000366
Open Loop - feeder 2 (ANN # 1)	0.000099	0.000101
Open Loop - feeder 2 (ANN # 2)	0.000099	0.000103
Close Loop (ANN # 1)	0.000099	0.000892
Close Loop (ANN # 1)	0.000099	0.000566
<b>MSEs of ANN Training for A-B Fault Localization</b>		
Configuration and feeder number	Output: Fault location only	Outputs: Fault resistance and location
Open Loop - feeder 1 (ANN # 1)	0.028451	0.012789
Open Loop - feeder 1 (ANN # 2)	0.019033	0.013188
Open Loop - feeder 2 (ANN # 1)	0.000178	0.000089
Open Loop - feeder 2 (ANN # 2)	0.000143	0.000096
Close Loop (ANN # 1)	0.000010	0.000010
Close Loop (ANN # 1)	0.000157	0.000170
<b>MSEs of ANN Training for A-B-Gnd Fault Localization</b>		
Configuration and feeder number	Output: Fault location only	Outputs: Fault resist & location
Open Loop - feeder 1 (ANN # 1)	$9.957 \times 10^{-9}$	0.000139
Open Loop - feeder 1 (ANN # 2)	$9.901 \times 10^{-9}$	0.000141
Open Loop - feeder 2 (ANN # 1)	$9.992 \times 10^{-9}$	0.000099
Open Loop - feeder 2 (ANN # 2)	$9.978 \times 10^{-9}$	0.000094
Close Loop (ANN # 1)	$9.992 \times 10^{-7}$	0.000099
Close Loop (ANN # 1)	$9.981 \times 10^{-7}$	0.000198
<b>MSEs of ANN Training for A-B-C-Gnd Fault Localization</b>		
Configuration and feeder number	Output: Fault location only	Outputs: Fault resist. & location
Open Loop - feeder 1 (ANN # 1)	$9.714 \times 10^{-9}$	--
Open Loop - feeder 1 (ANN # 2)	$9.714 \times 10^{-9}$	--
Open Loop - feeder 2 (ANN # 1)	$9.576 \times 10^{-9}$	--
Open Loop - feeder 2 (ANN # 2)	$9.982 \times 10^{-9}$	--
Close Loop (ANN # 1)	$9.943 \times 10^{-9}$	--
Close Loop (ANN # 1)	$9.955 \times 10^{-8}$	--

As highlighted in Table 3, the target error value (0.0005) has not been obtained when an ANN for faults on distribution line 1 in open loop operation is trained, even though training has been performed for a much lower range of resistance. The reason for this is that the distribution line 1 has a DG source connected to it so the voltage drop in case of a fault with resistance on this particular line is not very high. Only for very low fault resistance is there a real fault condition. The lesser drop in voltage on this line makes it difficult to reduce the error and the training stops after maximum value of ‘Mu’ (training iteration step) is reached.

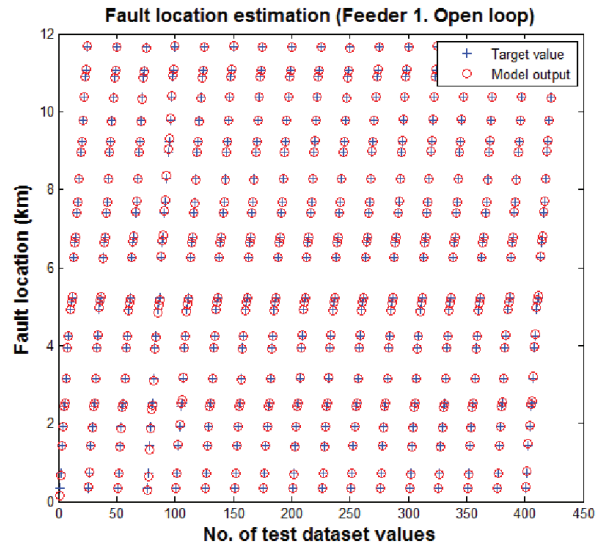
Three phase fault is a symmetric fault and when a network for only fault location has to be trained, very good results are obtained. However ANN training for two outputs is not possible. The training algorithm fails to converge. The reason for this is that for all the different values of fault resistance in the ground path, all the phase voltages and currents have same values and fault measurements and change only with either pre fault voltage or fault location. Therefore, for this periodic function, ANN training is very good when a function is to be found that provides a relation between fault measurements and fault location only. However the training fails when the fitting function has to include fault resistance as well since fault resistance has no effect on fault measurements. Thus a relation cannot be established between fault measurements and a combination of fault resistance and location.

*D. ANN model testing*

A test dataset consisting of fault measurements that are not part of training data has been used for testing the fault location estimation capability of the developed model. Test inputs generated for all cases are to be applied to the corresponding developed models and the outputs generated by them are then compared to the true test outputs for calculation of error. The next section presents all the test results obtained.

*E. ANN model test results*

Test results in graphical form have been presented for A-Gnd fault in the figure below.



**Figure 4. A-Gnd fault locations for various resistances**

The plot in Fig. 4 shows the fault locations estimated by ANN model superimposed on the actual fault locations for different values of fault resistance. (17 different values of fault resistance represented by 17 slanted vertical lines formed by fault location points). Results for other faults have been summarized in tabular form. The purpose of presenting fault location plots for at least one of the faults is to provide a vivid illustration of the quality of test results.

Table 4 provides information about the percentage of test cases in all operational scenarios where the estimation error for fault location (and fault resistances) is less than or equal to 5%

Table 4. Summary of test results for all test cases

Operation	Dist. line	Fault type	Total test cases (A)	Cases with $\pm 5\%$ location error (B)	%age of cases with $>95\%$ accuracy $\left(\frac{A-B}{A}\right) \%$	Cases with $\pm 5\%$ resistance error (C)	%age of cases with $>95\%$ accuracy $\left(\frac{A-C}{A}\right) \%$	
Open loop	1	A-Gnd	425	8	98.12	1 output only (Location)		
	2		289	7	97.58			
Closed loop			714	4	99.44			
Open loop	1		425	6	98.56	21	95.06	
	2		289	11	96.19	4	98.62	
Closed loop			714	16	97.76	55	92.3	
Open loop	1	A-B	275	74	73.09	1 output only (Location)		
	2		187	7	96.26			
Closed loop			462	7	98.48			
Open loop	1		275	67	75.64	79	71.27	
	2		187	12	93.58	15	91.98	
Closed loop			462	3	99.35	62	86.58	
Open loop	1	A-B-Gnd	425	0	100	1 output only (Location)		
	2		289	0	100			
Closed loop			714	0	100			
Open loop	1		425	0	100	12	97.18	
	2		289	0	100	4	98.62	
Closed loop			714	0	100	11	98.46	
Open loop	1	A-B-C-Gnd	425	0	100	1 output only (Location)		
	2		289	0	100			
Closed loop			714	0	100			
Open loop	1		425	Not applicable (Model with 2 outputs can't be trained)				
	2		289					
Closed loop			714					

(in other words, where an accuracy of greater than or equal to 95% has been achieved).

Another observation in Table 4 is that the accuracy of fault location estimation gets better as the degree of symmetry in faults increases. The results for asymmetrical fault (A-Gnd) are also very good. Since the training performance (mse) for A-B fault on distribution line 1 (with a tie-in for DG) in open loop is off by two orders of magnitude from the target mse (0.0005), the percentage of test cases having an error value of less than 5% is also rather low.

The models for which test results have been presented are to be implemented in hardware. These are the models trained using the measurements in substation. Two separate hardware programming projects have been created for these implementations. The implementation with only one output (fault location) is the preferred one for use since it has higher accuracy and works in all scenarios. Furthermore, no model for fault resistance estimation is available for three phase faults.

#### V. HARDWARE IMPLEMENTATION OF ANN MODEL AND HARDWARE-IN-THE-LOOP TESTING

After development and testing of mathematical models for localization of various faults in a software simulation environment, the final step is to develop a hardware prototype with an ANN model as the underlying algorithm which can be used in conjunction with the existing electrical control gear in a substation. A programmable logic controller (PLC) has been the hardware platform of choice. After the developed model

has been implemented on the PLC, its performance has to be tested for various faults and in different modes of grid operation.

In order to test a PLC in a lab, test signals similar to the ones generated by metering devices installed in MV switchgear are required. For this purpose, a real time (RT) simulator simulating the behavior of a real grid is used. The ANN model implemented on PLC is trained using the measurements generated by simulation of a grid model. The same Simulink® model is to be simulated now by the RT simulator for testing of PLC. Data exchange between the hardware under test and the RT simulator takes place via TCP/IP. Doing so eases the limit on the number of values that can be transmitted from the RT simulator to PLC using hardwired analog signals since both of these devices have limited number of analog I/O ports. Moreover, in an analog signal all the values are mapped to a 4-20mA current signal which can result in inaccuracies when a value with a span of 20000V (from -10000V to +10000V) is to be mapped on a signal with a span of only 16mA. In addition to feeder current and voltage values, feeder statuses (fault / no fault) and the state of coupling circuit breaker (open / close loop operation) is also transmitted to PLC.

For ANN model implementation, the available hardware is a Beckhoff C6920 industrial PC (IPC) with the PC based control software TwinCAT 3 for application engineering. The flow chart in Fig. 5 shows the organization of PLC application for ANN based fault localization and the order in which different blocks are called and executed.

First stage deals with establishing TCP/IP communication with the simulator. After a connection is established and the transfer of TCP frames to PLC begins, every incoming frame is processed and required fault data is extracted from the received TCP frame. Along with data extraction and storage in appropriate variables, the PLC keeps on monitoring all the variables in a cyclic fashion.

Whenever a fault is detected, (fault detection variable returns a non-zero value) the fault type and the mode of grid operation are examined and an ANN function with appropriate values of weights and biases is invoked. The number of neurons in the output layer is equal to the number of ANN outputs. PLC applications for both a single output (fault location) and two outputs (fault resistance and location) have been developed. Even though extensive testing of the model performance and accuracy has been carried out in software before hardware implementation could be proceeded with, it is important to test the programmed hardware as well before deployment using some test cases whose results are already known from testing in software. This is to ensure that the translation of Matlab<sup>®</sup> code of ANN model into IEC 61131-3 structured text (ST) has been carried out correctly. Speed and stability of application can also be put to test this way. Test results show that the fault location estimation error in hardware deviates slightly (1-2%) from the ones obtained in software testing. This is due to the mismatch between the fault measurements generated by Simulink<sup>®</sup> grid model and the actual grid i.e. model transferred to the RT simulator for HiL testing (considered the real grid).

As far as the speed of computation is concerned, all computations are completed within the default PLC cycle time of 10ms which means that, even though the numerical effort is quite high for matrix operations in ANN model, PLC is a suitable platform for such an application.

## CONCLUSION

An ANN for fault localization in distribution grids has been designed, implemented on hardware and its characteristics such as accuracy and speed have been evaluated. For training of ANNs, voltage and current measurements in the substation have been used. As hardware platform for the designed algorithm, a PLC has been used. The developed hardware is then connected to the grid model using a real time simulator for HiL testing. The results are encouraging and PLC has proved to be an economical and reliable platform for such applications with real-time capability, reproducibility and deterministic behavior. Using both primary and secondary substation measurements for the training of an ANN can yield even more accurate results. The number of generated fault measurements would then double but this is where TCP/IP communication can come really handy since no additional hardware is required.

In general, the results obtained using ANNs for fault localization have been very encouraging and show that they can be employed as an alternative to the conventional impedance based or travelling waves methods. The greatest effort however is required for ANN training since it has to be performed multiple times when the training algorithm either doesn't converge or gets stuck in a local minimum. The training has to be performed once again if changes are made in the grid structure (e.g. new elements are added). If the size of network increases, the time required for generation of fault measurements and ANN training also increases.

## REFERENCES

- [1] Marvik, Jorun I., "Fault Localization in Medium Voltage Distribution Networks with Distributed Generation", Norwegian University of Science and Technology, June 2011J. Clerk Maxwell, A Treatise on Electricity and Magnetism, 3rd ed., vol. 2. Oxford: Clarendon, 1892, pp.68–73.
- [2] Dugan, Roger. C. and McDermott, Thomas E., "Distributed Generation." IEEE Industry Applications Magazine, March/April 2002. p. 19-25
- [3] Hager, M., Sollerqvist, F. and Bollen. M.H.J. "The impact of distributed energy resources on distribution-system protection." August 10, 2006. NORDAC. Stockholm, Sweden
- [4] IEEE – Power system relay committee, "Impact of Distributed Resources on Distribution Relay Protection – a report to the line protection subcommittee of the IEEE power engineering society", August 2004
- [5] Chen, Z., Maun, J.C., "Artificial Neural Network Approach to Single-Ended Fault Locator for Transmission Lines", 0-7803-3713-1/97, IEEE 1997
- [6] Li, K.K., Lai, L.L., David, A.K., "Application of Artificial Neural Network in Fault Location Technique" 0-7803-5902-X/00, IEEE 2000
- [7] Nguyen, D., and B. Widrow, "Improving the learning speed of 2-layer neural networks by choosing initial values of the adaptive weights" Proceedings of the International Joint Conference on Neural Networks, Vol.3, 1990, pp. 21–26
- [8] Beale, M.H., Hagan, M.T. and Demuth, H.D., "Neural Network Toolbox™ - User's guide", Matlab® R2014a, Mathworks
- [9] Terzija, Vladimir.V, Ciric, R, Nouri.H, "Improved Fault Analysis Method Based on a New Arc Resistance Formula" IEEE transactions on power delivery, Vol. 26, No. 1, January 2011

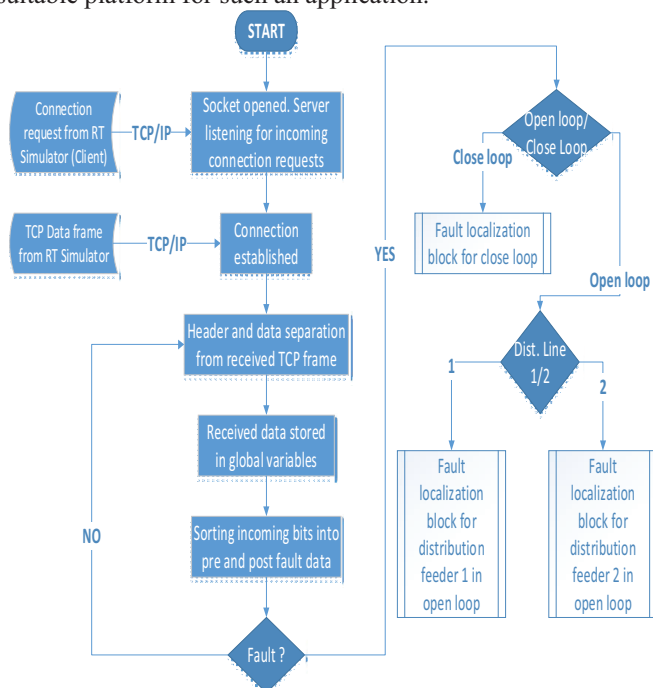


Figure 5. Organization of the PLC application for fault localization

# Blitzeinschlagsanalyse für rückwärtige Überschläge einer Hybridleitung

Matthias Nilges, Andrzej Mackow und Mustafa Kizilcay  
Universität Siegen  
Lehrstuhl für Elektrische Energieversorgung  
Siegen, Deutschland  
matthias.nilges@student.uni-siegen.de

**Abstract**—A new method to transfer energy over short and long distances is to use hybrid lines. In this paper a lightning surge analysis for backflashovers on overhead transmission lines with one DC and three AC systems on the same tower is considered. Lightning strikes are the most common source of failures on transmission systems and are not considered for hybrid lines. The main aim is to get essential information about the behavior of the HVDC system due to a backflashover. We simulate a lightning stroke into a hybrid line using EMTP-ATP. The results clearly show that the 110-kV AC systems provide protective effects for the HVDC system. Therefore, it is concluded that the backflashover performance of HVDC systems is better on AC/DC hybrid lines, compared to identically constructed towers with just one HVDC system installed.

**Index Terms**—backflashover, lightning surge analysis, hybrid line, transmission tower model, EMTP-ATP

## I. EINLEITUNG

Durch den stetig wachsenden Energiebedarf und eine Verschiebung der Energieerzeugung von fossilen hin zu erneuerbaren Energieressourcen ist eine Umstrukturierung der Energieversorgungsnetze unumgänglich. Dabei müssen nicht nur viele neue Erzeuger angeschlossen, sondern auch immer größere Transportwege abgedeckt werden. Da dies mit der herkömmlichen Wechselstromübertragung nur bedingt möglich ist, wird immer häufiger Gleichstromübertragung eingesetzt. Besonders in dicht besiedelten Gebieten stellt der Bau neuer Trassen Probleme dar. Hier können Hybridleitungen Abhilfe schaffen, bei denen sowohl Wechselstrom- als auch Gleichstromsysteme auf einem Mast angebracht sind. Auch in Deutschland werden derzeit mehrere Gleichstromtrassen entwickelt, um die im Norden des Landes produzierte Windenergie in den Süden zu transportieren. Eine dieser Trassen soll in großen Bereichen auf bestehenden Masten mit Wechselstromsystem angebracht werden [1]. Das bedeutet, es werden nicht nur vorhandene Masten, sondern auch bereits installierte, teilweise abgeschaltete Leitungssegmente verwendet, die zuvor zur Stromübertragung auf der 380-kV-Ebene vorgesehen waren. Abb. 1 zeigt solch einen Mast, bei dem ein 380-kV-System durch ein HGÜ-System ersetzt wurde.

Aufgrund der unerwarteten, hohen Überspannungen zählen bereits bei herkömmlichen Übertragungsstrecken Blitzeinschläge zu den Hauptursachen von Netzausfällen. Daher wer-

den regelmäßig neue Studien zu unterschiedlichen Einschlags-Szenarien durchgeführt. Durch die relativ langen Übertragungsstrecken und den typischerweise hohen Mastaufbau von Hybridleitungen steigt die Wahrscheinlichkeit von Blitzeinschlägen weiter an und macht deren Berücksichtigung bei der Planung von Hybridleitungen unumgänglich. Der Fokus von Blitzeinschlags-Analysen in der Höchstspannungsebene liegt vor allem in der Betrachtung rückwärtiger Überschläge aufgrund von Blitzeinschlägen in die Spitzen der Masten. Die Wahrscheinlichkeit direkter Einschläge in Leiterseile ist für diese Ebene vergleichsweise klein, da die Übertragungssysteme im Allgemeinen durch Erdseile geschützt sind.

Vor allem für den gewitterreichen asiatischen Raum existieren bereits viele Studien zu rückwärtigen Überschlägen auf der Hochspannungsebene [2], [3], diese behandeln jedoch keine Hybridleitungen. Die in [4] vorgestellte Blitzeinschlaganalyse einer Hybridleitung behandelt das Thema zwar intensiv, aufgrund des stark abweichenden Mastaufbaus lassen sich die Ergebnisse jedoch nicht auf die in Deutschland verwendeten Masten übertragen.

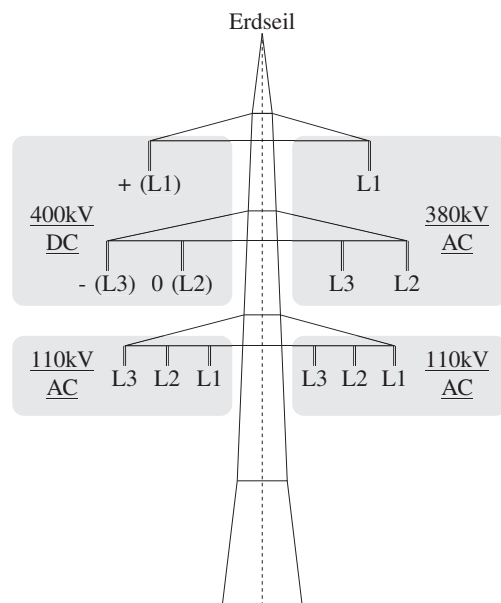


Abbildung 1. Aufbau eines Beispielmastes

Die Zielsetzung dieses Papers besteht daher darin, grundlegende Aussagen bezüglich des Blitzeinschlagverhaltens von deutschen Hybridleitungen mit vier und mehr Systemen zu erhalten. Grundlage hierfür ist die Nachbildung eines Freileitungsstücks mit EMTP-ATP (ElectroMagnetic Transients Program, Version Alternative Transients Program [5]), welches einem in Deutschland neu geplanten Hybridleitungs-Abschnitts entspricht. Der grundsätzliche Aufbau der Masten entspricht dabei dem des Beispielmastes aus Abb. 1 und wird entsprechend auf Grundlage der bereits vorhandenen Infrastruktur realisiert. Zusätzlich weisen die Masten Verlängerungen von bis zu 10m auf. Die Spannweite zwischen den Masten variiert zwischen 250m und 350m. Anhand eines beispielhaften Leitungsabschnitts wird für die einzelnen Systeme der minimale Blitzstoßstrom ermittelt, der über den Isolatoren einen rückwärtigen Überschlag hervorruft.

## II. MODELLIERUNG

Um bei der Simulation die größtmögliche Beanspruchung für die Isolatoren durch einen rückwärtigen Überschlag hervorzurufen, müssen Blitzeinschläge in die Mastspitzen angenommen werden. Bei einem Einschlag in das Erdseil teilt sich der Blitzstrom in nahezu gleiche große Ströme auf, die von der Einschlagstelle zu den beiden benachbarten Masten laufen. Während die Welle zum Mast läuft, treten bereits erste Einkopplungen in die benachbarten Systeme auf, welche die Spannungsdifferenz über den Isolatoren frühzeitig vermindert.

Die Blitzeinschläge in die Spitze der Freileitungsmasten werden in diesem Paper mithilfe von EMTP-ATP simuliert. In Abb. 2 ist ein vereinfachtes Modell des entsprechenden Simulationsaufbaus dargestellt. Die Position der Blitzstromquelle variiert abhängig vom untersuchten Mast. In Abb. 2 ist ein Einschlag in Mast 9 nachgebildet.

Da die Welle des Blitzstoßstroms am Erdungswiderstand mit negativem Vorzeichen reflektiert wird und somit beim

Zurücklaufen die Spannung begrenzt, spielt die Höhe des Mastes eine entscheidende Rolle für die maximale Spannung auf den Traversen. Die Laufzeiten der Wellen über das Erdseil zu den Nachbarmasten liegen jedoch deutlich über den Laufzeiten entlang der Masten. Eine bedeutende Beeinflussung des Überschlagverhaltens aufgrund zurücklaufender Wellen über das Erdseil kann daher ausgeschlossen werden. Somit ist die Betrachtung einzelner Masten mit jeweils abweichender Masthöhe ausreichend für die Beurteilung des Überschlagverhaltens einer Freileitungsstrecke. In Tab. I sind die Masten der hier betrachteten Freileitungsstrecke zusammengefasst, in deren Mastspitzen ein Blitzeinschlag simuliert wird.

### A. Mastnachbildung

Zur Ermittlung der Spannungen auf den Traversen bei einem Blitzeinschlag in einen Freileitungsmast ist die elektrische Nachbildung des Mastes notwendig. Hierfür sind mehrere Modelle entwickelt worden [6]–[12]. Für die in diesem Paper durchgeführten Untersuchungen kommt das in Abb. 3 dargestellte Multistory Tower Model nach [12] zum Einsatz, da dieses besonders für hohe Masten sehr gut geeignet ist [2]. Bei diesem Modell wird jeder Mastabschnitt mithilfe eines einfachen Wanderwellenmodells und einer R-L-Parallelschaltung zur Dämpfungsnachbildung modelliert. Zur Bestimmung der Elemente werden nach [3] für die Wanderwellenwiderstände

TABELLE I. BEI DER BLITZEINSCHLAGSANALYSE BETRACHTETE MASTEN

Mastrnr.	Masttyp	Höhe
1	Tragmast	57, 25m
5	Tragmast	62, 25m
7	Abspannmast	56, 25m
10	Tragmast	62, 25m
15	Tragmast	67, 25m

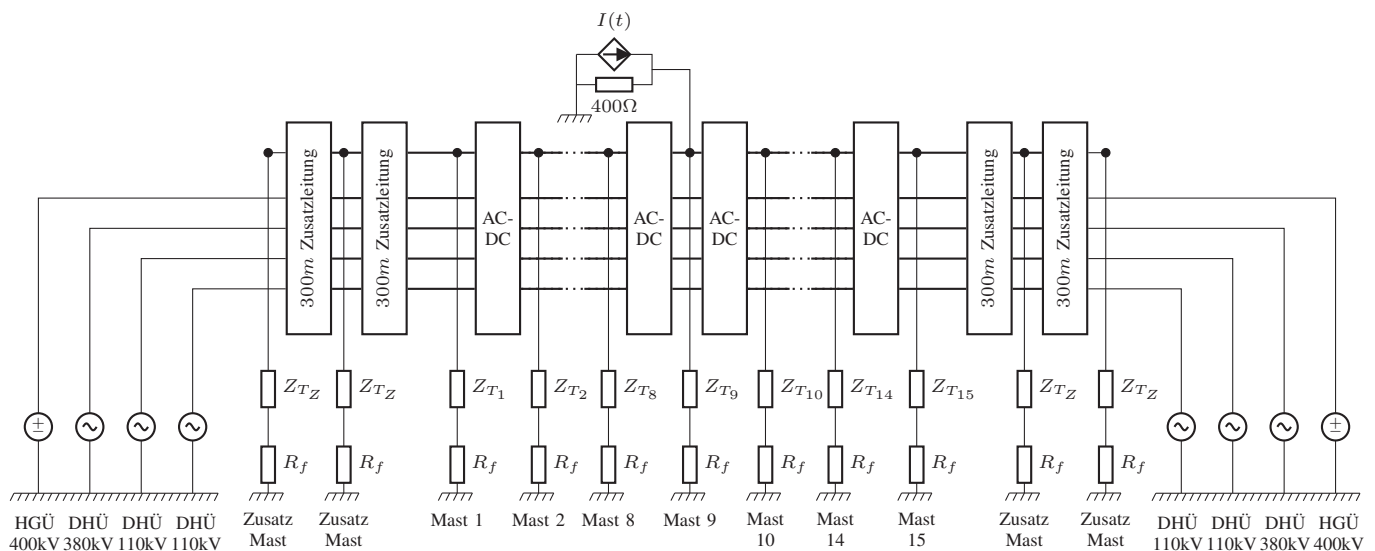


Abbildung 2. Simulationsaufbau

die in Tab. II dargestellten Erfahrungswerte herangezogen und die Widerstände und Induktivitäten wie folgt berechnet:

$$R_i = \Delta R_i \cdot x_i \quad , \quad (1)$$

$$L_i = 2 \frac{h}{c_0} R_i \quad , \quad (2)$$

$$\Delta R_1 = \Delta R_2 = \Delta R_3 = \frac{2Z_i}{h - x_4} \cdot \ln\left(\frac{1}{\alpha}\right) \quad , \quad (3)$$

$$\Delta R_4 = \frac{2Z_4}{h} \cdot \ln\left(\frac{1}{\alpha}\right) \quad . \quad (4)$$

Der Blitzdämpfungsfaktor  $\alpha$  liegt bei diesem Modelltyp bei  $\alpha = 0,89$ .  $c_0$  ist die Lichtgeschwindigkeit, mit der sich die Welle auf dem Mast ausbreitet. Die Erdungswiderstände der Masten werden jeweils mit  $10\Omega$  angenommen.

### B. Überschlagsmodell

Auch zur Bestimmung von Überschlägen existieren bereits mehrere Modelle [13]–[17]. In diesem Paper kommt als Überschlagsmodell die Leader-Development-Methode von Motoyama [17] zum Einsatz, da sich diese nach [18] für lange Isolatoren als gut geeignet herausgestellt hat. Diese Methode betrachtet den gesamten zeitlichen Entstehungsprozess eines Leaders (Lichtbogen der aufgrund eines Überschlags entsteht), bis dieser vollständig durchgeschlagen ist oder aufgrund zu niedriger Spannung zusammenbricht.

Der Entstehungsprozess beginnt mit dem Aufbau eines Feldes aufgrund der anliegenden Spannung über dem Luftspalt der Länge  $D$ . Nachdem ein ausreichendes Feld mit

$$\frac{1}{T_s} \int_0^{T_s} U(t) dt > \begin{cases} 400 \frac{kV}{m} \cdot D + 50kV & I > 0 \\ 460 \frac{kV}{m} \cdot D + 150kV & I < 0 \end{cases} \quad . \quad (5)$$

aufgebaut ist, beginnt der Leader mit der Geschwindigkeit

$$v_{L_{ave}} = 2,5 \frac{m^2}{Vs} \left( \frac{U(t)}{D - 2x_{L_{ave}}} - 750 \frac{kV}{m} \right) \quad (6)$$

von beiden Endpunkten jeweils auf die Länge

$$x_{L_{ave}} = \int v_{L_{ave}} dt \quad (7)$$

zu wachsen. Treffen die beiden Teile des Leaders bei der Hälfte des Luftspalts aufeinander, ist der Durchschlag erfolgt:

$$x_{L_{ave}} > \frac{D}{2} \quad . \quad (8)$$

TABELLE II. EMPFOHLENE WERTE FÜR BLITZEINSCHLAG ANALYSEN IN JAPAN

Systemspannung [kV]	Blitzstrom [kA]	Wellenimpedanz [ $\Omega$ ]		Erdungswiderstand [ $\Omega$ ]
		$Z_{1-3}$	$Z_4$	
1100	200	130	90	10
500	150	220	150	10
275	100	220	150	10
154(110)	60	220	150	10
77(66)	30,40	220	150	10-20

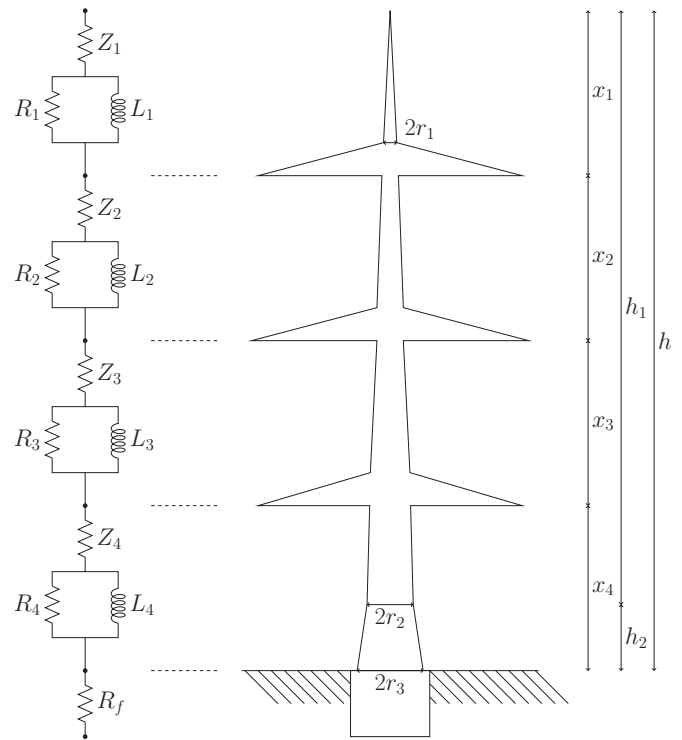


Abbildung 3. Multistory Transmission Tower Model

Fällt hingegen während des Leaderaufbaus die Spannungsdifferenz über dem Luftspalt unter den Grenzwert

$$U(t) < 750 \frac{kV}{m} \cdot (D - 2x_{L_{ave}}) \quad , \quad (9)$$

bricht der Lichtbogen zusammen.

Diese Gleichungen werden mithilfe der MODELS-Umgebung in EMTP-ATP implementiert. Der eigentliche Überschlag wird durch einen Kurzschluss mithilfe eines vom Überschlagsmodell gesteuerten Schalters realisiert. In Abb. 4 ist dieser Aufbau dargestellt. Die Länge des Luftspalts, d.h. die Schlagweite der Isolatoren können Tab. III entnommen werden.

### C. Blitznachbildung

Zur Blitznachbildung wird das Blitzstrommodell nach CIGRE-Empfehlung verwendet [16], [19]. Die Anstiegs- und Rückenhalbwertszeit ist hierbei von der Amplitude abhängig. Zur einfachen Betrachtung ist bei der in diesem Paper verwendeten Quelle jedoch nur die Amplitude variabel. Alle weiteren Elemente sind gemäß Tab. IV fest vorgegeben.

Für den Blitzstrom werden im Folgenden nur negative Ströme betrachtet. Zum einen, weil negativ geladene Blitze

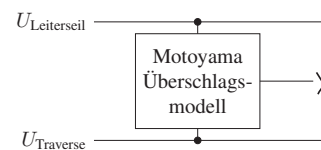


Abbildung 4. Modell zur Nachbildung eines rückwärtigen Überschlags

TABELLE III. LÄNGE UND SCHLAGWEITE DER ISOLATOREN

	System	Länge	Schlagweite
Tragmast	HGÜ	4200mm	2940mm
	380kV	4200mm	2940mm
	110kV	2370mm	965mm
Abspannmast	HGÜ	7200mm	3400mm
	380kV	7200mm	3400mm
	110kV	3200mm	1150mm

mit hoher Amplitude häufiger als positive geladene Blitze mit gleicher Amplitude auftreten. Zum anderen befindet sich der positive Pol der HGÜ-Leitung auf der obersten Traverse. Da auf der obersten Traverse aufgrund längerer Laufzeiten und Dämpfungen höhere Spannungen als auf der mittleren Traverse erreicht werden, erhält man bei einem negativen Blitzstoßstrom eine höhere Spannungsdifferenz auf der kritischeren obersten Traverse.

#### D. Leitungsmodell

Die Leitungen werden mithilfe des in EMTP-ATP integrierten Bergeron-Modells nachgebildet [20]. Dabei werden die Modelldaten für eine Frequenz von  $400\text{kHz}$  ermittelt. Da gemäß Tab. I auch Einschläge in die Masten 1 und 15 simuliert werden, sind auf beiden Seiten der Simulationsstrecke zwei zusätzliche Leitungsabschnitte und Masten angefügt. Diese gewährleisten bei der Simulation eines Einschlags in Mast 1 bzw. 15 einen korrekten Spannungs- und Stromverlauf entlang des Erdseils zu den beiden benachbarten Masten. Die exakten Aufbauten der Zusatzleitungen und -masten spielen für den korrekten Verlauf keine erhebliche Rolle, sofern diese den Größenordnungen des Simulationsabschnitts entsprechen.

### III. SIMULATIONSERGEBNIS

#### A. 110-kV-Systeme

Die Simulation liefert bei den 110-kV-Systemen für den minimalen Blitzstoßstrom, der einen Überschlag hervorruft, das Ergebnis aus Tab. V. Mit Abstand den höchsten Blitzstoßstrom für einen rückwärtigen Überschlag benötigt der Abspannmast (Mast 7). Dieser hohe Blitzstoßstrom lässt sich jedoch schnell durch die größeren Schlagweiten der Isolatoren auf einem Abspannmast erklären. Es zeigt sich ebenfalls, dass mit steigender Höhe der Masten der minimale Blitzstoßstrom für einen Überschlag niedriger ausfällt. Dieses Verhalten ist jedoch zu erwarten. Durch die längere Laufzeit auf höheren Masten wird die Spannung an den Traversen von der zurücklaufenden Welle

TABELLE IV. DATEN ZUR BLITZSTROMNACHBILDUNG

Amplitude	variabel
Anstiegszeit	$3,6\mu\text{s}$
Rücklaufzeit	$75\mu\text{s}$
maximale Steilheit	$26\text{kA}/\mu\text{s}$

TABELLE V. MINIMALER BLITZSTOSSSTROM DER EINEN ÜBERSCHLAG AN DEN 110-KV-ISOLATOREN HERVORRUFT

Mastnr.	Amplitude	
	System A	System B
1	$-77\text{kA}$	$-81\text{kA}$
5	$-74\text{kA}$	$-73\text{kA}$
7	$-88\text{kA}$	$-95\text{kA}$
10	$-73\text{kA}$	$-74\text{kA}$
15	$-71\text{kA}$	$-72\text{kA}$

erst verzögert begrenzt. Ein kritischer Spannungsverlauf wird somit schon bei niedrigeren Blitzstoßströmen erzeugt.

#### B. HGÜ-System

Für das HGÜ-System stellt sich das Ergebnis für den minimalen Blitzstoßstrom gemäß Tab. VI ein. Dabei kommt es lediglich zu einem Überschlag auf den positiven HGÜ-Leiter. Überschläge auf die Leiter der mittleren Traverse finden nicht statt, da das Feld nicht die nach (5) benötigte Stärke zum Entstehen eines Leaders erreicht. Die Stoßstromamplituden sind beim HGÜ-System im Vergleich zu den 110-kV-Systemen bedeutend höher. Folglich sind bei den Strömen aus Tab. VI die Überschläge auf die 110-kV-Systeme zeitlich vor dem Überschlag auf den positiven HGÜ-Leiter zu erwarten.

Wie zu erkennen ist, benötigt auch bei der Betrachtung des HGÜ-Systems der Abspannmast mit Abstand den höchsten Blitzstoßstrom für einen rückwärtigen Überschlag. Für die Tragmasten dreht sich jedoch die Reihenfolge des minimalen Blitzstoßstroms in Bezug auf die Amplitude um.

### IV. AUSWERTUNG DER SIMULATIONSERGEBNISSE

Wie in Kapitel III beschrieben, ist die Reihenfolge der Masten in Bezug auf die minimalen Blitzstoßströme umgekehrt, obwohl dies wegen der längeren Laufzeiten nicht zu erwarten ist. Der Grund für die unerwartete Reihenfolge ist im Überschlagsverhalten der 110-kV-Systeme begründet. Da gemäß Abb. 5 die Zeitpunkte der Überschläge auf der 110-kV-Ebene,  $t_{ü_5}^{110}$  und  $t_{ü_{15}}^{110}$ , vor dem Zeitpunkt des Überschlags auf den HGÜ-Leiter,  $t_{ü_5}^{\text{HGÜ}}$ , erfolgen, verursachen sie dabei einen Spannungseinbruch über dem Mast, der sich positiv auf das Überschlagsverhalten des HGÜ-Systems auswirkt.

Um die genauen Auswirkungen der Überschläge auf der 110-kV-Ebene zu klären, muss zunächst betrachtet werden, wann ein Leader gemäß der Leader-Development-Methode zündet bzw. wann er vorzeitig erlischt. Der Vorgang des Zündens des Leaders auf Mast 5 wird in Abb. 6 betrachtet. In dieser ist die Spannungsdifferenz über dem Isolator des

TABELLE VI. MINIMALER BLITZSTOSSSTROM DER EINEN ÜBERSCHLAG AN DEN HGÜ-ISOLATOREN HERVORRUFT

Mastnr.	Amplitude
1	$-171\text{kA}$
5	$-176\text{kA}$
7	$-225\text{kA}$
10	$-184\text{kA}$
15	$-195\text{kA}$

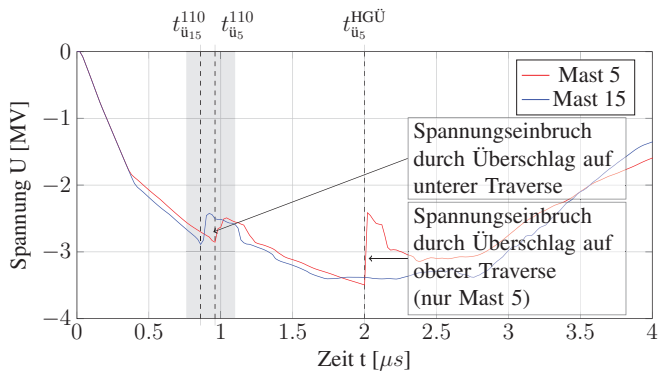


Abbildung 5. Spannungsverläufe an der oberen Traverse von Mast 5 und 15 ( $\hat{I} = 180kA$ )

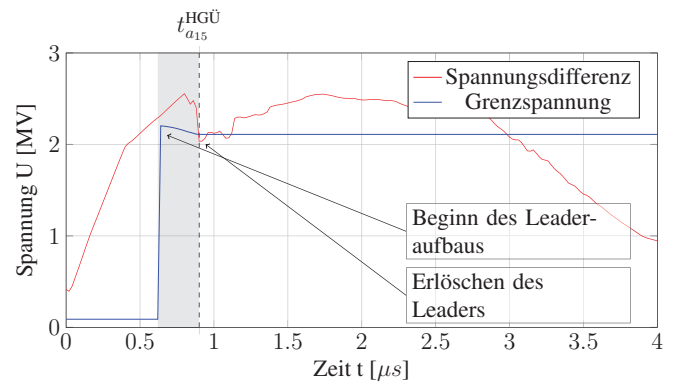


Abbildung 7. Erlöschen des Leaders zwischen der obersten Traverse und dem Leiterseil auf Mast 15 ( $\hat{I} = 180kA$ )

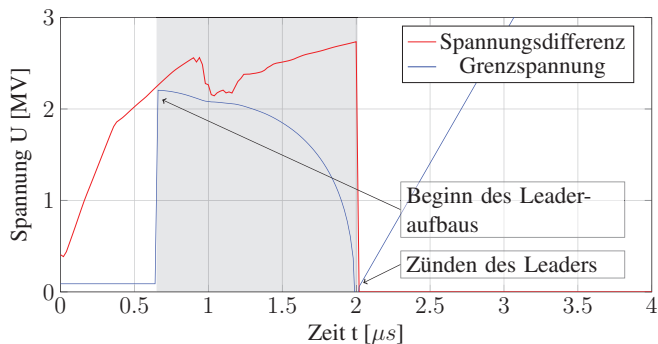


Abbildung 6. Zünden des Leaders zwischen der obersten Traverse und dem Leiterseil auf Mast 5 ( $\hat{I} = 180kA$ )

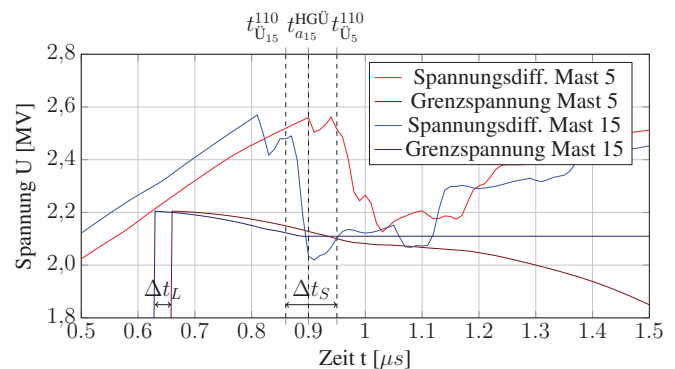


Abbildung 8. Vergleich des Leaderaufbaus auf Mast 5 und 10 ( $\hat{I} = 180kA$ )

positiven HGÜ-Leiterseils, bzw. der entsprechenden Schlagweite, und die Grenzspannung des Leaders dargestellt. Damit der Leader während des Entstehungsprozesses nicht erlischt, darf die dargestellte Grenzspannung über dem Isolator nicht unterschritten werden. Da diese Grenzspannung von der Leaderlänge abhängig ist, verringert sich diese gemäß (9) mit zunehmender Zeit. Erreicht die Grenzspannung schließlich 0V, hat der Leader die Hälfte des Abstands überschritten und es erfolgt nach (8) der Überschlag. Abb. 7 zeigt im Gegensatz das Erlöschen des Leaders auf Mast 15. Zum Zeitpunkt  $t_{a15}^{HGÜ}$  wird hier die Grenzspannung durch einen geringen Spannungseinbruch unterschritten.

In beiden betrachteten Fällen beträgt die Blitzstoßstromamplitude  $180kA$  und beschreibt somit die eingangs erwähnte, unerwartet Reihenfolge der minimalen Blitzstoßströme. Abb. 8 zeigt zur genaueren Betrachtung den direkten Vergleich der Spannungsdifferenzen. Hier ist gut erkennbar, dass die Spannungsdifferenz über dem Isolator von Mast 15 in den ersten  $0,8\mu s$  die des Mastes 5 übersteigt. Damit verbunden beginnt der Leaderaufbau auf Mast 15 um  $\Delta t_L$  früher als auf Mast 5. Ab ca.  $0,8\mu s$  zeigen sich die Auswirkungen der Spannungseinbrüche aus Abb. 5.

Da die Zeitdifferenz  $\Delta t_S$  größer als  $\Delta t_L$  ist, kommt es auf dem höheren Mast zu einem Erlöschen des Leaders, wohingegen der schützende Spannungseinbruch auf Mast 5 zu spät erfolgt.

Die Herkunft des Spannungseinbruchs wird mit Hilfe von Abb. 9 noch einmal bestätigt.  $t_{\bar{U}}^{110}$  zeigt hier den exakten Zeitpunkt eines rückwärtigen Überschlags von der unteren Traverse auf ein Leiterseil der 110-kV-Systeme. Auf diesen Überschlag folgt ein Spannungseinbruch auf der unteren Traverse. Dieser Spannungseinbruch wandert anschließend entlang des Mastes und erreicht nach den entsprechenden Laufzeiten die mittlere und oberste Traverse. Da die Abstände und somit die Laufzeiten zwischen den Traversen bei allen Masten identisch sind, ist das unterschiedliche Überschlagsverhalten nur von den unterschiedlichen Verlängerungen der Masten abhängig. Der gesamte zeitliche Vorgang für die beiden Beispielmasten 5 und 15 ist noch einmal in Tab. VII in chronologischer Reihenfolge zusammengefasst.

Da der Spannungseinbruch auf der 110-kV-Ebene generell vor dem HGÜ-System auftritt, zeigt sich, dass die 110-kV-Systeme grundsätzlich die Widerstandsfähigkeit des HGÜ-Systems steigern. Fallen bei dem von uns betrachteten Mastaufbau aus Abb. 1 die 110-kV-Systeme weg, fehlt der schützende Spannungseinbruch gänzlich. Bei Masten ohne Verlängerung erfolgt somit ein rückwärtiger Überschlag bereits deutlich früher. Für Masten mit Verlängerung sinkt der minimale Blitzstoßstrom der zum Überschlag führt noch weiter ab. Für diese stellt sich die amplitudenbezogene Reihenfolge gemäß der 110-kV-Systeme aus Tab. V ein.



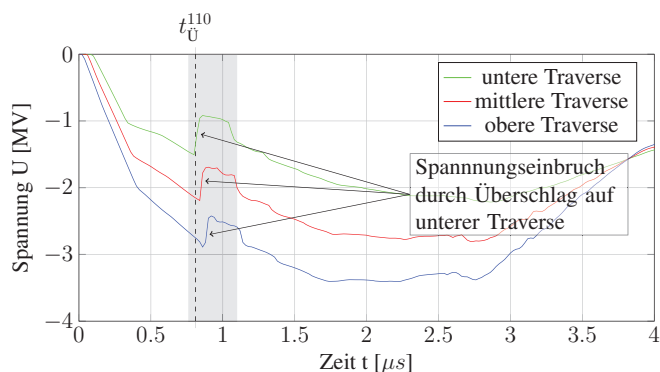


Abbildung 9. Spannungseinbruch auf den Traversen des Mastes 15 aufgrund von Überschlügen auf der unteren Traverse ( $I = 180kA$ )

TABELLE VII. ZEITLICHE ÜBERSCHLAGS-ABFOLGE BEI ZEITGLEICHEM BLITZEINSCHLAG IN MAST 5 UND 15

0,00µs	Blitzeinschläge mit einer Blitzstoßstromamplitude von 180kA in die Spitzen der Masten 5 und 15
0,63µs	Beginn des Leaderaufbaus auf der obersten Traverse von Mast 15
0,66µs	Beginn des Leaderaufbaus auf der obersten Traverse von Mast 5
0,80µs	Überschläge der 110-kV-Systeme auf Mast 15
0,88µs	Spannungseinbruch auf der obersten Traverse von Mast 15
0,89µs	Überschläge der 110-kV-Systeme auf Mast 5
0,90µs	Grenzspannung auf der obersten Traverse von Mast 15 wird unterschritten
0,90µs	Erlöschen des Leaders auf Mast 15
0,97µs	Spannungseinbruch auf der obersten Traverse von Mast 5
1,03µs	Grenzspannung auf der obersten Traverse von Mast 5 wird nicht unterschritten
2,00µs	Zünden des Leaders auf Mast 5

## V. ZUSAMMENFASSUNG UND AUSBLICK

In diesem Paper ist eine Blitzeinschlagsanalyse für rückwärtige Überschläge einer Hybridleitung durchgeführt worden, die das Widerstandsverhalten insbesondere des HGÜ-Systems für rückwärtige Überschläge darstellt. Ziel dieser Untersuchungen ist das Erlangen grundsätzlicher Aussagen über das Verhalten des HGÜ-Systems gewesen, wenn ein Blitzeinschlag in die Spitze eines Mastes erfolgt.

Es hat sich gezeigt, dass die Kombination von 110-kV-mit HGÜ-Systemen positive Auswirkungen auf das Überschlagsverhalten des HGÜ-Systems hat. Durch Überschläge auf der 110-kV-Ebene wird ein Spannungseinbruch erzeugt, der das HGÜ-System schützt. Mit steigender Höhe des Mastes nimmt die Widerstandsfähigkeit des HGÜ-Systems entgegen der Erwartungen sogar weiter zu, da die Überschläge auf der 110-kV-Ebene einen kritischen Spannungsverlauf schneller unterbinden.

Da HGÜ-Systeme in der Regel an den oberen Traversen der Masten angeordnet sind, stellen die in diesem Paper betrachteten Masten eine Standard-Konfiguration für Hybridleitungen dar. Das Ergebnis lässt sich somit auch auf ähnliche Mast-Konfigurationen übertragen. Weiterführende Studien sind im Bereich des Einflusses unterschiedlicher Erdwiderstände der Masten auf die „Schutzwirkung“ der 110-kV-Systeme möglich, sowie die Berücksichtigung der verän-

derlichen Anstiegszeiten und Steilheiten der Blitzstoßströme auf das Überschlagsverhalten von Hybridleitungen. Auch das Verhalten bei nachfolgenden Blitzeinschlägen wird noch nicht berücksichtigt, obwohl deren Bedeutung nach [21] zunehmend größer wird.

## LITERATUR

- [1] „Gesetz über den Bundesbedarfsplan (Bundesbedarfsplangesetz - BB-PIG),“ Juli 2013.
- [2] T. Ito, T. Ueda, H. Watanabe, T. Funabashi, und A. Ametani, „Lightning Flashovers on 77-kV Systems: Observed Voltage Bias Effects and Analysis,” *IEEE Transactions on Power Delivery*, Vol. 18, Nr. 2, S. 545–550, März 2003.
- [3] A. Ametani und T. Kawamura, „A method of a lightning surge analysis recommended in Japan using EMTP,” *IEEE Transactions on Power Delivery*, Vol. 20, Nr. 2, S. 867–875, April 2005.
- [4] S. Wei, L. Qingmin, Z. Liang, Z. Li, und L. Xinchang, „Research on lightning performance of AC/DC hybrid transmission lines on the same tower,” *Generation, Transmission & Distribution, IET*, Vol. 7, Nr. 2, S. 166–174, Februar 2013.
- [5] „ElectroMagnetic Transients Program, Version Alternative Transients Program.” [Online]. Available: <http://www.emtp.org/>
- [6] A. Ametani, Y. Kasai, J. Sawada, A. Mochizuki, und T. Yamada, „Frequency-dependent impedance of vertical conductors and a multi-conductor tower model,” *IEE Proceedings-Generation, Transmission and Distribution*, Vol. 141, Nr. 4, S. 339–345, Juli 1994.
- [7] W. Chisholm, Y. Chow, und K. Srivastava, „Lighting Surge Response of Transmission Towers,” *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, Nr. 9, S. 3232–3242, September 1983.
- [8] T. Hara und O. Yamamoto, „Modelling of a transmission tower for lightning-surge analysis,” *IEE Proceedings-Generation, Transmission and Distribution*, Vol. 143, Nr. 3, S. 283–289, Mai 1996.
- [9] M. Kawai, „Studies of the surge response on a transmission line tower,” *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, Vol. 83, Nr. 1, S. 30–34, Januar 1964.
- [10] M. A. Sargent und M. Darveniza, „Tower Surge Impedance,” *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, Nr. 5, S. 680–687, Mai 1969.
- [11] C. Wagner und A. Hileman, „A New Approach to the Calculation or the Lightning Performance of Transmission Lines III-A Simplified Method: Stroke to Tower,” *Power Apparatus and Systems, Part III. Transactions of the American Institute of Electrical Engineers*, Vol. 79, Nr. 3, S. 589–603, April 1960.
- [12] M. Ishii, T. Kawamura, T. Kouno, E. Ohsaki, K. Shiokawa, K. Murotani, und T. Higuchi, „Multistory transmission tower model for lightning surge analysis,” *IEEE Transactions on Power Delivery*, Vol. 6, Nr. 3, S. 1327–1335, Juli 1991.
- [13] Q. Yang, J. Zhao, W.-X. Sima, J. Feng, und T. Yuan, „Lightning Back-Flashover Performance of the Yun-Guang UHV DC Transmission Lines,” *High Voltage Engineering*, Vol. 34, Nr. 7, S. 004, 2008.
- [14] Y.-X. Han, Y.-X. Lu, H.-x. Chen, und L.-C. Li, „Simulation analysis on lightning intruding overvoltage of the±800 kV converter station,” *High Voltage Engineering*, Vol. 36, Nr. 1, S. 491–495, 2010.
- [15] International Electrotechnical Commission *et al.*, „Computational Guide to Insulation Coordination and Modelling of Electrical Networks,” 2004.
- [16] CIGRE WG 33-01, „Guide to Procedures for Estimating the Lightning Performance of Transmission Lines,” *Technical Brochure*, Oktober 1991.
- [17] H. Motoyama, „Experimental study and analysis of breakdown characteristics of long air gaps with short tail lightning impulse,” *IEEE Transactions on Power Delivery*, Vol. 11, Nr. 2, S. 972–979, April 1996.
- [18] Y. Han, L. Li, H. Chen, und Y. Lu, „Influence of Modeling Methods on the Calculated Lightning Surge Overvoltages at a UHVDC Converter Station Due to Backflashover,” *IEEE Transactions on Power Delivery*, Vol. 27, Nr. 3, S. 1090–1095, Juli 2012.
- [19] CIGRE WG C 4.407, „Lightning Parameters for Engineering Applications,” *Technical Brochure*, August 2013.
- [20] L. Prikler und H. K. Høidalen, *ATPDRAW Users' Manual*. EMTP-ATP User Group, 2009.
- [21] S. Visacro, C. R. de Mesquita, R. N. Dias, F. H. Silveira, und A. De Conti, „A Class of Hazardous Subsequent Lightning Strokes in Terms of Insulation Stress,” *IEEE Transactions on Electromagnetic Compatibility*, Vol. 54, Nr. 5, S. 1028–1033, Oktober 2012.

# A Study of Uncertain Wind Power in Active-Reactive Optimal Power Flow

E. Mohagheghi, A. Gabash, and P. Li

Department of Simulation and Optimal Processes

Institute of Automation and Systems Engineering, Ilmenau University of Technology

98693 Ilmenau, Germany

erfan.mohagheghi@tu-ilmenau.de, aouss.gabash@tu-ilmenau.de, pu.li@tu-ilmenau.de

**Abstract**—Wind power fluctuates with time and it is reasonable to regard it as a random variable. Recently, an active-reactive optimal power flow (A-R-OPF) method in active distribution networks with wind stations has been developed to handle the problem of wind power curtailment (WPC). Since the mentioned method is deterministic, it may fail to handle uncertain wind power (UWP). Therefore, our study in this paper will firstly discuss the issue of UWP and secondly develop a new strategy which can improve the A-R-OPF by considering UWP. The new strategy can be distinguished from the original so that: 1) it considers shorter time intervals, i.e., 15 minutes instead of one hour and 2) it can handle both UWP and WPC simultaneously. The effectiveness of the new strategy is shown by using a real case medium-voltage distribution network.

**Keywords**—active-reactive optimal power flow (A-R-OPF); medium-voltage; uncertain wind power (UWP); wind power curtailment (WPC).

## I. INTRODUCTION

Uncertain wind power (UWP) is one of many challenges that power system operators face when ensuring optimal and reliable operations. It is a well-known fact that wind power production varies with wind speed and cannot be controlled except by curtailing it [1]. Therefore, wind energy is a partially dispatchable generation source, and consequently curtailment investigation must be considered within a *probabilistic* rather than *deterministic* study context [2].

Recently, a method which is based on so-called chance constrained optimal power flow (OPF) was proposed in [3]. In [3], load power uncertainties were considered as multivariate random variables with a correlated normal distribution, but renewable energy generation (REG) was not considered. In contrast, the forecasted active power outputs of REG units were regarded as normally distributed random variables [4]. Moreover, the uncertainty of load was neglected because the REG, such as wind energy, has more variability than load [5]. It is noted in [4] that no variables were used for curtailing of REG.

More recently, a deterministic active-reactive optimal power flow (A-R-OPF) method in active distribution networks (ADNs) with REG and battery storage systems was developed [6][7][8].

One of the remarkable abilities of the A-R-OPF method is its capability to ensure feasible solutions even with a high penetration of wind power. This is achieved by incorporating a curtailment factor. Note that the problem of A-R-OPF in ADNs [6-8] (*even with a deterministic formulation*) represents a large-scale and complex optimization problem. Therefore, it is expected that considering any uncertain operating conditions [9] will further complicate the problem.

The principle of wind power curtailment (WPC) was also used in [10], where an OPF was formulated as a nonlinear chance constrained optimization problem under non-Gaussian uncertainties. Note that the formulated problem in [10] (*even with a single snapshot*) was solved with a considerable computational time. In addition, the expected wind speed and its variance were assumed to be the same at all wind stations (WSs).

Based on the above literature and distinguished from the previous works in the research area of ADNs [11][12][13], a new strategy to handle UWP and WPC in an ADN is proposed in this paper. The contributions of this work can be summarized as follows:

- Using a shorter time interval ( $ti$ ) in A-R-OPF, i.e.,  $ti = 15$  minutes instead of one hour.
- Introducing a center for environment data which can provide *forecasted* and *actual* wind power production for WSs at different locations in the ADN.
- Developing a new strategy to handle UWP and WPC simultaneously. This ensures the feasibility when considering *actual* wind power production in the deterministic A-R-OPF.

## II. DETERMINISTIC A-R-OPF WITH UWP

### A. Deterministic A-R-OPF

In [6], an A-R-OPF problem was formulated with forecasted or deterministic input wind power and demand profiles in the time frame of optimization. However, the inaccuracies in these forecasts were not considered as given in [8]. A deterministic A-R-OPF problem can reduce the computational effort on the one hand, but on the other hand it cannot handle the inaccuracies in these profiles. Therefore, our aim here is to overcome such problems by focusing on UWP.

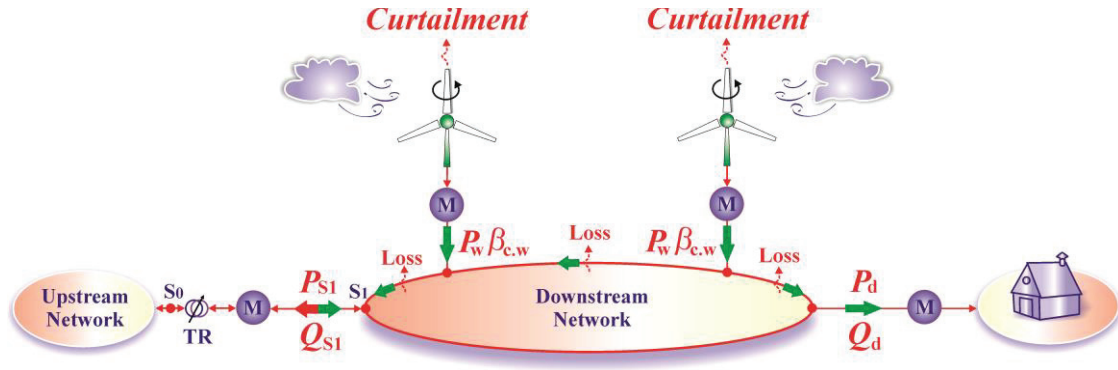


Fig. 1. Illustration of a meter-based method for charging and remunerating different entities connected to a power system [18]. Here, M stands for meter, TR for transformer,  $S_0$  and  $S_1$  for TR primary and secondary side, respectively.

### B. Uncertain Wind Power

The idea behind considering UWP in this work can be explained in Fig. 1. Here, it is assumed that there are two WSs with same installed capacities at different locations in an ADN. The produced wind power  $P_w$  from each WS can be forecasted from the expected wind speed at each WS. Note that  $P_w$  can be different during  $ti$  even with a relatively small distance between WSs. This is because the forecasted wind speed can be different at each WS.

From another perspective, the forecasted value of  $P_w$  during  $ti$  can also be different from actual wind power production based on, e.g., a probability density function (PDF), as seen in Fig. 2. Here, F stands for forecast (a forecasted value), H for high-side (values higher than forecasted) and L for low-side (values lower than forecasted). Note that  $P_w$  in Fig. 2 is assumed normally distributed. The values of F, H and L are also illustrated with time for the two WSs, as shown in Fig. 3.

In Fig. 1, active  $P_d$  and reactive  $Q_d$  power demand are assumed to follow IEEE-RTS winter season's days [8]. In contrast, active  $P_{S1}$  and reactive  $Q_{S1}$  power at slack bus  $S_1$  (see Fig. 1) are allowed to be either *positive* or *zero* to avoid any possible generation rejections from reverse power flows (see details in [11]). This means that active and reactive power can be *imported* (in the case of low wind power), but not *exported* (in the case of high wind power) [14][15]. Note that due to system constraints, a wind power curtailment factor ( $0 \leq \beta_{c,w} \leq 1$ ) at each WS is used as a control variable [6], where  $\beta_{c,w} = 1$  when no curtailment and  $\beta_{c,w} < 1$  otherwise, as seen in Fig. 1.

The objective of A-R-OPF in Fig. 1 is to maximize the total revenue from the wind energy and meanwhile to minimize the total costs of active energy losses in the grid and the total costs of active and reactive energy at bus  $S_1$ . Now, the problem of UWP in A-R-OPF is to find a strategy to ensure the feasibility when considering *actual* instead of *forecasted* wind power production.

### III. PROPOSED STRATEGY

The proposed strategy in this paper requires a center for environment data as shown in Fig. 4. This center should be able to provide forecasted and actual wind power production of WSs at different locations in an ADN for a given  $ti$ .

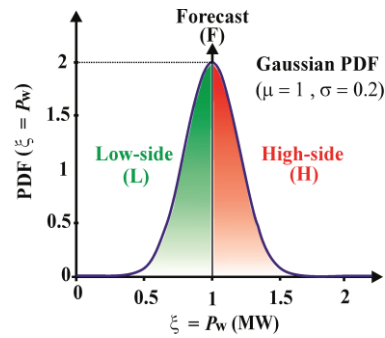


Fig. 2. Illustration of a PDF of wind power. Here,  $\xi$  is the random variable,  $\mu$  is the mean or expectation and  $\sigma$  is the standard deviation.

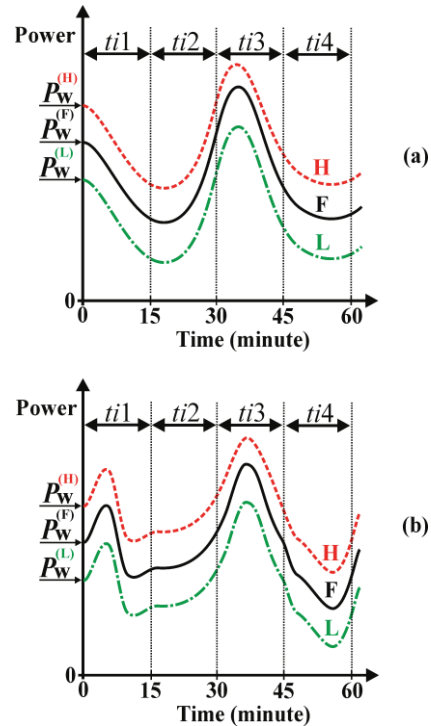


Fig. 3. Illustration of wind power profiles during an hour. Here, (a) and (b) stand for wind power profiles from two different WSs.

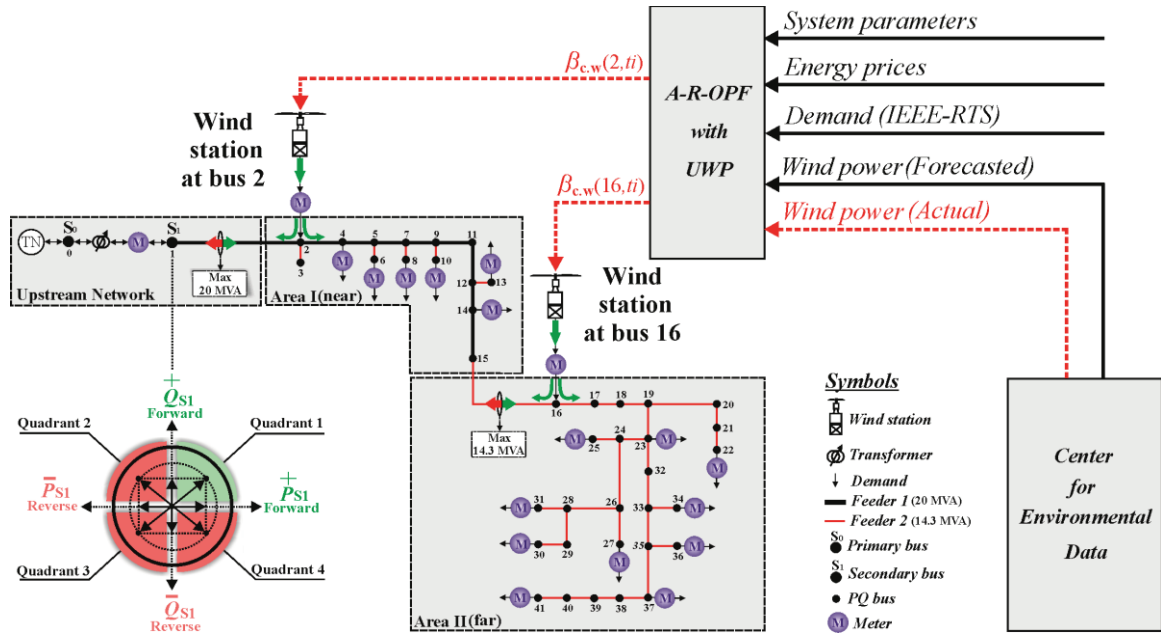


Fig. 4. Distribution network for the case study [17][18].

In this work,  $ti$  is taken 15 minutes ahead, as seen in Fig. 3. In addition, two WSs are considered to be located at different buses, i.e., bus 2 and bus 16, as seen in Fig. 4. Based on the above considerations, the solution strategy of UWP in A-R-OPF can be summarized by the following steps:

- 1) Provide system parameters, energy prices and demand as inputs to the A-R-OPF with UWP, as seen in Fig. 4.
- 2) Provide  $F(i,ti)$ : forecasted wind power of WS at bus  $i$  during  $ti$ . For example,  $F(2,1) = P_w(2,1) = 9$  MW and  $F(16,1) = P_w(16,1) = 8$  MW, as seen in Fig. 5.
- 3) Calculate  $H(i,ti)$ : wind power higher than forecasted of WS at bus  $i$  during  $ti$ . In this paper, we use the following simple formula  $H(i,ti) = F(i,ti) + \Delta P_w(i)$ . Here,  $\Delta P_w(i)$  is defined as a constant power at bus  $i$  to get wind power values around the forecasts. Let  $\Delta P_w(i) = \Delta P_w(2) = \Delta P_w(16) = 1$  MW. Then, one can simply get  $H(2,1) = P_w(2,1) = 10$  MW and  $H(16,1) = P_w(16,1) = 9$  MW, as seen in Fig. 5. Note that if  $H(i,ti) > P_w(i)$ , then  $H(i,ti) = P_w(i)$ . Here,  $P_w(i)$  is the rated power of WS at bus  $i$  (see Table IV in Appendix).
- 4) Calculate  $L(i,ti)$ : wind power lower than forecasted of WS at bus  $i$  during  $ti$ . In this paper, we use the following simple formula  $L(i,ti) = F(i,ti) - \Delta P_w(i)$ . Let  $\Delta P_w(i)$  as defined above, then one can simply get  $L(2,1) = P_w(2,1) = 8$  MW and  $L(16,1) = P_w(16,1) = 7$  MW, as seen in Fig. 5. If  $L(i,ti) < 0$ , then  $L(i,ti) = 0$ .
- 5) Solve A-R-OPF for  $ti$  and all main nine possible scenarios shown in Fig. 5. Then, save obtained results in a *lookup table*, as Table I. Here,  $\beta_{c,w}(i,ti)$  is the optimal curtailment factor at bus  $i$  during  $ti$  for all nine scenarios.

It is to note that the required computational time to fill in the lookup table should be small enough in order to ensure the applicability of the proposed strategy.

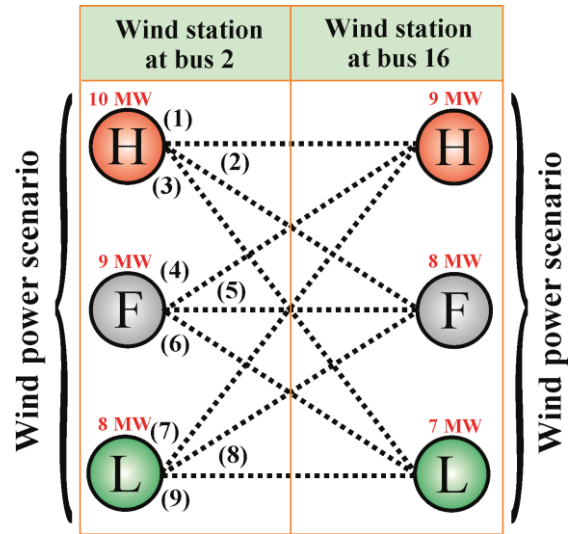


Fig. 5. Illustration of main nine possible scenarios. Here, F stands for forecast (forecasted wind power during  $ti$ ), H for high-side (wind power higher than forecasted during  $ti$ ) and L for low-side (wind power lower than forecasted during  $ti$ ).

Now, provide *actual* wind power (AWP) for WS at bus  $i$  during  $ti$  from the center in Fig. 4. Then, compare it with wind power scenarios (i.e., H-H, H-F, H-L, ...) in the lookup table, and choose the optimal control variables  $\beta_{c,w}(i,ti)$  based on the following simple rules:

- Rule 1: If  $(H \geq AWP > F)$  then consider  $(AWP = H)$
- Rule 2: If  $(F \geq AWP > L)$  then consider  $(AWP = F)$
- Rule 3: If  $(L \geq AWP \geq 0)$  then consider  $(AWP = L)$

The application of the above strategy will be further explained in section V.

TABLE I. OPTIMIZATION RESULTS FOR THE FIRST TIME INTERVAL AND ALL MAIN NINE POSSIBLE SCENARIOS IN FIG. 5

Scenario	$P_w(2,1)$ (MW)	$P_w(16,1)$ (MW)	$\beta_{c.w}(2,1)$ ---	$\beta_{c.w}(16,1)$ ---	$P_{S1}(1)$ (MW)	$Q_{S1}(1)$ (Mvar)
1 H-H	10	9	0.475	0.278	0	2.53
2 H-F	10	8	0.475	0.313	0	2.53
3 H-L	10	7	0.475	0.357	0	2.53
4 F-H	9	9	0.528	0.278	0	2.53
5 F-F	9	8	0.528	0.313	0	2.53
6 F-L	9	7	0.528	0.357	0	2.53
7 L-H	8	9	0.594	0.278	0	2.53
8 L-F	8	8	0.594	0.313	0	2.53
9 L-L	8	7	0.594	0.357	0	2.53

IV. OPTIMIZATION PROBLEM FORMULATION

Here, we adapt the extended objective function  $F(1)$  [15] by changing the discretization from (1-hour) to (15-minutes) as follows:

$$\max F = F_1 - F_2 - F_3 - F_4 \quad (1)$$

where

$$F_1 = C_{pr.p}(ti) \sum_{i \in l}^N P_w(i, ti) \beta_{c.w}(i, ti) \quad (2)$$

$$F_2 = C_{pr.p}(ti) P_{loss}(ti) \quad (3)$$

$$F_3 = C_{pr.p}(ti) P_{S1}(ti) \quad (4)$$

$$F_4 = C_{pr.q}(ti) Q_{S1}(ti). \quad (5)$$

It is aimed in (1) to maximize the total revenue from the wind energy  $F_1$ , and meanwhile to minimize the total costs of active energy losses in the grid  $F_2$ , the cost of active energy at slack bus  $F_3$ , and the cost of reactive energy at slack bus  $F_4$ , respectively. Here,  $C_{pr.p}(ti)$  is the active energy price during  $ti$ ,  $C_{pr.q}(ti)$  is the reactive energy price during  $ti$ ,  $P_{loss}(ti)$  is the active power losses during  $ti$ ,  $N$  is the total number of buses,  $P_w(i, ti)$  is the active power of WS at bus  $i$  during  $ti$  while  $l$  stands for the set of WSs,  $P_{S1}(ti)$  and  $Q_{S1}(ti)$  are the active and reactive power injected at slack bus  $S_1$  during  $ti$ , respectively. The control variable of WSs is  $\beta_{c.w}(i, ti)$ , which represents the curtailment factor of wind power at WS  $i$  during  $ti$ .

The optimization problem is solved with the general algebraic modeling system (GAMS) [16] where the equality (6) and inequality (7) constraints for the A-R-OPF are as follows (mathematical details can be found in [6]):

$$\left\{ \begin{array}{l} \bullet \text{ Active power balance at each bus} \\ \bullet \text{ Reactive power balance at each bus} \end{array} \right. \quad (6)$$

TABLE II. COMPARISON OF COMPUTATION TIME (ON INTEL CORE 2 DUO CPU 3 GHZ AND 4 GB RAM) AND FEASIBILITY STATE IN TWO METHODS

Criterion	A-R-OPF with UWP	A-R-OPF without UWP	Diff.
CPU (sec./ti1)	58.348	8.346	-50.002
Feasibility	feasible	infeasible	(-599%)
CPU (sec./ti2)	57.6	8.455	-49.145
Feasibility	feasible	feasible	(-581%)
CPU (sec./ti3)	57.467	8.452	-49.015
Feasibility	feasible	feasible	(-580%)
CPU (sec./ti4)	57.879	8.357	-49.522
Feasibility	feasible	infeasible	(-593%)

TABLE III. OBJECTIVE FUNCTION VALUE IN TWO SCENARIOS

Criterion	Actual wind power	Forecasted wind power	Diff.
$F(\$/ti1)$	82	83	-1(-1.2%)
$F(\$/ti2)$	66	83	-17(-20.48%)
$F(\$/ti3)$	81	83	-2(-2.4%)
$F(\$/ti4)$	80	83	-3(-3.61%)

$$\left\{ \begin{array}{l} \bullet \text{ Voltage bounds of PQ-buses} \\ \bullet \text{ Active and reactive bounds at slack bus} \\ \bullet \text{ Feeder bounds} \\ \bullet \text{ Bounds of the curtailment factors} \end{array} \right. \quad (7)$$

V. CASE STUDY

The network considered for the case study is taken from [17][18]. It is a typical rural distribution network with 41 buses and 27.6 kV, as shown in Fig. 4, where line thicknesses indicate feeder capacities. The peak power demand of the network is 16.25 MVA [15] and the substation rating is 20 MVA. Two WSs (data in Table IV in Appendix) are located at buses 2 and 16, as seen in Fig. 4. Data of energy prices are given in Table V in Appendix. Slack bus  $S_1$  is considered here with fixed voltage amplitude 1.02 pu [19] and zero voltage angle for all conducted computations.

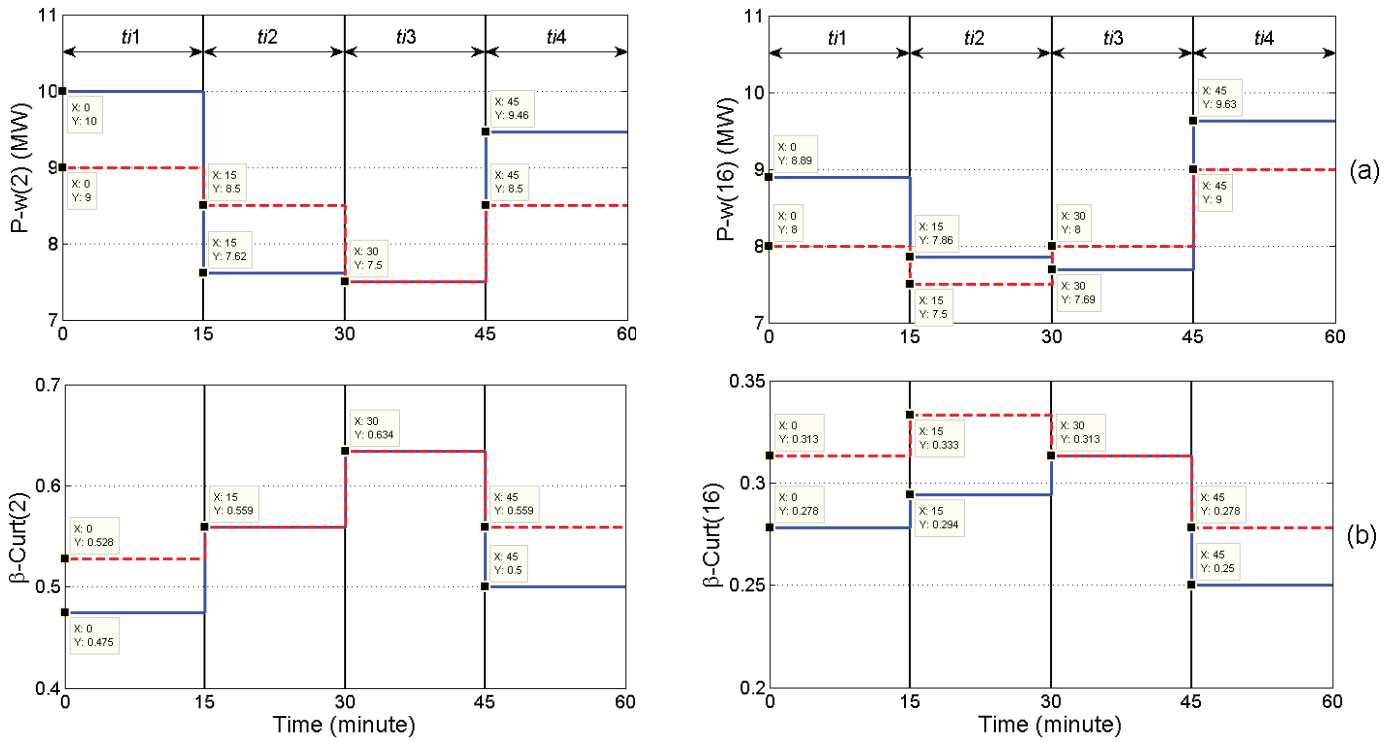


Fig. 6. (a) Forecasted wind power profiles (red-dashed) and actual wind power profiles (blue-solid) of WS at bus 2 (left column) and WS at bus 16 (right column). (b) Curtailment factors corresponding to forecasted wind power profiles (red-dashed) and corresponding to actual wind power (blue-solid) of WS at bus 2 (left column) and of WS at bus 16 (right column).

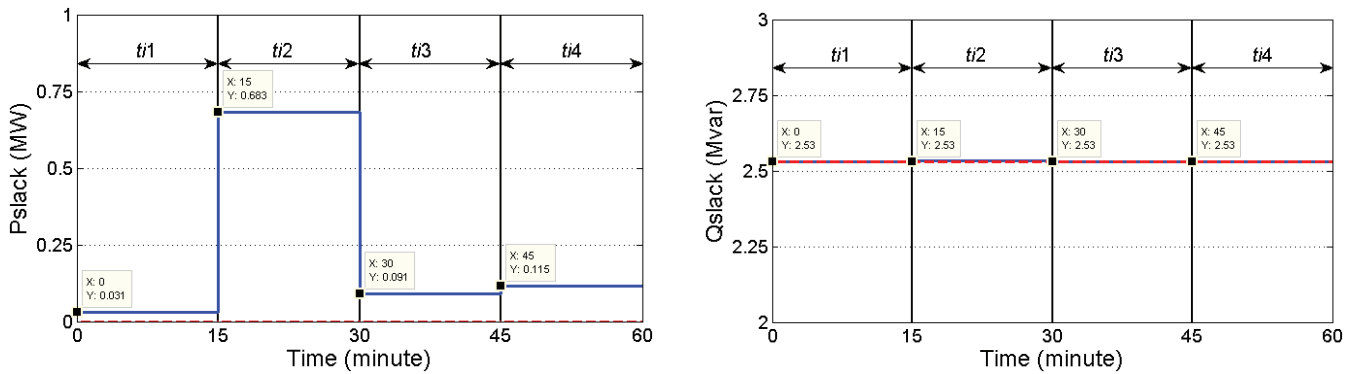


Fig. 7. Slack bus active power (left column) and slack bus reactive power (right column) corresponding to forecasted wind power profiles (red-dashed) and corresponding to actual wind power (blue-solid).

The results in Table I show that the active power at bus  $S_1$  is always zero for all scenarios because of total active power demand (7.234 MW), high wind active power production of WSs (see Table I), and limits on exported active power. It can be clearly seen in Table I that high wind power production leads to low values of curtailment factors to ensure a feasible solution. In contrast to active power, the reactive power at bus  $S_1$  is always (2.53 Mvar) for all scenarios (see Table I). This is because of using unity power factors (PFs) of all WSs (see Table IV), total reactive power demand (2.62 Mvar) and the reactive power compensation of feeder capacitive susceptance [18].

The benefits of the proposed strategy can be clearly seen in Table II where the deterministic A-R-OPF fails to achieve

feasible solutions during the first (i.e.,  $t_{i1}$ ) and fourth (i.e.,  $t_{i4}$ ) time periods. This is because the actual wind power production (see Fig. 6(a)) is higher than forecasted at both WSs. It means the new strategy uses the lowest curtailment factors, i.e.,  $\beta_{c,w}(2,1) = 0.475$  and  $\beta_{c,w}(16,1) = 0.278$  (i.e., H-H) instead of  $\beta_{c,w}(2,1) = 0.528$  and  $\beta_{c,w}(16,1) = 0.313$  (i.e., F-F) (see Table I and Fig. 6). Of course the new strategy requires more CPU time. Note that the deterministic A-R-OPF can achieve a feasible solution during, e.g., the second time period (i.e.,  $t_{i2}$ ) because the actual wind power production from WS at bus 2 is much lower than the production from WS at bus 16.

From economical point of view, the new strategy requires almost a higher active energy import at slack bus  $S_1$  in comparison with the deterministic A-R-OPF as seen in Fig. 7.

For example, the active energy import during the second time period (i.e.,  $ti_2$ ) is the highest value because the actual wind power production from WS at bus 2 is too lower than expected. The numerical results of the objective function are given in Table III. In Fig. 7, it is clearly seen that the reactive power import is in a weak relation with wind active power curtailment.

## VI. CONCLUSIONS

This paper discussed the issue of uncertain wind power (UWP) in an active distribution network and proposed a new strategy which can handle both UWP and wind power curtailment (WPC) simultaneously. The new strategy improves the deterministic active-reactive optimal power flow so that on one hand it uses shorter time intervals, i.e., 15 minutes instead of one hour and on the other hand it ensures not only optimal but also feasible solutions.

The benefits of the proposed strategy in handling both WPC and UWP are shown by using a real case medium-voltage network. Beside the advantages of the new strategy, there are some drawbacks in terms of computational effort. Therefore, our future research will focus on tackling such problems by exploring more efficient computational mechanisms.

## APPENDIX

TABLE IV. RATED POWER OF WSS ( $P_w$ ) AND POWER FACTORS (PFs)

	Wind stations	
Bus	2	16
$P_w$ (MW)	10	10
PFs	1.0	1.0

TABLE V. DATA OF ENERGY PRICES DURING TIME INTERVALS [8]

$ti$	$C_{pr,p}(\$/MW.ti)$	$C_{pr,q}(\$/Mvar.ti)$
$ti_1 = 15 \text{ min}$	12.5	3
$ti_2 = 15 \text{ min}$	12.5	3
$ti_3 = 15 \text{ min}$	12.5	3
$ti_4 = 15 \text{ min}$	12.5	3

## REFERENCES

- [1] P. Meibom, C. Weber, R. Barth, and H. Brand, "Operational costs induced by fluctuating wind power production in Germany and Scandinavia," *IET Renewable Power Generation*, Mar. 2009, vol. 3, no. 1, pp. 75-83.
- [2] D. J. Burke and M. J. O'Malley, "Factors influencing wind energy curtailment," *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, April. 2011, vol. 2, no. 2, pp. 185-193.
- [3] H. Zhang and P. Li, "Chance constrained programming for optimal power flow under uncertainty," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 26, no. 4, pp. 2417-2424, Nov. 2011.
- [4] Y. Cao, Y. Tan, C. Li, and C. Rehtanz, "Chance-constrained optimization-based unbalanced optimal power flow for radial distribution networks," *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 28, no. 3, pp. 1855-1864, July 2013.
- [5] J. Hetzer, D. C. Yu, and K. Bhattarai, "An economic dispatch model incorporating wind power," *IEEE Trans. Energy Convers.*, vol. 23, no. 2, pp. 603-611, Jun. 2008.

- [6] A. Gabash and P. Li, "Active-Reactive optimal power flow in distribution networks with embedded generation and battery storage," *IEEE Transaction on Power Systems*, vol. 27, no. 4, pp. 2026-2035, Nov. 2012.
- [7] A. Gabash and P. Li, "Active-reactive optimal power flow for low-voltage networks with photovoltaic distributed generation," *2nd IEEE International Energy Conference and Exhibition (EnergyCon2012)/ Future Energy Grids and Systems (FEGS)*, Florence, Italy, Sep. 2012, pp. 381-386.
- [8] A. Gabash and P. Li, "Flexible optimal operation of battery storage systems for energy supply networks," *IEEE Transaction on Power Systems*, vol. 28, no. 3, pp. 2788-2797, Aug. 2013.
- [9] P. Li, *Prozessoptimierung unter Unsicherheiten*. Germany: Oldenbourg Verlag, 2007.
- [10] M. Klöppel, A. Gabash, A. Geletu, and P. Li, "Chance constrained optimal power flow with non-gaussian distributed uncertain wind power generation," *12th International Conference on Environment and Electrical Engineering, IEEEIC 2013*, May 2013, Wroclaw, Poland, pp. 265-270.
- [11] A. Gabash, D. Xie, and P. Li, "Analysis of influence factors on rejected active power from active distribution networks," *Power & Energy Student Summit (PESS) 2012, IEEE Student Branch TU-Ilmenau*, Ilmenau, Germany, Jan. 2012, pp. 25-29.
- [12] A. Gabash, M. E. Alkal, and P. Li, "Impact of allowed reverse active power flow on planning PVs and BSSs in distribution networks considering demand and EVs growth," *Power & Energy Student Summit (PESS) 2013, IEEE Student Branch Bielefeld*, Bielefeld, Germany, Jan. 2013, pp. 11-16.
- [13] R. A. Halim, A. Gabash, and P. Li, "Sensitivity analysis of power flow Jacobian matrix in active distribution networks," *Power & Energy Student Summit (PESS) 2014, IEEE Student Branch Stuttgart*, Stuttgart, Germany, Jan. 2014, pp. 49-54.
- [14] L. M. Cipcigan and P. C. Taylor, "Investigation of the reverse power flow requirements of high penetrations of small-scale embedded generation," *IET Renewable Power Generation*, vol. 1, no. 3, pp. 160-166, Sep. 2007.
- [15] A. Gabash and P. Li, "Reverse active-reactive optimal power flow in ADNs: Technical and economical aspects," *3rd IEEE EnergyCon2014*, Dubrovnik, Croatia, May 2014, pp. 1115-1120.
- [16] [online] Available: <http://www.gams.com/>.
- [17] Y. M. Atwa, "Distribution system planning and reliability assessment under high DG penetration," Ph.D. dissertation, Dept. Electrical and Computer Eng., Waterloo, Ontario, Canada, 2010.
- [18] A. Gabash. *Flexible Optimal Operations of Energy Supply Networks: With Renewable Energy Generation and Battery Storage*. Saarbrücken, Germany: Südwestdeutscher Verlag, 2014.
- [19] A. Gabash and P. Li, "On the control of main substations between transmission and distribution systems," *14. IEEEIC*, Krakow, Poland, May 2014, pp. 280-285.

**Erfan Mohagheghi** (S'14) received his M.Sc. degree from University of Greenwich, UK, in 2012. He is currently working toward the Ph.D. degree at the Institute of Automation and Systems Engineering, Ilmenau University of Technology, Germany. His current research interests include distributed generation and power system optimization under uncertainty.

**Aouss Gabash** (S'11-A'12-M'12) received his M. Eng. degree from Aleppo University, Syria, in 2008, and the Ph.D. degree from Ilmenau University of Technology, Germany, in 2013. His current research interests include power system planning, analysis, operation, control, optimization techniques, artificial intelligence, and distributed generation and storage. Dr. Gabash is now a postdoctoral researcher at TU Ilmenau.

**Pu Li** received M. Eng. from Zhejiang University, China, in 1989 and Ph.D. from Technical University of Berlin, Germany, in 1998. He was a senior researcher at TU Berlin from 1998 to 2005. Since 2005 he has been a full professor at the Ilmenau University of Technology. His research interest is process systems engineering, i.e., modeling, simulation, optimization and control of industrial processes.

# Analyse von Spannungstrichtern in Folge von Kurzschlüssen im deutschen Übertragungsnetz

Dipl.-Ing. Sascha Altschäffl

Fakultät für Elektrotechnik und Informationstechnik  
Fachgebiet Elektrische Energieversorgungsnetze  
Technische Universität München  
80333 München  
sascha.altschaeffl@tum.de

Prof. Dr.-Ing. Rolf Witzmann

Fakultät für Elektrotechnik und Informationstechnik  
Fachgebiet Elektrische Energieversorgungsnetze  
Technische Universität München  
80333 München  
rolf.witzmann@tum.de

**Kurzfassung**—Die Energiewende in Deutschland hat eine grundlegende Veränderung in der Erzeugungsstruktur zur Folge. Konventionelle Kraftwerke werden zunehmend von erneuerbaren Energien, welche überwiegend mit Wechselrichter an das Netz angeschlossen sind, verdrängt. Dies zieht eine Änderung des Kurzschlussverhaltens im System nach sich, da Wechselrichter einen geringeren Kurzschlussstrom als Synchrongeneratoren bereitstellen können. Folglich werden sich in Zukunft die Auswirkungen von Spannungseinbrüchen aufgrund von Kurzschlüssen im Übertragungsnetz im Vergleich zu heute ändern. Um diese Auswirkungen analysieren und quantifizieren zu können, werden im Rahmen des Beitrages verschiedene Auswertungsmöglichkeiten vorgestellt. Sie beruhen auf den Ergebnissen von dynamischen Simulationen im Zeitbereich (RMS-Simulationen) mit einem PSS<sup>TM</sup>NETOMAC-Modell des deutschen Übertragungsnetzes und sollen zur besseren Vergleichbarkeit der Auswirkungen von Kurzschlüssen im Übertragungsnetz beitragen.

**Schlagwörter**— NETOMAC; MATLAB; Kurzschluss; Übertragungsnetz; Spannungseinbruch; Spannungstrichter;

## I. EINLEITUNG

### A. Definition eines Spannungstrichters

Ein Kurzschluss im Übertragungsnetz hat einen Spannungseinbruch im Netz zur Folge. Der Kurzschlussort bildet mit der geringsten Restspannung das Zentrum des Trichters. Aufgrund des Kurzschlussstrombeitrages aus verschiedenen Richtungen kommt es mit zunehmender Entfernung vom Kurzschlussort zu einem Spannungsanstieg. Aus diesem Grund zeigt das Spannungsprofil in diesem Bereich eine Trichterform. Dieser Effekt wird im Folgenden als Spannungstrichter bezeichnet.

### B. Motivation

Die Energieerzeugung in Deutschland erlebt seit einigen Jahren einen Wandel vom Schwungmassensystem zum Wechselrichtersystem. Dies bedeutet, dass eine zunehmende Anzahl an konventionellen Kraftwerken durch regenerative Erzeugungsanlagen wie PV-, Windenergie- und Biomasseanlagen ersetzt werden. Ein Großteil dieser Anlagen ist nicht über einen Synchrongenerator, sondern über einen Wechselrichter an das Netz angeschlossen. Das dynamische

Verhalten der Wechselrichter unterscheidet sich grundlegend vom Verhalten eines Synchrongenerators. So reagiert ein Synchrongenerator im Kurzschlussfall aufgrund der physikalischen Zusammenhänge automatisch netzstabilisierend und liefert als Kurzschlussstrom bis zum achtfachen des Bemessungsstroms, wohingegen den Wechselrichtern das Kurzschlussverhalten vorgegeben werden muss und sich der Kurzschlussstrombeitrag in der Größenordnung des Bemessungsstromes bewegt [1]. Die Vorgaben bezüglich des Kurzschlussverhaltens sind aktuell abhängig von der Spannungsebene des Anschlussknotens und können zwischen den Netzbetreibern hinsichtlich Regelungstyp und Parametrierung der Regelungskennlinien Unterschiede aufweisen. So wird beispielsweise von Anlagen in der Niederspannungsebene gemäß VDE-AR-N 4105 gefordert, dass sie sich bei einem Spannungseinbruch unter 80% der Nennspannung nach maximal 100 ms vom Netz trennen müssen [2]. Da sich der Spannungseinbruch in Folge eines satten dreiphasigen Kurzschlusses im Übertragungsnetz über große Bereiche des Netzes ausdehnt und sich zudem über die Spannungsebenen fortsetzt, kann es zum Ausfall einer Vielzahl von Erzeugungsanlagen auf der Niederspannungsebene kommen [3]. Im Rahmen dieses Beitrages werden Auswertungsmethoden vorgestellt, die die Analyse der Auswirkungen von Spannungstrichtern im Übertragungsnetz basierend auf einem PSS<sup>TM</sup>NETOMAC-Modell ermöglichen. Die Auswertungen erfolgen mit MATLAB. Schließlich können damit die Auswirkungen der Spannungstrichter bei verschiedenen Einspeiseszenarien verglichen und zugleich die Rückwirkungen auf Erzeugungsanlagen und Lasten im Verteilnetz ermittelt werden.

## II. MODELL UND SIMULATION

### A. Dynamisches Modell des deutschen Übertragungsnetzes

Die Methoden werden anhand eines dynamischen PSS<sup>TM</sup>NETOMAC-Modells des deutschen Übertragungsnetzes entwickelt, womit dynamische Simulationen im Zeitbereich (RMS-Simulationen) durchgeführt werden können. Die Erstellung des Lastflussmodells ist in [4] beschrieben. In diesem Modell ist die 380 kV- und 220 kV-Ebene mit den konventionellen Kraftwerken detailliert berücksichtigt.



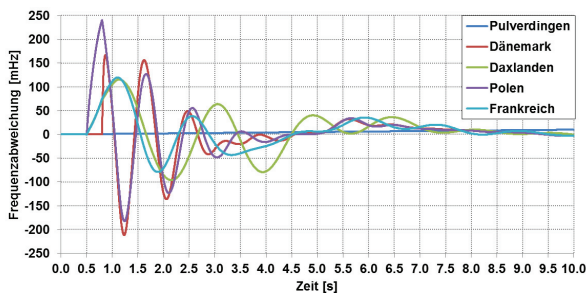


Fig. 1: Frequenzabweichungen aufgrund eines dreiphasigen Kurzschlusses über 300 ms am Knoten Pulverdingen

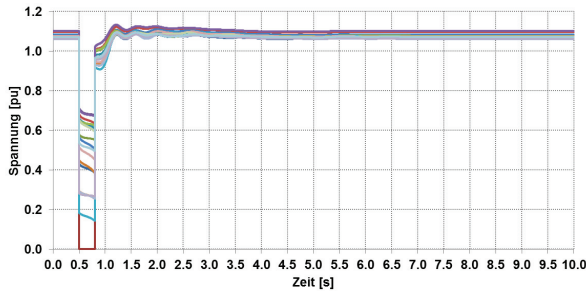


Fig. 2: Spannungsverläufe an ausgewählten Knoten aufgrund eines dreiphasigen Kurzschlusses über 300 ms am Knoten Pulverdingen

Weiterhin sind die 380/110 kV- und 220/110 kV-Transformatoren modelliert. An den 110 kV-Sammelschienen sind die unterlagerten Netzebenen als residuale Lasten berücksichtigt. Diese werden als konstante Wirk- und Blindleistungslasten nachgebildet. Der beispielhafte Lastfall im Rahmen dieses Beitrags weist eine Einspeisung von 40 GW und eine residuale Last von 45 GW auf. Es erfolgt eine Weiterentwicklung zum dynamischen Modell, wobei Synchrongeneratormodelle mit Standardparametern ([5], [6]), Standarddrehzahl- und Standardspannungsreglern ([7], [8]) verwendet werden. Zudem werden die Nachbarnetze durch Ersatzgeneratoren nachgebildet, deren Parametrierung zu dem dynamischen Verhalten der Frequenzabweichungen und der Spannungen in Fig. 1 und Fig. 2 führt. Hierbei wurde das System nach 0,5 Sekunden am Knoten Pulverdingen in Süddeutschland mit einem dreiphasigen Kurzschluss mit einer Fehlerklärungszeit von 300 ms angeregt. Die Verläufe zeigen, dass trotz der maximal anzunehmenden Fehlerdauer das System wieder in einen stabilen Zustand zurückkehrt. Dies entspricht bei dem eingestellten Lastfall unter Berücksichtigung des dynamischen Verhaltens der konventionellen Kraftwerke dem zu erwartenden Fehlerverhalten. Zum Abgleich des grundsätzlichen dynamischen Verhaltens können die Verläufe im Netzentwicklungsplan 2013 herangezogen werden [9].

### B. Methode zur Kurzschlussstromberechnung

Zur Bestimmung des Spannungstrichters wird in PSS<sup>TM</sup>NETOMAC ein dreiphasiger Kurzschluss simuliert. Hierbei wird nicht eine Kurzschlussstromberechnung gemäß DIN EN 60909-0 (VDE0102) durchgeführt, sondern der Kurzschlussstrom und die Kurzschlussleistung anhand der Ergebnisse einer RMS-Simulation ermittelt. Bei den Kurzschlussstromberechnungen handelt es sich um quasistationäre

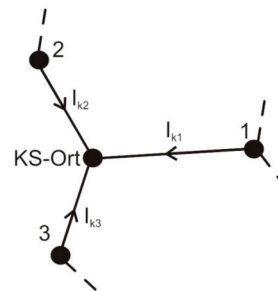


Fig. 3: Schematische Darstellung zur Kurzschlussstrombestimmung mit drei Nachbarknoten am Kurzschlussort (KS-Ort)

Berechnungsmethoden. Bei der Ersatzspannungsquellenmethode wird an der Kurzschlussstelle eine Ersatzspannungsquelle mit der Spannung  $-c \cdot U_n / \sqrt{3}$  ( $c \dots$  Spannungsfaktor,  $U_n \dots$  Nennspannung) angenommen und die Einspeisungen werden durch Innenimpedanzen ersetzt. Die zweite Methode sieht die Anwendung der symmetrischen Komponenten vor. Hierbei erfolgt eine Transformation der Fehlerbedingungen in symmetrische Komponenten (Mit-, Gegen- und Nullsystem). In Verbindung mit den resultierenden Impedanzen im Kurzschlussfall werden die auftretenden Kurzschlussströme/-leistungen berechnet. Im Rahmen der hier verwendeten Methode benötigt man die Spannungswerte an allen Knoten des Übertragungsnetzes zu jedem Zeitpunkt der RMS-Simulation und die Information über die Impedanzverhältnisse zwischen den Knoten, um den Kurzschlussstrom berechnen zu können. Es wird schließlich zur Bestimmung des maximalen Kurzschlussstromes der Zeitpunkt unmittelbar nach Kurzschlusseintritt herangezogen (maximaler Kurzschlussstrom) und die Spannungswerte aller Knoten der betrachteten Spannungsebene zu diesem Zeitpunkt abgespeichert. Im nächsten Schritt werden, wie in Fig. 3 schematisch dargestellt, die unmittelbar mit dem Kurzschlussort verbundenen Knoten über die vorliegenden Topologieinformationen ermittelt. Über die folgenden Zusammenhänge können schließlich der Kurzschlussstrom und die Kurzschlussleistung für den Kurzschlussort ermittelt werden:

$$I_k = \sum_{i=1}^n ((U_i - U_{KS-Ort}) / Z_i) \quad (1)$$

$$S_k = \sqrt{3} \cdot U_n \cdot I_k \quad (2)$$

$n \dots$  Anzahl der direkten Nachbarknoten

$U_i \dots$  Spannung am  $i$ -ten Knoten

$U_{KS-Ort} \dots$  Spannung am Kurzschlussort

$U_n \dots$  Nennspannung

$Z_i \dots$  Impedanz des  $i$ -ten Zweiges

$S_k \dots$  Kurzschlussleistung

Der Vorteil dieser Methode der Kurzschlussstromberechnung ist, dass für die Bestimmung des Kurzschlussstromes keine Informationen des Gegen- und Nullsystems im Modell hinterlegt werden müssen und eine automatisierte Ermittlung der Kurzschlussströme und -leistungen anhand der Spannungsverläufe als Ergebnis einer RMS-Simulation stattfindet.

TABELLE 1: ANZAHL KURZSCHLUSSORTE JE NETZGEBIET

	TransnetBW	50Hertz	Amprion	Tennet Nord	Tennet Süd
Anzahl KS-Orte	35	47	78	43	20

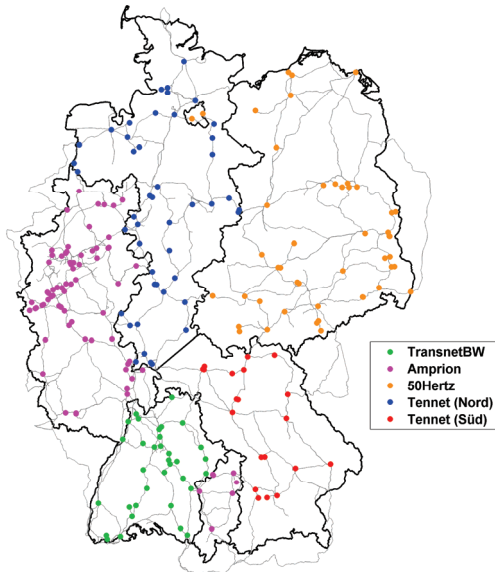


Fig. 4: Betrachtete Kurzschlussorte

### C. Variantenrechnung in PSS<sup>TM</sup>NETOMAC

Da die Auswirkungen von Kurzschlüssen an allen Stellen des Übertragungsnetzes von Interesse sind, ist es zwingend notwendig, mehrere Kurzschlussimulationen durchzuführen und die Ergebnisse entsprechend aufzubereiten. Aus diesem Grund werden im deutschen Übertragungsnetz 223

Kurzschlussorte betrachtet (siehe Fig. 4) und analysiert. Die Kurzschlussorte werden geografisch nach Übertragungsnetzbereichen zusammengefasst, wobei das Netzgebiet von Tennet aufgrund der Ausdehnung in einen nördlichen und einen südlichen Teil getrennt wird. Die Verteilung der Kurzschlussorte auf die Gebiete ist in Tabelle 1 aufgeführt. Durch die Realisierung einer Variantenrechnung in PSS<sup>TM</sup>NETOMAC werden für jedes betrachtete Szenario automatisch die 223 Kurzschlüsse simuliert und die Ergebnisse abgespeichert.

### III. AUSWERTUNG DER SIMULATIONSERGEBNISSE

Die Auswertung der Ergebnisse erfolgt hinsichtlich verschiedener Aspekte. So ermöglicht die beschriebene Methode der Kurzschlussstromberechnung einerseits eine geografische Darstellung des Spannungstrichters bei Betrachtung eines Kurzschlusses. Andererseits können die Auswirkungen auf die Verbraucher und Erzeugungsanlagen im Verteilnetz anhand der Spannungswerte während des Kurzschlusses ermittelt werden. Hierbei können durchschnittliche Werte für die einzelnen Netzgebiete angegeben werden oder Einzelbetrachtungen stattfinden. Schließlich ist auch eine geografische Darstellung der Auswirkungen von Kurzschlüssen abhängig vom Kurzschlussort möglich.

### A. Visualisierung des Spannungstrichters

Zur Visualisierung des Spannungstrichters werden neben den Simulationsergebnissen in Form von Spannungsverläufen an allen Knoten auch die geographischen Informationen der Knoten benötigt. Wie in [4] beschrieben sind diese Daten bereits aus der Lastflussmodellerstellung vorhanden und können uneingeschränkt weiterverwendet werden. In MATLAB werden die Simulationsergebnisse mit den geographischen Daten verknüpft und visualisiert. Das Ergebnis ist in Fig. 5 dargestellt. Dort wird das resultierende Spannungsprofil in Isoflächen dargestellt. Knoten mit Spannungswerten innerhalb eines definierten Spannungsbandes spannen eine Isofläche auf. In Fig. 5 beträgt das Spannungsband 0,1 pu. In der Grafik sind außerdem alle Knoten der betrachteten Spannungsebene eingezeichnet. Weiterhin ist der über die Formel (1) ermittelte Kurzschlussstrom und die daraus berechnete Kurzschlussleistung (Formel (2)) angegeben. Diese Informationen geben für den betrachteten Lastfall Aufschluss über die zu erwartenden Auswirkungen eines Kurzschlusses am gewählten Kurzschlussort.

### B. Auswirkungen auf Verbraucher

Neben der geografischen Ausdehnung eines Spannungstrichters sind auch die Auswirkungen auf Verbraucher von Interesse. Durch die gewählte Methode zur Simulation von dreiphasigen Kurzschlüssen kann auch die von einem relevanten Spannungseinbruch betroffene Last ermittelt werden. Alle Lasten, die an einem Umspannwerk mit einer Restspannung kleiner 0,9 pu während des Kurzschlusses angeschlossen sind, werden als betroffene Last gesehen. Der vorgegebene Grenzwert bezieht sich auf die zulässige minimale Spannung gemäß DIN EN 50160. Der Anteil der betroffenen Last an der Gesamtlast des Lastfalls wird auch in Fig. 5 zusätzlich mit angegeben. Durch Angabe der betroffenen Last wird ein direkter Vergleich der Spannungstrichterauswirkungen erleichtert. Außerdem ist es durch Mittelung der betroffenen Last für alle Kurzschlussorte in einem Netzgebiet möglich, die Tendenzen innerhalb Deutschlands aufzuzeigen. So fällt bei Betrachtung von Fig. 6 auf, dass im simulierten Lastfall die Auswirkungen von Kurzschlüssen im Netzgebiet von TransnetBW mit 17,92% betroffene Last am geringsten sind und Kurzschlüsse im Tennet(Nord)-Gebiet mit 27,72% betroffene Last deutlich über dem deutschlandweiten Durchschnitt liegen.

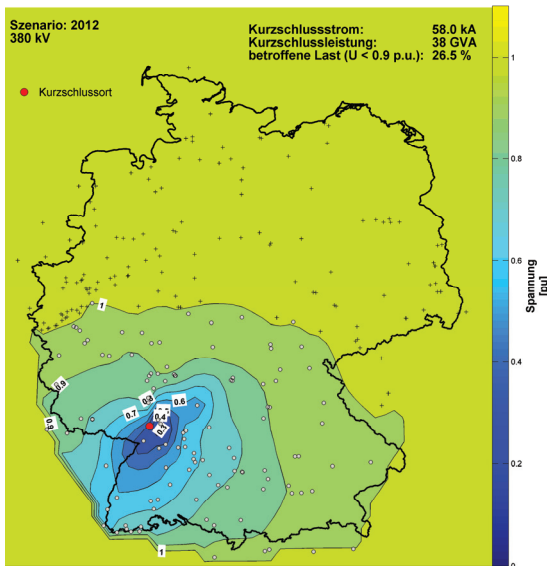


Fig. 5: Visualisierung des Spannungstrichters unmittelbar nach Kurzschlusseintritt

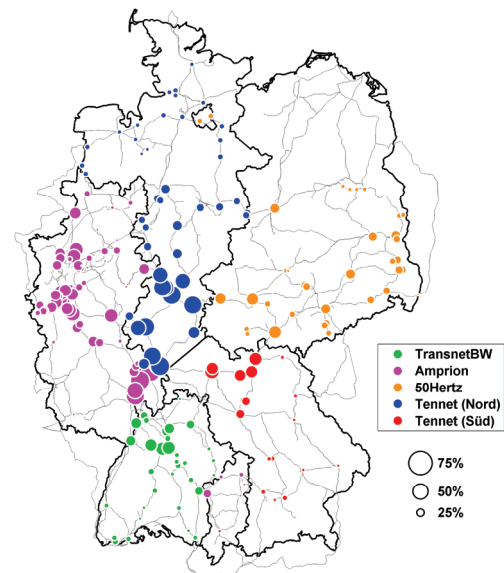


Fig. 7: Betroffene Last je Kurzschlussort

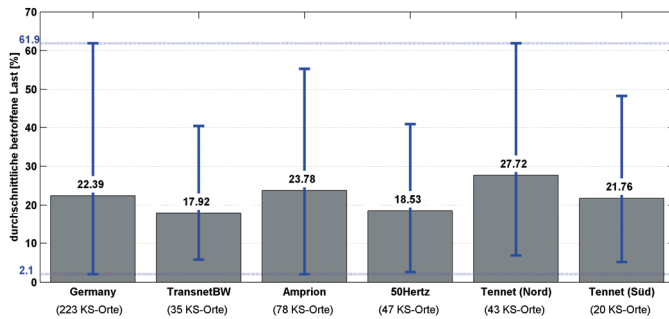


Fig. 6: Durchschnittliche betroffene Last je Netzgebiet

Durch Darstellung der minimalen und maximalen betroffenen Last in Folge eines Kurzschlusses je Netzgebiet wird zudem die Spannweite der Kurzschlussauswirkungen in einem Netzgebiet deutlich. So ist in Fig. 6 weiterhin zu erkennen, dass auch die maximale betroffene Last im Tennet(Nord)-Gebiet auftritt, sich die minimale betroffene Last allerdings im Amprion- und nicht im TransnetBW-Gebiet zeigt.

### C. Kurzschlussortabhängige Auswirkungen

Weiterhin ist neben der durchschnittlichen betroffenen Last aller Kurzschlüsse in einem Netzgebiet auch die betroffene Last je Kurzschlussort von Interesse. Dazu können nun die geografischen Informationen der Kurzschlussorte aus Fig. 4 mit den Ergebnissen kombiniert werden. Das Resultat ist in Fig. 7 zu sehen. Hierbei ist deutlich zu erkennen, dass im betrachteten Lastfall die größten Auswirkungen bei Kurzschlüssen in der Mitte Deutschlands zu erwarten sind. Das ist einerseits auf die Lastverteilung in Deutschland zurückzuführen, welche laut [10] ihren Schwerpunkt in Richtung Westen und Südwesten aufweist. Andererseits spielen die Standorte der aktiven Kraftwerke in dem betrachteten Lastfall ebenfalls eine Rolle, da diese durch den bereitgestellten Kurzschlussstrom die Ausdehnung des Spannungstrichters vorrangig beeinflussen.

## IV. ZUSAMMENFASSUNG

In diesem Beitrag wird ein dynamisches Modell des deutschen Übertragungsnetzes in PSS<sup>TM</sup>NETOMAC vorgestellt. Durch Frequenzabweichungs- und Spannungsverläufen wird das dynamische Verhalten des Modells aufgezeigt. Anhand der Ergebnisse von RMS-Simulationen in Form von Spannungsverläufen an jedem Knoten der betrachteten Spannungsebene in Verbindung mit den vorliegenden Informationen zu den Impedanzverhältnissen wird der maximale Kurzschlussstrom und daraus die Kurzschlussleistung am Kurzschlussort mit Hilfe von MATLAB bestimmt. Weiterhin kann für jeden Kurzschlussort der Anteil der betroffenen Last (Spannung an den Anschlussknoten kleiner als vorgegebener Grenzwert) an der Gesamlast bestimmt werden. Damit erhält man eine Größe, die die Auswirkungen von Kurzschlüssen auf das Gesamtsystem vergleichbar macht. Zudem kann mit Hilfe von MATLAB die geografische Ausdehnung des Spannungseinbruchs visualisiert werden. Damit lassen sich die Auswirkungen eines Kurzschlusses bei Betrachtung verschiedener Szenarien vergleichen und gegebenenfalls auf geografische Umstände bzw. spezielle Einspeisesituationen zurückführen. Durch Variantenrechnung in PSS<sup>TM</sup>NETOMAC ist es zudem möglich automatisiert Kurzschlüsse an verschiedenen Orten im Netz zu simulieren und die Ergebnisse abzuspeichern. Dies wird verwendet um die Auswirkungen von Kurzschlüssen innerhalb der Netzgebiete der vier Übertragungsnetzbetreiber in Deutschland zu vergleichen. Durch Bestimmung des Mittelwertes sowie der Minimal- und Maximalwerte der betroffenen Last aller Kurzschlüsse in einem Netzgebiet können im betrachteten Lastfall deutliche Unterschiede festgestellt werden. Um diese Unterschiede weiter analysieren zu können, werden die Auswirkungen der Kurzschlüsse zudem abhängig vom Kurzschlussort dargestellt. Damit lassen sich im jeweils betrachteten Lastfall kritische Bereiche im Netz hinsichtlich

der Rückwirkungen von Kurzschlüssen identifizieren. Diese Auswertungsverfahren eignen sich außerdem um die Auswirkungen des zunehmenden Wandels vom Schwungmassen- zum Wechselrichtersystem in zukünftigen Szenarien zu untersuchen. Speziell soll hierbei der Einfluss von verteilten Erzeugungsanlagen auf der Hoch-, Mittel- und Niederspannungsebene auf die Spannungstrichter im Übertragungsnetz untersucht werden.

#### LITERATUR

- [1] K. Heuck, K. D. Dettmann, D. Schulz, „Elektrische Energieversorgung: Erzeugung, Übertragung und Verteilung elektrischer Energie für Studium und Praxis“, Springer Fachmedien, Wiesbaden, 2013.
- [2] VDE-AR-N 4105, „Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz – Technische Mindestanforderung für Anschluss und Parallelbetrieb von Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz“, VDE/FNN, 2011.
- [3] J. Bömer, T. Kumm, M. van der Meijden, „Weiterentwicklung des Verhaltens von Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz im Fehlerfall – Sicherheitsaspekte“, Internationaler ETG-Kongress 2013, VDE VERLAG GMBH, Berlin/Offenbach, 2013.
- [4] S. Altschäffl, R. Witzmann, T. Ahndorf, „Generating a PSS™NETOMAC model of the German Transmission Grid from Google Earth and visualizing load flow results“, IEEE International Energy Conference ENERGYCON, 2014.
- [5] V. Carstan, „Elektrische Energieversorgung 1“, Springer Verlag, 2012.
- [6] B. Oswald, „Berechnung von Drehstromnetzen“, 2. Auflage, Springer Fachmedien, Wiesbaden, 2013.
- [7] V. Carstan, D. Westermann, „Elektrische Energieversorgung 3“, 3. Auflage, Springer Verlag, Berlin/Heidelberg, 2012.
- [8] D. Oeding, B. Oswald, „Elektrische Kraftwerke und Netze“, 7. Auflage, Springer Verlag, Berlin, 2004.
- [9] Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH, TransnetBW GmbH, „Netzentwicklungsplan Strom 2013“, 2013.
- [10] Frontier Economics Ltd, „Notwendigkeit und Ausgestaltung geeigneter Anreize für eine verbrauchsnahe und bedarfsgerechte Errichtung neuer Kraftwerke – Ein Gutachten für das Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie“, Köln, 2008.

# Dynamic Data Driven Dimensioning of Balancing Power with k-Nearest Neighbors

Anja Ohsenbruegge  
University Oldenburg

Department of Computer Science  
anja.ohsenbruegge@uni-oldenburg.de

Thole Klingenberg  
OFFIS Oldenburg

Institute for Information Technology  
thole.klingenberg@offis.de

Sebastian Lehnhoff  
OFFIS Oldenburg

Institute for Information Technology  
sebastian.lehnhoff@offis.de

**Abstract**—This paper proposes a novel dynamic design for control reserve dimensioning. In contrast to the current statistical analytic design we present a data driven approach with methods of computational intelligence. The chosen k-nearest neighbor algorithm is one of the most successfully used methods in machine learning. The model is able to predict complex nonlinear behavior by assuming that similar observations have similar outcomes. A condition for the success of this method is to determine the salient features. Therefore the core of this paper is to show the dependencies of the influencing parameters. Numerical experiments on the basis of freely available data for the years 2011 until 2013 show that there are time and space patterns as well as inter dependencies with the active power market.

**Index Terms**—Control Power, k-Nearest Neighbor

## I. INTRODUCTION

To ensure a constant power frequency and thus a stable quality of supply, the permanent balance of power demand and supply is the most crucial constraint in an electrical power system. Therefore time series modeling and prediction of the power demand and supply is an important task. In recent years machine learning algorithms have drawn attention and have established themselves in the forecasting community. Especially for wind power and electricity demand the machine learning algorithms improved the prognosis accuracy. But due to the increasing share of generation from renewable resources the need for reserve and balancing power to cover these prognosis faults is still increasing.

In contrast with dynamic machine learning approaches, the current design for the dimensioning of these necessary reserves and its reliable provision is still an analytically statically method. It is based on the former hierarchical and centralized structure of the European electricity sector, where the need for reserve was primarily caused by unpredictable power plant outtakes or load and generation noise, which were random and stochastically independent. Today both the reserve dimensioning and its activation critically depend on the actual state of generation and supply, the current network characteristics and also generation and load forecasts. A simple attractive method to predict such complex nonlinear behavior with many influencing parameters is the k-Nearest Neighbor regression method. In this paper we propose a multivariate multistep k-NN Regression to dynamically predict the demand of balancing power. Contrary to established approaches for wind generation and demand, the prediction of the balancing

power implies some challenging differences. First there is the effect of periodicity. Whereas the time series for electricity demand are highly time-sensitive with daily, weekly and annual patterns, the time dependency of the activation of balancing power is ambiguous, so that established filter mechanisms cannot easily be extended. Second there is the task of feature selection. The objective is to find the optimal subset of features which minimizes the prediction error. For predicting wind and PV generation the main influencing parameters are mostly known and primarily state specific [1], so that the accuracy of the predicted value (power output) can be globally optimized. In contrast, the influencing features for demand of balancing power are time- and space-dependent - heavily depending on generation structure, demographic effects etc. - and therefore bound to the system state. So the challenge is not to find the global optimum model to predict the balancing power demand for every time and space, but to find the locally optimal setting. To tackle this challenge the k-NN model is multistep, which means that the regression model is split into the k-NN model itself and a meta-model, which both optimizes the model parameters, and the feature selection for each system state. And the third discrepancy is the accuracy metric. Whereas for generation and demand the predicted curve must coincide with the real curve, for balancing power the provided (maximum and minimum) power over a given time period is critical, thus over- and underestimation must be avoided at all costs. This paper focuses on the first two aspects of the ambiguous time and space dependency of balancing power and its influencing parameters. The remainder of this paper is organized as follows: first we introduce the k-NN algorithm and review related approaches in the energy domain. Second we discuss the time and state dependency and the statistic inference of the features based on the experimental results of the factorial design.

## II. MODELING

### A. Design of Control Reserve

Depending on its activation time, three different types of control reserve are distinguished, primary, secondary and tertiary. Whereas the primary reserve (frequency-response reserve) is fixed to 3000 MW (outtake of two power plants) and is activated by autonomous f/P-droop controllers, the design and activation for secondary and tertiary reserve (minute

reserve) falls to the transmission system operators (TSO). To prevent a contrary activation of operating power in different areas, the German TSOs coordinate their operation reserve in a network called Netzregelverbund (NRV). Within this NRV the actual demand of reserve control is determined and tendered on the common internet platform[www.regelleistung.net]. The dimensioning of the control reserve to be provided is based on a probabilistic approach which convolutes the individual probability density functions of the influencing parameters into one density function and then determining the amount depending on the given loss of load probability (LOLP). The current deficit probability is 0.1%, which means that in 0.1% of cases (9 hours a year) a lack of reserve is accepted.

But due to the change from the former randomly caused power plant outtakes to today stochastic prognosis faults, the actual applied method for dimensioning by convoluting the individual probability density functions is not adequate anymore. On the one hand the influencing parameters are no longer statistically uncorrelated (see section II) and on the other hand the given LOLP is originated from large capacity power plant blackouts, implying that the provided reserve power is oversized in the majority of cases. Recently, besides the probabilistic method also simulative approaches are used. According to the method of Graf-Haubrich, a Monte-Carlo-Simulation-based approach for probabilistically dimensioning of the demand of operating reserve by distinguishing the probability density function for each form of control power has been introduced by Brueckel [2]. Many of the following studies aim at DER integration in the power markets through economic optimizing [3], [4], [5]. Besides these studies to integrate single technologies, there is already related work dealing with the overall control power market. [6] examines an adaptive control power market with capacitive reserve. The objective of this research is to extend the approach of a flexible tendering for tertiary reserve on the principals of a capacity market. Flexible Dimensioning of Control Reserve for Future Energy Scenarios is examined in [7]. Therefore a model is developed which is capable of calculating the control reserve within future energy scenarios by the hour.

In contrast of the aforementioned studies, this paper will focus on computational intelligence methods to predict the demand for operating reserve dynamically and is not based on probabilistic convolution-based calculation methods. In addition the aim of prior examinations was to predict the expected demand in future energy scenarios [8], [9], whereas this approach concentrates on the prediction of control reserve today. As a model we choose the nearest neighbor algorithm as one of the most popular techniques in nonlinear time series analysis. This method is already used in the energy domain for prediction of wind and PV generation [10], [11], [12] or energy demand, [13], [14].

### B. k-Nearest Neighbor Algorithm

Prediction problems can be considered as a problem of supervised learning, where we have to infer from historical data the possibly nonlinear dependence between the input

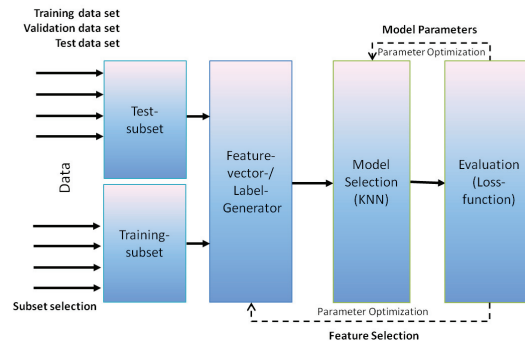


Fig. 1: k-NN model

(feature vector) and the target output (future value) [15]. The basic process of a k-nearest neighbor prediction model is shown in Figure 1. Given a query feature vector  $x_q \in \mathbb{R}^d$  and a set of  $N$   $d$ -dimensional vectors  $X = x_1, \dots, x_N$ , the nearest neighbor search algorithm aims to find the subset of  $k$  items  $N_k(x_q)$  from  $X$  such that its distances to the query vector are minimum. Assuming that similar observations will lead to similar outcomes of the target value, the target value  $\hat{y}_q$  for a query feature vector (new observation) can be calculated as follows:

$$\hat{y}_q = f_{kNN}(x_q) = \frac{\sum_{i \in N_k(x_q)} w_i y_i}{\sum_{i \in N_k(x_q)} w_i} \quad (1)$$

$w_i$  is the weight given to each neighbor  $x_i$  and therefore the contribution of its target value  $y_i$  is also weighted with  $w_i$ . This can either be done with a uniform weight, i.e. the formula (1) can be simplified to  $f_{kNN}(x_q) = \frac{1}{k} \sum_1^k y_i$  or with a distance weighted kernel function. The precise weight given to each neighbor depends on the weighting function employed. The normal distribution is one option. That is, the weights form a bell-shaped curve centered on  $x_q$  that declines with distance from  $x_q$ . Another common distance weight function, which decreases quadratically with the distance is

$$w_i = \frac{1}{1 + \alpha d(\mathbf{x}, \mathbf{x}_q)^2} \quad (2)$$

Weighting with a kernel function has the advantage that it can be applied to the whole training set, because the weight of points with high distance tend to zero. Particularly when the samples are not uniformly distributed a fixed  $k$  would entail that too much weight is given to distant samples. However, defining the neighborhood both by choosing the  $k$  and the  $\alpha$  is essential, because of the bias-variance dilemma. That is, larger neighborhoods will tend to make the smoothed values less variable but likely more biased. For  $k \rightarrow N$  the target value becomes the average. Smaller neighborhoods will tend to make the smoothed values more variable but will likely be less biased and less stable. So defining the optimal neighborhood by selecting the optimal  $k$  respectively the optimal kernel weight function is one major goal. The other objective is the

TABLE I: Description of the parameters for the year 2012 in the NRV

minor	balance		Wind generation		Wind_Err_rel		PV generation		PV_Err_rel		Vertical netload		Phelix Base	
	2011	2012	2011	2012	2011	2012	2011	2012	2011	2012	2011	2012	2011	2012
count	33128	33304	33128	33304	33128	33304	33128	33304	18970	19049	33128	33304	33128	33304
mean	-438	-71	5212	5220	0.28	0.23	2132	3175	0.94	0.50	35546	32794	51.12	42.60
std	933	941	4558	4444	0.39	0.33	3284	4884	6.62	2.30	8400	8374	13.60	18.68
min	-5340	-4587	91	115	0.00	0.00	0	0	0.00	0.00	10472	-11681	-36.82	-221.99
25%	-902	-574	1714	1988	0.07	0.06	0	0	0.07	0.06	29192	26857	43.90	34.06
50%	-350	-87	3667	3918	0.16	0.13	42	69	0.18	0.13	35648	32604	51.85	42.08
75%	104	425	7434	7102	0.32	0.27	3497	5098	0.44	0.31	42346	39181	60.63	52.88
max	3997	4135	22929	24086	5.48	6.47	34800	22402	597	113.12	56121	54507	117.49	210.00

weighting of the different features. That leads to the issue of Feature Selection which implies three big challenges [16].

First, there is the curse of dimensionality. As the number of features increases, the space that needs to be filled with data goes up as a power function. So, the demand for data increases rapidly, and the risk is that the data will be far too sparse to get a meaningful fit. Second regarding more than one feature raises some difficult issues about how to best define the neighborhood. For example, how is the neighborhood near  $x_q$  to be defined when features are correlated or one feature has much more variability than another. But also due to the units of measurement, one feature could dominate the definition of the neighborhood. Third, there are interpretative difficulties. When there are more than two features one can no longer graph the fitted surface. The second aspect leads to the feature weights and distance metric, which are both important for selecting the salient neighbors. Solving this the features are first normalized and then scaled (by multiplying them with their weights  $w_i$ ) according to their importance before the distance is calculated. Applying the euclidean distance the weighted distance is calculated as follows

$$d_w(\mathbf{x}, \mathbf{y}) = |\mathbf{x} - \mathbf{y}| = \sqrt{\sum_{i=1}^d w_i (x_i - y_i)^2} \quad (3)$$

For evaluation of the chosen model function the empirical risk of the prediction is calculated which is the expected value of the Loss function.

$$E_{emp}(f) = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N L(y_i, f(x_i)) \quad (4)$$

Common used loss functions for regression are the proportional loss function  $L(y_i, f(x_i)) = |y_i - f(x_i)|$  or the quadratic loss function  $L(y_i, f(x_i)) = (y_i - f(x_i))^2$ . Then the empirical risk is given by the MAE (mean absolute error) or by the RMSE (root mean squared error).

The goal is to find the function  $f^* = \operatorname{argmin} E_{emp}(f)$  so that the empirical risk is minimal. Therefore the hyper parameters have to be optimized, i.e. the model parameters like the distance metric  $d(x_i, x_q)$  and the neighborhood ( $k$  or  $\alpha$ ), the loss function  $L(y_i, f(x_i))$  and the feature subset selection (FSS).

But because both the feature values  $x$  and the target realizations are random variables, the real risk of the prediction is given as the structural risk which factors in their distributions.

$$E_{struc} = E(E_{emp}) = \int \int L(y, f(x)) p(x, y) dx dy \quad (5)$$

In order to avoid the so called overfitting, the task is not to minimize the error on the training set but on the test set. Therefore the training set is divided into a training set and a validation set and the hyper parameters like the features weights and the neighborhood definition are optimized within a cross validation.

For our purposes, perhaps the major weakness of nearest neighbor methods is that they are not derived as a way to represent how  $y$  is related to  $\mathbf{x}$ ; they are not explicitly linked to some  $f(\mathbf{x})$ . One consequence is that when there are more than two features, there is little guidance on how to represent the manner in which the predictors are related to the response [16]. So in the following section a sensitivity analysis is conducted to identify the relationships among the features.

### III. SIMULATION

Prediction results of k-nearest neighbor nonparametric regression depend directly on the quality of the sample database and the chosen features. Therefore a sensitivity analysis of the main influencing parameters is made for the years 2011 to 2013. As a database we take the freely available data from the internet platforms of the four German TSOs and the common NRV. To analyze the demand for control reserve the characteristic number is the joint balance of the four German TSO areas, whose geographic location can be seen in figure 5. The control area balance of each TSO is defined as the sum of all deviations of balance groups/areas within the control area (e.g the EEG balance group) and it is equivalent to the receipt of balance power in this control area, i.e. positive balance will lead to positive balance power to counterbalance an underestimated control area and vice versa. These balances are then summed up and adjusted both among themselves and with the import and export of balance power to associated countries. The remainder has to be covered with balance power from the tendering platform. Due to the REMIT (Regulation on wholesale Energy Market Integrity and Transparency) since 2011 the TSOs have to publish different operating figures. Out of these figures the following time series were extracted; the

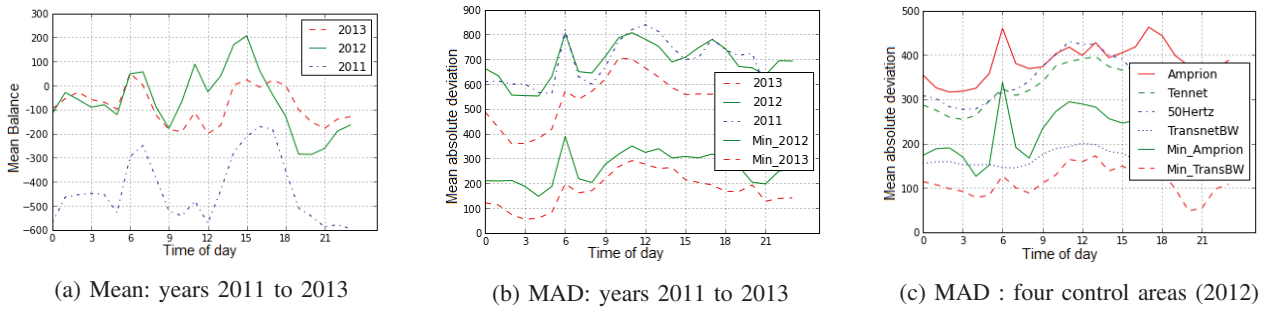


Fig. 2: joint balance aggregated by hour for the years 2011 to 2013(a/b) and for the different control areas(c)

wind and PV generation and prediction, the vertical net load and additional to the TSO figures the phelix base price at the EEX (since the introduction of the reBAP (standard price) in the year 2010 the price for balance power is related to the EEX). The description of the parameters for the NRV are given in table I. For each feature the mean, the standard deviation, the max, min values and the 25% and 75% percentiles are calculated. The percentiles are the values below respectively above which 25 percent of the observations may be found. Count is the number of observations in each year, given in 15 min intervals. In sum there are 33128 intervals for 2011 and 33304 intervals for 2012, because intervals with power plant deficiencies (1912 intervals in 2011 and 1832 intervals in 2012) were filtered out. For the generation and the vertical net load the single values of the four areas are added. To quantify the prognosis faults, the relative error of wind and PV is calculated as  $Wind\_Err\_rel$  and  $PV\_Err\_rel$ . That is the difference between the forecasted and the realized generation in relation to the latter. With respect to the relative errors it can be seen, that the errors are decreasing, especially the maximum error had been reduced from 0.16 to 0.13 for wind and from 0.18 to 0.13 for PV. But for wind as well as for PV there are still big slopes, so in 25 % (that are the 75% percentiles) of the cases the error was about 0.30 (30%), that is an absolute value of 700 MW for wind and 402 MW for PV. The maximum absolute deviations in the year 2012 were 5448 MW (-4871 MW) for wind and 6614 MW (-6005 MW) for PV, which all led to high balances of 2527 MW (-1511 MW) and 2720 MW (-1039MW), with the influence of the positive deviations dominating. Another thing that can be noticed is the 50% increase in PV generation from 2132 MW (mean) to 3175 MW (mean). This affects the vertical net load; so it is conspicuous that in 2012 the minimum vertical net load turns negative, which means that there were intervals where more energy was generated in the underlying net areas than have been consummated, yielding a slight decrease in the mean and the maximum vertical net load. For the balance the effect is the other way around. The overall mean of the balance increased from -438 MW to -71 MW. So there was a shift in the balance time series with an offset of approx. +300 MW which can also be seen in figure 2a, where the curve of the year 2011 has a negative offset to the other two curves in the years 2012 and

2013. To detect patterns that can be used with our machine learning algorithm we made two different analysis. First we analyzed the time and state dependency of the power balance and second we analyzed the influence of the wind, PV, price and net load on that balance.

#### A. Time and State dependency



Fig. 5: control areas in Germany[www.netzregelverbund.de]

To detect a time and state dependency the mean of the joint balance was aggregated by hour. Regarding the results for the years 2011 to 2013, which are plotted in figure 2a, a trend can be noticed in the shape of the curves. Especially in the morning there is a positive peak in the balance as well as in the afternoon. In the evening a negative peak is noticeable. But for the activation of control reserve in particular for minute reserve not the mean of the balance is crucial but the deviations. Therefore the mean absolute deviation (MAD) of the balance is plotted for the years 2011 to 2013 in figure 2b. For an univariate data set, the MAD is defined as the median of the absolute deviations from the data's median. For large normal distributed samples the standard deviation is approx 1.48 times the MAD. For the year 2012 the MAD is 658MW and the standard deviation  $\sigma$  of the balance is 944MW, what reconfirms the assumption that the balance has a normal distribution and leads to the statement that approx. 70% of the time the balance is kept within this limit. Noticeable is a conspicuous peak at 6 am. This peak as well as the whole shape of the MAD curve are reflected in the activation of minute reserve, which is plotted in the lower lines (number of instances with activation of positive or negative minute



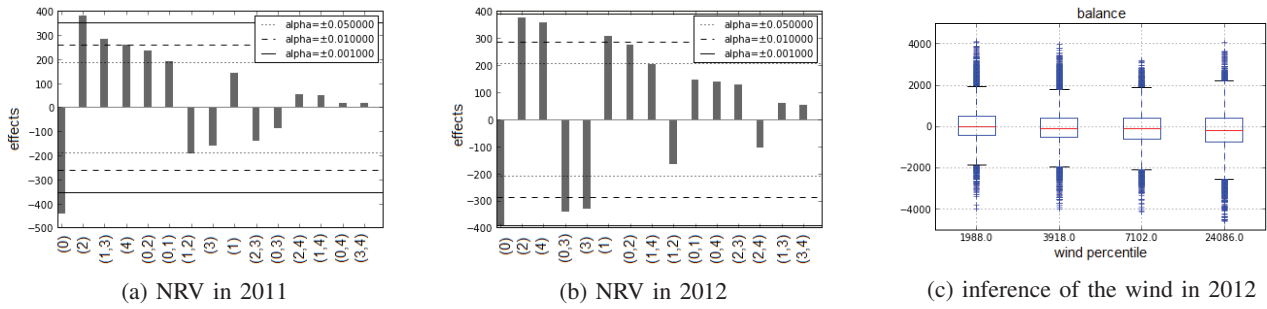


Fig. 3: Inference of the parameters wind (0), pv (1), vert. load (2), price (3) and weekday (4)

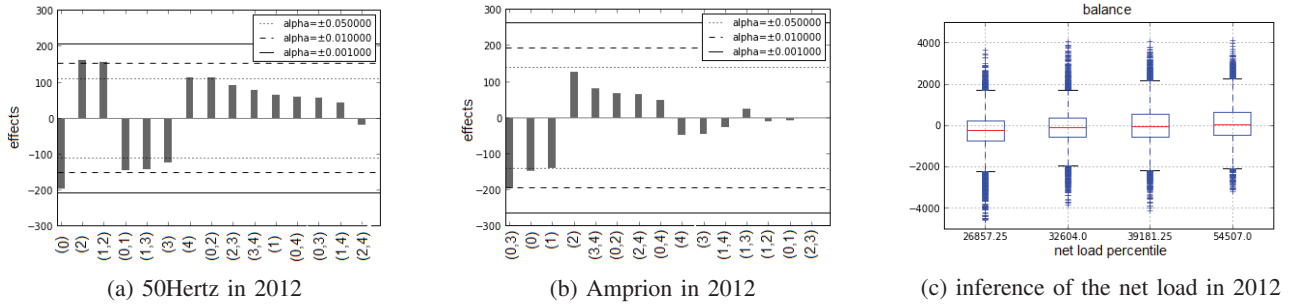


Fig. 4: Inference of the parameters wind (0), PV (1), vert. load (2), price (3) and weekday (4)

reserve for the year 2012 (solid) and 2013 (dashed). Regarding figure 2c, where the MAD for the year 2012 is plotted for each control area, it can be seen that this effect is mostly derived from the Amprion area. So the balance is not just related to the hour of the day but also to the control area. In the TransnetBW area the dotted curve is very flat, so the standard deviation in the TransnetBW area is just 250 MW. In the following regression analysis we will see, that also the different influencing parameters have a time and state specific weight in determining the balance. The reason for the Amprion peak is still under investigation, but one assumption is, that it is related to the spot market, so e.g. from 5 am to 7 am there is the highest rise in prices from 30 Euro up to 47 Euro (hourly mean for 2012). But, whether it is the direct cause or both facts have another source, this is no fortuitous event and therefore can not be explained with randomness.

### B. Inference of the features

The k-NN method is very sensitive to feature weights given with the distance metric (see equation 2). Therefore the Feature Subset Selection is import preliminary work. To detect first trends a sensitivity analysis based on regression analysis from Design of Experiments [17], [18] is made before the feature weights are optimized within the k-NN-algorithm. Prior examinations draw ambiguous conclusions about the influencing parameters for control reserve. On the one hand many studies [19] state, that the rising share of renewable energies would lead to a higher amount of reserve control, which would imply a high correlation between the wind and PV generation and the control balance. A recent study [20] estimates an increase of control reserve of 30-70 Megawatt

for each Gigawatt of added installed capacity of renewable resources and a decrease of control reserve if the prognosis could be revised. On the other hand, [21] found in their regression analysis for tertiary control for the years 2008 to 2011 that no direct correlation between the installed capacity of fluctuating energy sources and the activated amount of control reserve could be observed. Nevertheless they argued that situations with low amount of wind power production require a lower amount of control reserve.

To investigate these hypothesis, a statistical design was generated to analyze the effects of the different parameters. Therefore a full-fractional design with two levels for each feature was generated, so that for  $n$  features the full fractional experimental design with two levels has  $2^n$  steps of combinations. For the analysis of the NRV, the levels (-1/+1) were set according to the 25% (-1) and 75% (+1) percentiles from table I. To populate the samples both boundaries were enlarged by 10% - the upper boundary is set at 1.1 times the 25% percentile and the upper bound at 0.9 times the 75% percentile - so that 25% of the samples were considered. The resulting levels for the chosen parameters and mean balances for the two levels are plotted in table II. So for the two steps when all levels are set to +1/-1, all the intervals are selected where the parameter values are greater/ lower than the values given in table II. As target value the mean of the joint balance is calculated. In figure 3 and 4 the effect of the wind (0), PV (1), load (2), price (3), weekday (4) and its interaction is plotted. The bar represents the effect when the setting of the parameter turns from -1 to +1. For the interactions between the parameters this is when the sign turns from negative to positive. Negative sign

TABLE II: levels (-1/+1) set for the NRV

feature		level (-1)		level (+1)	
		2011	2012	2011	2012
wind	[MW]	1894	2187	6718	6392
PV	[MW]	0	0	3147	4586
net load	[MW]	32111	29543	38075	35263
PHB	[€]	48.29	37.40	54.57	47.37
weekday		weekend	weekend	weekday	weekday
mean balance	[MW]	-181	59	-423	-405

means, that the parameters have different levels, positive sign vice versa. The horizontal lines are the levels of significance for 95% (dotted), 99% (dashed) and 99.9% (solid). So in the NRV in both years 2011 and 2012 the effect of the wind generation on the balance is significant, i.e. that in times with high wind generation the balance is approx. 400 MW lower than in times with very low wind generation. The effect of the net load is quite opposite, here the mean of the balance turns positive with high level of net load. To emphasize this effect the boxplots for the balance according to the percentiles of wind (fig. 3c) and load (fig. 4c) are plotted. In other words in each figure the boxes represent each 25% of the intervals. Whereas the most negative mean of balance and its highest negative deviations occur in times with high wind feed in, in times with very high vertical net load the balance has its most positive mean and especially the negative deviations are more tight. Also noticeable is the influence of the weekday, so during week the balance is rather positive than during weekends. The significant difference between the year 2011 and 2012 is the increasing influence of PV (1) and price (3). The PV influence could be derived from its increased share, whereas the price could be derived from a new calculation of the balance power price introduced (08/2011). The bar (0,3) represents the interaction between the wind generation and the price, i.e. in times when the wind generation and the price are both very low/high, the balance is more likely to be negative as when they are in the opposite direction. That could of cause also be argued with the day and night difference, which would state the thesis of [21] that during night (PHB = -1), the demand for control power is less, during wind calms (wind = -1). In figure 4 the effect of the parameters is shown for the two most characterized German control areas. In the 50Hertz area with the highest amount of generation from wind and PV related to the vertical net load, the wind generation has the highest influence and the PV generation has a noticeable share. In contrast in the Amprion area with the highest net load and the lowest share of renewable generation no direct influence of a single parameter can be determined. Just the interaction (0.3) is slightly significant, but this could also be derived from day/night difference as carried out before. For that reason a dynamic model to dimension the demand of control reserve is aimed to be designed, with respect to the time and state specific requirements based on local learning respectively local optimizing.

## IV. CONCLUSION

In this paper we introduced a new methodology for predicting the amount of balancing power with methods of machine learning, namely with a two step k-nearest neighbor regression. The machine learning approach has the advantage to the current convolution-based method, that it is more suitable to adapt the dimensioning of the balance power to the current system state. The importance of the time and space specific influence on the balance was illustrated in section III. The regression results reinforced the hypothesis that the weight of the influencing parameters vary as well among the control areas as between different hours of the day or years. Therefore a locally optimized non parametric approach like the k-NN algorithm is feasible.

## REFERENCES

- [1] MANGALOVA, E. ; AGAFONOV, E.: Wind power forecasting using the k-nearest neighbors algorithm. In: *International Journal of Forecasting* Bd. 30, S. 402–406
- [2] BRÜCKL, Oliver: *Wahrscheinlichkeitstheoretische Bestimmung des Regel- und Reserveleistungsbedarfs in der Elektrizitätswirtschaft*, Technische Universität München, Dissertation, 2008
- [3] SPECKMANN, Markus ; IWES (Hrsg.): *Regelleistung durch erneuerbare Energien - Herausforderungen und Lösungsansätze*. Köln/Aachen, 2011
- [4] KLOBOSA, Marian: *Dynamische Simulation eines Lastmanagements und Integration von Windenergie in ein Elektrizitätsnetz auf Landesebene unter regelungstechnischen und Kostengesichtspunkten*, ETH Zürich, Dissertation, 2007
- [5] BURGER, Andreas et a.: Zusammenschluss von dezentralen Erzeugern zur Netzregelung. In: *Bulletin* (2011), Nr. 12, S. 12–15
- [6] KIPPELT, Stefan ; SCHLÜTER, Thorsten ; ENERGIEWIRTSCHAFT ie3-Institut f. (Hrsg.): *Ausgestaltung eines adaptiven Regelleistungsmarktes mit Kapazitätsreserve*. 2012
- [7] KIPPELT, Stefan ; SCHLUETER, Thorsten: Flexible Dimensioning of Control Reserve for Future Energy Scenarios. In: *IEEE Power Tech Grenoble France*, 2013
- [8] CONSENTED: *Gutachten zur Dimensionierung des Regelleistungsbedarfs unter dem NRV*. 17.12.2010
- [9] DENA - DEUTSCHE ENERGIE AGENTUR ; DENA (Hrsg.): *Integration EE: im Auftrag der RWE*. 15.08.2012
- [10] REN, Ye ; SUGANTHAN, P. N.: *Empirical Mode Decomposition-k Nearest Neighbor Models for Wind Speed Forecasting*
- [11] TREIBER, Nils A. ; HEINERMANN, Justin ; KRAMER, Oliver: Aggregation of Features for Wind Energy Prediction with Support Vector Regression and Nearest Neighbors. In: *ECML*, 2013
- [12] WOLFF, Björn ; LORENZ, Elke ; KRAMER, Oliver: Statistical Learning for Short-Term Photovoltaic Power Predictions. In: *ECML*, 2013
- [13] AL-QAHTANI, Fahad Crone S.: *Multivariate k-Nearest Neighbor Regression for Time Series Data*. ISF 2013 and Seoul and Korea, 11.07.2013
- [14] PAPARODITIS, Efstathios ; SAPATINAS, Theofanis: *Short-Term Load Forecasting: The Similar Shape Functional Time-Series Predictor*
- [15] BONTEMPI, Gianluca: *Machine Learning Strategies for Time Series Prediction*. 2013
- [16] BERK, Richard A.: *Statistical Learning from a Regression Perspective*. 1. s.l : Springer-Verlag, 2008. – ISBN 0387775005
- [17] KLEPPMANN, Wilhelm: *Versuchsplanung*. 1. s.l : Carl Hanser Fachbuchverlag, 2013 [http://ebooks.ciando.com/book/index.cfm/bok\\_id/902242](http://ebooks.ciando.com/book/index.cfm/bok_id/902242). – ISBN 978-3446437524
- [18] BOX, George E. P. ; HUNTER, W.G ; HUNTER J.S.: *Statistics for Experimenters*. Wiley, 2005
- [19] DENA ; DENA (Hrsg.): *DENA Netzstudie II*. 26.11.2010
- [20] HIRTH, Lion ; ZIEGENHAGEN, Inka: Wind, Sonne und Regelleistung. In: *Energiewirtschaftliche Tagesfragen* 63 (2013), Nr. 10
- [21] KAYS, Jan ; SCHWIPPE, Johannes ; WANIEK, Daniel ; REHTANZ, Christian: Multidimensionales Verfahren zur Bestimmung des Regelleistungsbedarfes unter Berücksichtigung von Unsicherheiten. In: *Zeitschrift für Energiewirtschaft* (2010), Nr. 4

# Calculation of the Electric Field below Hybrid Overhead Lines

Jakob Schindler, Christian Romeis, Johann Jaeger  
Chair of Electrical Energy Systems  
Friedrich-Alexander-University Erlangen-Nürnberg  
Erlangen, Germany  
jakob.schindler@fau.de

**Abstract**—The demand for increased transmission capacities in Germany will be covered in part by high voltage direct current (HVDC) lines. In order to reduce the need for new corridors, hybrid systems with AC and DC circuits together on the same tower are planned. Therefore, the characteristics of such arrangements need to be studied. In the first part of this paper, electromagnetic coupling mechanisms between overhead lines are summarized. Next, the method of image charges as a way to calculate the electric field around overhead lines is presented. The method is then used to analyze the electric field on ground level below three different hybrid line configurations.

**Keywords**- HVDC; hybrid line; electric field

## I. HYBRID LINES FOR THE GERMAN “ENERGIEWENDE”

The remaining nuclear power plants in Germany are scheduled to be shut down in a few years according to the agreements of the Energiewende. As they constitute the largest generating units in southern Germany today, a considerable amount of power plant capacity will have to be substituted. Furthermore, continuing expansion of volatile renewable power generation with large regional differences and often far from load centers will lead to increased load flows over large distances.

In order to retain network stability and reliability in spite of these challenges, the transmission capacities of the electrical grid have to be increased. For the first time in Germany, four high voltage direct current (HVDC) lines are among the projected measures [1]. Finding new line corridors is often extremely difficult, therefore the possibility of operating hybrid AC/DC power lines on existing towers is currently investigated by transmission grid operators (TSOs). The TSOs Amprion and TransnetBW plan to put into operation a 340 km hybrid line from Osterath to Philippsburg in 2019, when the Philippsburg nuclear plant will be decommissioned [2].

While the mechanical design of hybrid overhead lines is not very different to that of conventional ones, the close proximity of AC and DC conductors causes electrical coupling effects that have to be studied precisely. Also, it must be ensured that electromagnetic fields around hybrid lines do not exceed the permissible values [3].

In the first part of this paper, coupling mechanisms and their consequences are discussed in a general way. Next, the

method of image charges as an approach to calculate the electrostatic field around overhead lines is explained in detail. Finally, this method is used to calculate the electric field below hybrid overhead lines. Three different tower types and the influence of different placement of the DC poles are considered regarding the maximum field values on ground level. For one configuration, the instantaneous field distribution along an AC cycle is discussed.

## II. COUPLING MECHANISMS BETWEEN OVERHEAD LINE CIRCUITS

In general, three different coupling mechanisms can be distinguished: inductive, (quasi-)ohmic and capacitive coupling.

### A. Inductive Coupling

Magnetic fields resulting from time-dependent current flows in one conductor produce longitudinal voltages in adjacent conductors according to Maxwell's laws. Thus, high transients in one system will induce large overvoltages in systems nearby. In closed circuits, these voltages will also cause currents. On a hybrid line, stationary load flow in the AC conductors results in an alternating current component in the DC system because the DC sources appear as a short circuit to alternating currents.

In addition to an increased voltage drop across a DC reactor, these currents can be harmful especially to any equipment with iron cores. Line commutated HVDC converters will turn the induced fundamental frequency current mainly into a second harmonic and a DC component on the AC side. In the worst case, this offset can lead to core saturation and endanger a safe transformer operation [4].

### B. Ohmic Coupling

High electric field strength on the surface of conductors leads to ionization of surrounding air molecules, the so called corona discharge. While ionized field charges from AC conductors stay close to the wires, field charges originating from DC conductors can move over large distances and thus reach neighboring systems. AC conductors collect the free charges, resulting in a small DC current being injected. The problems from such undesired current components have been discussed in the previous chapter.

Amprion runs a short hybrid line for testing purposes in Datteln, Germany, where they investigated the injection of ion currents extensively. Besides the distance between wires, the current intensity was found to be most influenced by weather conditions. While being in the range of 1 mA/km in fair weather conditions, ten times higher values were observed during heavy rainfall [5].

In addition to ion current injection, also called quasi-ohmic coupling, corona discharges can have a significant influence on the electric field near the hybrid line as well. However, it is a very complex task to take into account all the charge creation, movement and recombination effects and requires tools like the finite element method or finite volume method. In sections III and IV of this paper as well as in many calculations found in the literature, the effect of field charges on the electric field is therefore neglected [6].

### C. Capacitive Coupling

An arrangement of conductors in a dielectric medium results in a network of capacitive couplings between them. Thus, a wire on high potential can induce phase voltages on other wires nearby. The electric field around the line results from the superposition of all the individual conductor's fields. This is of special interest firstly on conductor surfaces in view of corona discharge and secondly on ground level with regard to the line's environmental impact.

The surface voltage stress effects corona discharge, noise emissions and radio interference voltages. In order to prevent heavy corona losses it must not exceed 28.8 kV/cm. In a hybrid line, field strength on the DC conductors will be superimposed by an alternating component, whereas the field stress on AC wires will show a DC offset.

On ground level, regulations regarding electromagnetic field emissions have to be met. In Germany, the Bundesimissionsschutzgesetz (BImSchG) prescribes a limit of 5 kV/m for the electric field strength at 50 Hz. As there is no limit for 0 Hz, the CIGRE recommendation of 25 kV/m can be used for the DC electric field [3], [7].

## III. CALCULATION OF THE ELECTRIC FIELD AROUND OVERHEAD LINES

In this chapter, the method of image charges as an approach to calculate the electrostatic field around overhead lines is explained in detail. The presented procedure is used to calculate the electric field in a certain instant with known line-to-earth voltages and can be repeated for consecutive points in time, e.g. along an AC cycle.

### A. Premises

As already mentioned, the contribution of field charges to the electric field is neglected in this paper. Furthermore, the magnetic and electric fields are considered to be independent from each other, which is usually a valid assumption in electrical power grids as the operating frequencies are rather low. In this case, the electric field  $\mathbf{E}$  is irrotational as shown by (1) and can be expressed in terms of the electrostatic potential  $\varphi$  as in (2).

$$\text{rot } \mathbf{E} = -\partial/\partial t \mathbf{B} = 0 \quad (1)$$

$$\mathbf{E} = -\text{grad } \varphi \quad (2)$$

### B. Conductor Representation

Overhead line wires can be approximated as cylindrical conductors with infinite length as compared to their diameter. In general, the electric field of such objects can be modeled by infinitely long line charges, placed eccentrically inside the conductor. However, taking into account the fact that distances between conductors and to the earth's surface are significantly larger than their diameters, every wire can be described with very good accuracy by a single line charge in its center. The electric field of one such charge configuration in the coordinate origin can be expressed in complex coordinates as follows, where  $Q'$  is the line charge,  $\varepsilon$  the dielectric constant and  $\underline{z}$  the complex vector to the point of observation.

$$\underline{E} = \frac{Q'}{2\pi\varepsilon \underline{z}^*} \quad (3)$$

The potential with the reference point set to infinity yields

$$\varphi = -\frac{Q'}{2\pi\varepsilon} \ln|z|. \quad (4)$$

If more than one conductor is present, the influences of all charges superimpose, so that  $\varphi = \varphi_1 + \varphi_2 + \dots$  and  $\underline{E} = \underline{E}_1 + \underline{E}_2 + \dots$  holds.

Bundled conductors are treated as one wire located at the bundle's center. The radius of this equivalent wire is calculated as follows, where  $n$  is the number,  $r_{\text{wire}}$  the radius and  $a_{1\mu}$  the distance of individual conductors in the bundle.

$$r_{\text{eq}} = \sqrt[n]{r_{\text{wire}} \prod_{\mu=1}^n a_{1\mu}} \quad (5)$$

### C. Method of image charges

In order to calculate the field strength around an overhead line, the location of every conductor in a certain cross section is described by a position vector in the complex plain as shown in Fig. 1 on the next page. The point of origin is chosen to be in the line center on ground level.

To account for the earth's surface as a plain with zero potential, all conductors are mirrored along the real axis and the images are assigned with a charge of the same magnitude but of opposite polarity.

Using (3) and (4) along with the superposition principle, the electrostatic potential and the electric field at any point  $P$  in the cross section is given as follows.

$$\varphi_P = \frac{1}{2\pi\epsilon} \sum_{v=1}^n Q'_v \ln \left| \frac{z_P - z_v^*}{z_P - z_v} \right| \quad (6)$$

$$\underline{E}_P = \frac{1}{2\pi\epsilon} \sum_{v=1}^n Q'_v \left( \frac{1}{z_P^* - z_v^*} - \frac{1}{z_P - z_v} \right) \quad (7)$$

#### D. Matrix Equations to calculate local electric field

In equation (6), the Point  $P$  may as well be located on the surface of one of the conductors. If  $n$  such equations are written down for the potentials of all  $n$  conductors, this gives a system of linear equations.

$$\boldsymbol{\varphi} = \boldsymbol{\alpha} \mathbf{Q}' \quad (8)$$

The matrix  $\boldsymbol{\alpha}$  is called the matrix of potential coefficients. Its elements are:

$$\alpha_{vv} = \frac{1}{2\pi\epsilon} \ln \left| \frac{z_v - z_v^*}{r_v} \right| \quad (9a)$$

$$\alpha_{v\mu} = \frac{1}{2\pi\epsilon} \ln \left| \frac{z_v - z_\mu^*}{z_v - z_\mu} \right| \quad \text{for } v \neq \mu \quad (9b)$$

In order to find the electric field using (7), the charges on the individual conductors are needed. Those can be calculated from the conductor potentials given by their line-to-earth voltages by rearranging (8). The inverse of  $\boldsymbol{\alpha}$  is called matrix of capacity coefficients.

$$\mathbf{Q}' = \boldsymbol{\alpha}^{-1} \boldsymbol{\varphi} = \boldsymbol{\gamma} \boldsymbol{\varphi} \quad (10)$$

#### E. Wire sag

Along the power line, conductor positions in every cross section vary due to wire sag. Assuming a slack wire that cannot transmit shear stress, its curve can be described by a catenary, as is done in a Cartesian coordinate system in (11).

$$y - y_0 = \frac{\sigma}{\delta} \cosh\left(\frac{\delta}{\sigma}(x - x_0)\right). \quad (11)$$

Herein  $\sigma$  is the tensile stress in the wire and  $\delta$  its weight force per cross sectional area and length. If the maximum sag  $f_{\max}$  is known rather than these parameters, either the approximation given by (12) can be used, or (11) has to be iterated numerically [8].

$$\frac{\sigma}{\delta} = \frac{a^2}{8f_{\max}} \quad (12)$$

### IV. DISCUSSION OF RESULTS

Using the described method, the electric field on ground level was analyzed for the three different hybrid tower configurations shown in Fig 2.

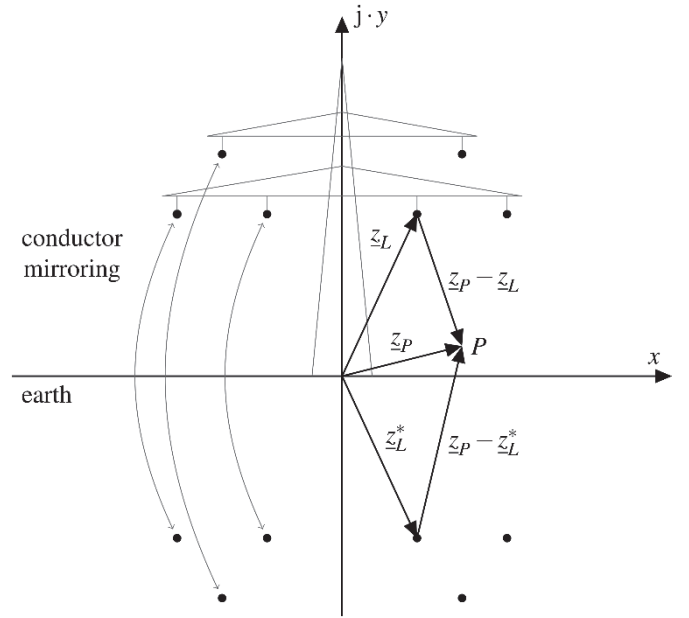


Figure 1. Method of images applied to overhead line conductors.

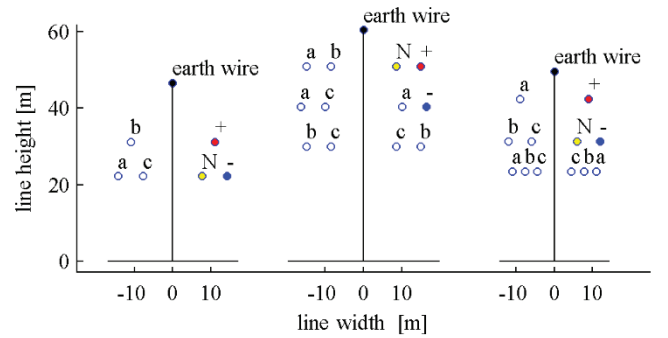


Figure 2. Analyzed tower types A (left), B (middle) and C (right).

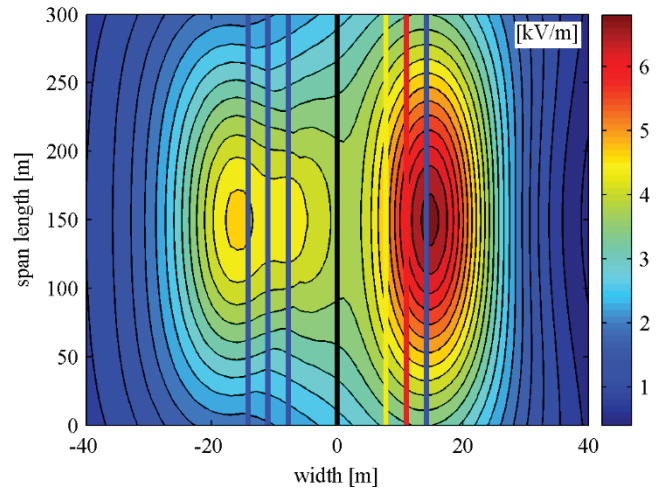


Figure 3. Maximum value of the Electric field at ground level under a 400 kV double circuit hybrid line (configuration A).

Configuration A is a 400 kV double circuit line in delta arrangement. The circuit on one side is replaced by a  $\pm 400$  kV bipolar DC system with plus and minus poles and a neutral conductor. In configuration B one of four 400 kV circuits of a tower in semi-vertical arrangement is replaced. Configuration C is similar to configuration A with two additional 110 kV circuits in horizontal arrangement below. For all configurations, a span length of 300 m and a sag of 8 m are assumed.

#### A. Electric field under a 400 kV double circuit hybrid line

The electric field has been calculated for short time steps along one AC cycle. Fig. 3 shows a contour plot of the maximum occurring field strength on ground level for configuration A.

The DC system clearly dominates with a maximum field of 6.9 kV/m as compared to a maximum of 4.8 kV/m on the AC side. Interestingly, those maximum values are found slightly offset to the actual conductor positions which are indicated by straight lines from top to bottom of the graph. The influence of the line sag can be seen clearly. The highest values in the middle of the span are almost the double of those at the towers, with a maximum of only 3.5 kV/m. These results are very similar to results found in the literature for similar tower configurations, like in [3].

#### B. Comparison between three different tower types

Fig. 4 shows line plots of the maximum fields along three different cross sections at 0 %, 25 % and 50 % of the span length for configuration A, B and C.

It can be seen that the highest electric field occurs for type A, where the DC conductors are closest to the earth with no other conductors in between. In case of configuration B, no distinct predominance of the DC field can be observed, because the DC poles are suspended much higher up and a 400 kV AC system lies between them and the ground, leading to a shielding effect. With regard to configuration C, the DC circuit causes an asymmetrical field pattern, but the overall maximum value of 2.1 kV/m lies markedly below that of configurations A and B. This can be explained firstly by the much lower phase voltage of the horizontally arranged systems closest to the ground. Secondly, these 110 kV circuits exert a strong shielding effect, as removing them results in a maximum field of 3.6 kV/m. The dotted line in the last graph shows the field at 50 % span length without the 110 kV systems.

#### C. Influence of phase positioning

With a fixed tower type, the exact arrangement of plus, minus and neutral poles remains to be determined and has a strong influence on the electric field at ground level. When analyzing absolute values of the maximum electric field over the entire AC cycle, the positions of plus and minus are interchangeable without affecting the result. Thus, three situations depending on the neutral wire's positioning need to be distinguished. For configuration A, they are depicted together with the maximum field at 50 % of the span length in Fig. 5.

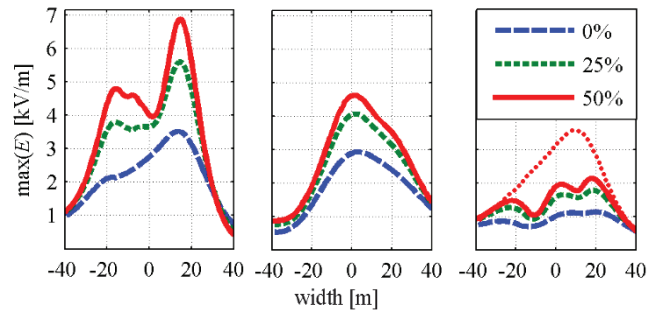


Figure 4. Maximum electric field on ground level for three different tower types A (left), B (middle) and C (right) at 0 %, 25 % and 50 % of the span length. Dotted line: tower type C without the 110 kV systems.

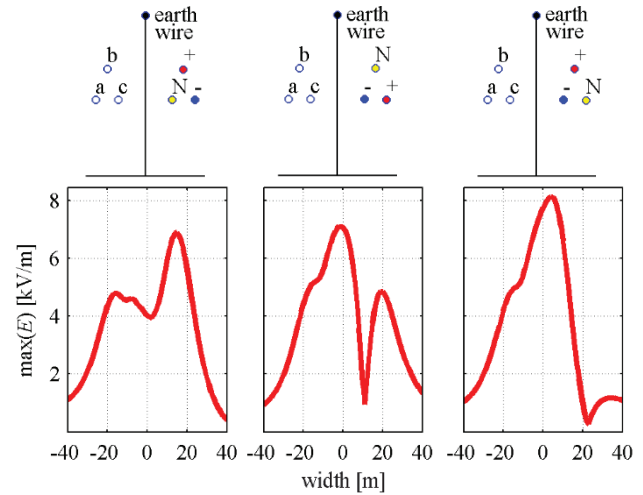


Figure 5. Influence of phase positions on the maximum electric field for configuration A: neutral wire inside (left), on top (middle) and outside (right).

The lowest maximum value occurs when the neutral wire lies closest to the tower center. In this case, the active poles are farthest away from the 400 kV system, preventing strong superposition of the corresponding fields.

When the neutral wire is on top the curves show a sharp drop of the field strength exactly between the horizontally arranged poles. This is due to the fact that the field of these two opposite charges could only have a horizontal component at this point, the earth's surface as an equipotential surface however allows only field lines perpendicular to it.

The highest field value occurs with the neutral wire on the outside, as the described effect of horizontal charges does not occur and the field of the inner DC pole overlaps strongly with the AC field.

#### D. Field strength along one AC period

In this section, the change of the electric field along one AC cycle is analyzed. This is done for configuration A with the most favorable DC conductor placement according to section E, which means that the neutral conductor lies closest to the tower center. The positioning of all phases can be seen in Fig. 5 on the top left.

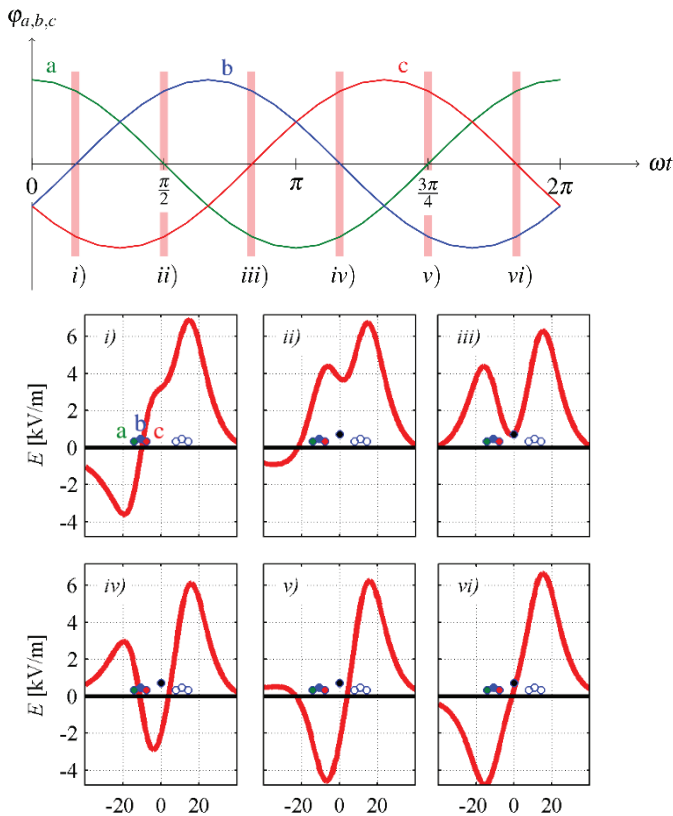


Figure 6. Vertical component of the electric field at 50 % span length for configuration A along one AC cycle.

Fig. 6 shows the AC phase voltages along one AC cycle together with the ground field curves in the middle of the span length corresponding to six different points in time *i) – vi)*. Unlike all previous diagrams, Fig. 6 shows instantaneous values of the field vector's vertical component rather than absolute maximum values. This means that field lines coming from a positive conductor and arriving at the ground result in a negative value, whereas lines starting from the ground result in a positive value.

The points in time *i) – vi)* are chosen in such a way that one AC phase is at potential zero, while the other two have opposite potential. At these times, the ground-level electric field shows maximum amplitudes.

One fact that can be noted is that on the DC side, the negative pole closest to the ground produces a positive field that shows almost no variation during the cycle, which confirms it is a real DC field. On the AC side, a wave-like movement of field amplitudes from the tower center outwards can be observed. This movement is directed inwards, if the AC phase sequence is reversed.

The individual field curves can be explained by considering the instantaneous phase voltages and the position of corresponding conductors as indicated by the colors green, blue and red. Exemplarily at time *i)*, phase *a* is positive and *c* is negative. This leads to a transition from negative values underneath phase *a* to positive values under phase *c*. At time *ii)*,

phase *b* is positive instead of *a*, but its influence on the field at ground level is much weaker because it lies farther away and diagonally offset from the ground. Other instants can be explained in a similar manner.

## V. CONCLUSION

The operation of hybrid lines with AC and DC systems on the same tower is a promising possibility to increase transmission capacities without the need for new corridors. Their electrical characteristics are strongly affected by inductive, (quasi-) ohmic and capacitive coupling mechanisms due to the close vicinity of the systems.

With regard to the electric field on ground level below hybrid lines, the calculations show that DC systems cause significantly higher fields than AC systems with the same nominal voltage. However, the situation depends strongly on the tower configuration. The higher up the DC conductors are suspended, the smaller their dominance of the ground-level field. Systems in between the DC poles and the ground exert a shielding effect. In one of the analyzed configurations, the presence of an underlying AC system results in a reduction of the maximum ground electric field of more than 40 %. The arrangement of plus, minus and neutral phase of the DC system also affects the field distribution. In a double line with delta arrangement for instance, the neutral wire should be placed close to the tower center to avoid strong superposition of the AC and DC fields. Analysis of the hybrid field of a double circuit line along an AC cycle shows that the field on the DC side shows almost no variation in time and can therefore be considered as a pure DC field. This is important with regard to the compliance with emission regulations, as limit values are generally higher for lower frequencies. Taking this into account, none of the analyzed configurations exceeds current limit values for the electric field on ground level.

## REFERENCES

- [1] 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH, TransnetBW GmbH, „Netzentwicklungsplan Strom 2013“ (in german).
- [2] TransnetBW GmbH. „Steckbrief zum Projekt ULTRANET“ [Online]. Available <http://www.transnetbw.de/uploads/2014-06-05-15-47-54-37-1.pdf> [Accessed: 5 May 2014] (in german).
- [3] C. Neumann, B. Brusek, S. Steevens, K.-H. Weck, „Design and layout of AC-DC hybrid lines“, Auckland Symposium 2013 - Cigre, Auckland, NZ, 2013.
- [4] Jian Tang; Hongbin Ma; H., J., "Influence of magnetic field of AC transmission lines on parallel DC transmission systems," 2006 IEEE International Symposium on Electromagnetic Compatibility, vol.1, pp.69,72, 14-18 Aug. 2006
- [5] B. Brusek et al., "Ohmic coupling between AC and DC circuits on hybrid overhead lines." Auckland Symposium 2013 - Cigre, Auckland, NZ, 2013.
- [6] Straumann, U.; Franck, C.M., "Ion-Flow Field Calculations of AC/DC Hybrid Transmission Lines," *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol.28, no.1, pp.294-302, Jan. 2013
- [7] M. D. Pfeiffer, M. K. Bucher, C. M. Franck, „Erhöhung der Übertragungskapazität durch hybride AC/DC-Freileitungen“, Bulletin, vol 12/2013, pp. 32-35, Nov. 2013 (in german).
- [8] G. Herold, *Elektrische Energieversorgung II*, J. Schlembach Verlag, 2008 (in german).

# VORWEG GEHEN



## TRAINEES (W/M) FÜR DAS NETZ DER ZUKUNFT

FÜR DIE RWE DEUTSCHLAND AG AN VERSCHIEDENEN STANDORTEN

Clever und effizient, aber auch intuitiv und gut vernetzt – Attribute, die Sie auf sich vereinen? Technisch auf dem neuesten Stand und jede Menge Energie? Wie Sie Ihr Potenzial am Besten einsetzen, lernen Sie in unserem 18-monatigen Trainee-programm. Auf Sie zugeschnitten und auf hohem Niveau. Smart Home, Smart Grids und Elektromobilität – Ihre Kreativität und Ihr Wissen sind gefragt. Kommen Sie ins Netz – und smart weiter.

Wir freuen uns auf Ihre Online-Bewerbung. Bewerbungen von schwerbehinderten Menschen sind erwünscht. Bei Fragen vorab können Sie sich gerne bei uns melden.  
**RWE Deutschland AG** ■ Martina Dominiak ■ Tel. +49 271 584-2425

Für Ihre Online-Bewerbung und mehr Informationen zu unseren aktuellen Stellen besuchen Sie uns auf:

[VORWEG-GEHER-GESUCHT.DE](http://VORWEG-GEHER-GESUCHT.DE)



# Generalized Implementation of Switching-Loss-Minimized Space-Vector Modulation for Three-Level Converters

Ajay Poonjal Pai, Hafiz Abu Bakar Siddique, Rik W. De Doncker  
Institute for Power Generation and Storage Systems  
E.ON Energy Research Center, RWTH Aachen University, Aachen, Germany  
ajay.pai@rwth-aachen.de, hsiddique@eonerc.rwth-aachen.de

**Abstract**—With increasing integration of the intermittent and volatile renewable energy resources into the existing ac grid infrastructure, the grid stability is decreasing. Large battery storage systems are proposed to act as short-time buffer to cope with transient instabilities. A promising converter to interface such low-voltage high-power battery banks is the T-type Neutral-Point-Clamped Converter (TNPC). A generalized implementation of a variant of the well-known space vector modulation featuring lower losses is proposed in this work. The derived relations to select a particular switching sequence are based on the binary logic and symmetry of the possible states in such a three-level converter. The algorithm proposed in this work dynamically adjusts the switching sequences to accommodate capacitive as well as inductive behavior.

**Index Terms**—Neutral-point-clamped (NPC) converters, T-type NPC (TNPC), pulse-width modulation (PWM), space-vector modulation (SVM), bus clamping

## I. INTRODUCTION

Pulse-width modulation (PWM) is one of the most widely researched and implemented technique over the past three decades [1] to control the output parameters of a converter. In this technique, which is adapted from the well-established communication theory [2], the pulse-width or the on-time of power switches is controlled at high speed to generate a low-frequency output quantity [3]. The choice of the modulation strategy is one of the most crucial steps in a converter design. The modulation strategy can have a great impact on the converter efficiency [4], [5].

Different PWM schemes can be evaluated based on the resulting harmonic content, dc bus utilization, losses and the switch utilization. Since the inception of carrier-based PWM, a huge volume of literature has been written about the improvements and variants to address these aspects. This includes but is not limited to interleaving the carriers for better harmonic performance and paralleling inverters [6], [7] and using random carrier signals [8] instead of deterministic ones as in conventional PWM. In order to implement the PWM in digital hardware, the space vector modulation (SVM) was developed by [9] which was later extended to the three-level neutral-point-clamped (NPC) converter [10], [11]. The SVM not only increases the dc bus utilization as compared

to classical carrier-based PWM but also enables to influence other aspects of a three-level converter such as common-mode voltage and neutral-point current [12]. SVM also provides a possibility to reduce the effective switching frequency by not switching certain devices for certain period of time to reduce switching losses [13], [14].

In this paper, the ability of SVM to clamp certain devices for a fraction of the fundamental cycle to reduce switching losses is used. The clamping window is dynamically adjusted in order to obtain the maximum benefit of reduced switching losses around the current peak. Unlike conventional implementations through look-up tables or state machines, a generalized algorithm has been developed through matrix manipulation and basic binary logic operations to determine the optimal switching sequence and state. The chosen converter topology is that of the T-type NPC converter [15], [16].

After this introduction, a brief overview of the existing modulation schemes is given for the sake of completion. Thereafter, the developed algorithm is presented in detail followed by the simulation results and conclusions.

## II. PULSE-WIDTH MODULATION (PWM) TECHNIQUES

In this work, the three-level T-type neutral-point-clamped (TNPC) converter is considered for connecting a large battery bank to the grid. An *LCL* filter is used at the output of the converter to comply with the grid codes, as shown in Figure 1. A brief description of the modulation schemes for such a converter is given in following sections.

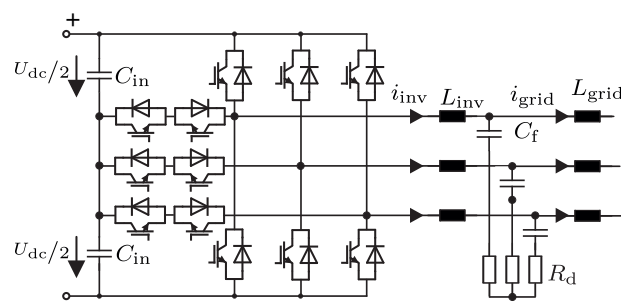


Figure 1: T-type neutral-point clamped converter

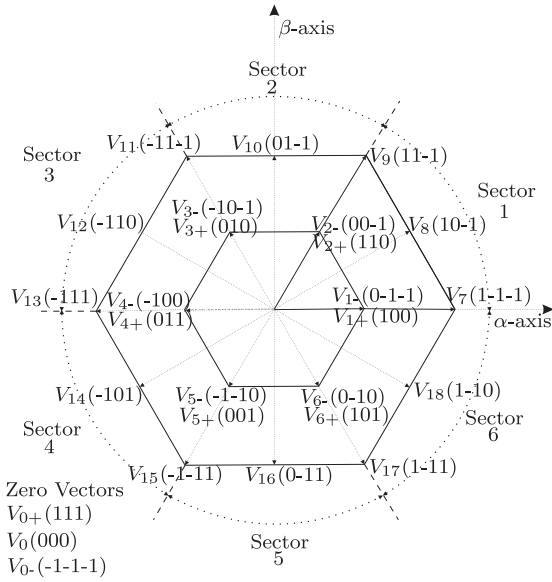


Figure 2: Sectors of SVM

### A. Sine-triangle Pulse-Width Modulation (SPWM)

The PWM technique works by varying the duty cycle ( $d$ ) of the switches of the converter at a high frequency compared to the fundamental frequency. The duty cycle and the exact switching instants are determined by comparing a low-frequency reference waveform  $u_{\text{ref}}$  with a high-frequency carrier waveform  $u_{\text{car}}$ . The switching rule can be written as follows:

$$u_{\text{car}} > u_{\text{ref}} \Rightarrow S = 1 \quad \text{otherwise} \quad S = 0 \quad (1)$$

where  $S = 1$  means that the corresponding device is gated on and vice versa. The reference waveform in inverter applications is often sinusoidal. The carrier waveform could be sawtooth or triangular. As the harmonic performance of the latter is better [1], it is commonly used in the industry and hence, the name Sine-triangle PWM (SPWM).

For a given dc-link voltage  $U_{\text{dc}}$  and a reference voltage  $u_{\text{ref}}$  the amplitude of the fundamental component of the output voltage  ${}^1\hat{U}_o$  of any phase leg with respect to the mid-point of the dc-link is given as [1]:

$${}^1\hat{U}_o = \frac{\hat{u}_{\text{ref}}}{\hat{u}_{\text{car}}} \cdot \frac{U_{\text{dc}}}{2} = m \cdot \frac{U_{\text{dc}}}{2} \quad (2)$$

with  $m = \hat{u}_{\text{ref}}/\hat{u}_{\text{car}}$  being the modulation index. The  ${}^1\hat{U}_o$  varies linearly with modulation index up to  $m = 1$ . Beyond this region, the inverter is said to be over-modulated. Over-modulation is generally avoided for simpler control and better harmonic performance.

### B. Third-Harmonic-Injected Sine-triangle PWM (THI-SPWM)

When a third-harmonic component is added to the sinusoidal reference in PWM, it is possible to go beyond the modulation index of 1, without operating in the over-modulation region. As the third-harmonic components are identical for the three phases, they do not appear in the line-line voltages.

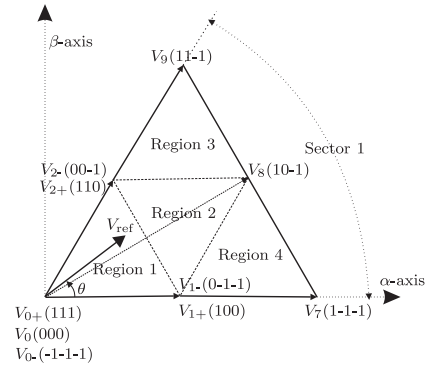


Figure 3: Sector 1 of SVM

The magnitude of the third-harmonic component injected is generally a fourth or a sixth of the fundamental reference wave, thus, achieving a modulation index of 1.12 and 1.15 respectively [1].

### C. Space Vector Modulation (SVM)

In the SPWM and THI-SPWM techniques, the position of the pulses is determined by the algorithm and there is no degree of freedom to position the pulses in order to achieve better harmonic performance. Also, it is difficult to implement these techniques in digital hardware. To overcome these issues, space vector modulation (SVM) was introduced [9].

SVM is based on the fact that three-phase quantities can be transformed into a stationary two-dimensional  $\alpha\beta$ -system and represented as space vectors [9]. Each space vector corresponds to at least one inverter state. Each leg of a three-phase three-level inverter has three states, i.e. positive (1), zero (0) and negative (-1). A three-level three-phase inverter therefore, has a total of  $3^3 = 27$  states [17]. The space vector diagram for a three-phase three-level inverter is given in Figure 2. The vectors that form the vertices of the inner hexagon, i.e.  $V_{1+} \dots V_{6+}$  are short vectors each having two redundant states. The presence of this redundancy provides the flexibility of positioning various states to optimize certain aspect of the converter [12]. The outer hexagon can be divided into six identical sectors as shown in Figure 2. Each of the sectors can be further divided into four identical regions (triangles) as shown in the Figure 3. A reference vector  $V_{\text{ref}}$  can be generated by time-averaging two or more of these space vectors in one switching period.

### D. Switching-Loss Minimized Space Vector Modulation (SLM-SVM)

As the switching frequency increases, the switching losses increase proportionally and the system efficiency decreases. Reference [18] proposed a variant of SVM that can reduce the switching losses by at least 33%. This technique makes use of the degree of freedom in choosing the zero and redundant states in SVM strategy. Accordingly, each phase is not switched for a certain interval of time in the switching period and is therefore, left connected to either the positive

TABLE I: Possible clamping intervals for different phases

Clamping interval	+ve clamped	-ve clamped
$0^\circ \leq \theta \leq 60^\circ$	Phase <i>a</i>	Phase <i>c</i>
$60^\circ \leq \theta \leq 120^\circ$	Phase <i>b</i>	Phase <i>c</i>
$120^\circ \leq \theta \leq 180^\circ$	Phase <i>b</i>	Phase <i>a</i>
$180^\circ \leq \theta \leq 240^\circ$	Phase <i>c</i>	Phase <i>a</i>
$240^\circ \leq \theta \leq 300^\circ$	Phase <i>c</i>	Phase <i>b</i>
$300^\circ \leq \theta \leq 360^\circ$	Phase <i>a</i>	Phase <i>b</i>

or the negative rail. This reduces the effective number of commutations and hence, the switching loss.

The principle of SLM-SVM can be elaborated using Figure 2. Considering  $\alpha$ -axis as the reference for all angle measurements, in the interval  $300^\circ \leq \theta \leq 60^\circ$ , the vertices on the outer hexagon are (1-11), (1-10), (1-1-1), (10-1), (11-1) which indicate that the phase *a* remains positive throughout this interval. Similarly, the vertices on the inner hexagon, (101)/(0-10), (100)/(0-1-1), (110)/(00-1) and the zero vectors (111)/(000)/(-1-1-1) each contain one state where phase *a* is positive. So, phase *a* can be connected to the positive bus in this interval. Similar observations can be made for other phases in other sectors as well. As the output waveforms of the different phases have a flat top during the respective intervals, this modulation technique is also called flat-top SVM [19]. These possible clamping intervals are summarized in Table I. It is to be noted that the maximum interval for which the phases can be clamped to either +ve or -ve dc-bus voltage is  $120^\circ$  and hence, the name  $120^\circ$  flat-top SVM. Since only one of the redundant states is used for  $120^\circ$ , the corresponding capacitor of the dc bus tends to discharge resulting in large fluctuations in the mid-point voltage necessitating the use of bigger dc-link capacitors. Moreover, the losses in the top and the bottom switches of the phase leg are not symmetrically distributed.

In order to manage the problems of  $120^\circ$  flat-top SVM, the clamping intervals can be split into two  $60^\circ$  subintervals. By clamping alternately to the positive and the negative rails for  $60^\circ$  subintervals, the dc-link mid-point voltage fluctuations can be reduced and the loss distribution can be made more uniform. This strategy is also called  $60^\circ$  flat-top SVM.

In order to obtain the maximum benefit of clamping, the  $60^\circ$  subintervals should be centered around the current peaks in the positive and negative half cycles [18]. This strategy is termed as the Switching-Loss-Minimized SVM (SLM-SVM) in this work. The benefits of SLM-SVM can be fully exploited for the phase *a* current angle  $\phi$  in the range of  $-30^\circ \leq \phi \leq 30^\circ$  which corresponds to the power factor (PF) in range of  $0.86$  leading  $\leq PF \leq 0.86$  lagging.

### III. IMPLEMENTATION OF SWITCHING-LOSS-MINIMIZED SPACE VECTOR MODULATION (SLM-SVM)

SLM-SVM can be implemented using a look-up table or using a space phasor machine [20]. In either of the approaches, the switching sequences for each of the four regions (Figure 3)

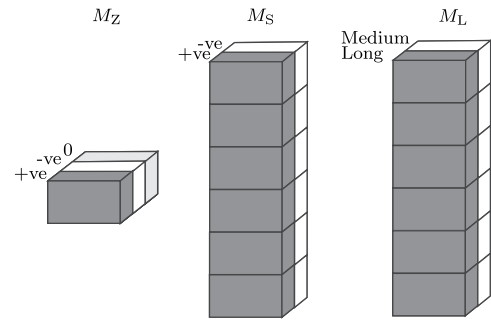


Figure 4: Matrices for SLM-SVM

in the six sectors are stored in memory. Depending on the sector and the region in which  $V_{ref}$  is located, the corresponding sequences are retrieved from memory. In the first approach, the switching times for each vector for different locations of  $V_{ref}$  are also stored in memory in the form of look-up tables. This requires minimum computation effort and is easily implemented on a general purpose DSP. In the latter approach, the switching times are computed online for each of the sampled values of  $V_{ref}$ . This approach is computation intensive and needs a sophisticated processor [20].

The sequence of states depends upon the position of the  $60^\circ$  clamping window. For fixed clamping-window positions like in [14], it is required to store one sequence. But, complications arise while implementing the SLM-SVM in which the clamping window changes dynamically depending on the power factor angle as it would require several conditional statements to choose from different switching sequences. In order to overcome this tedious decision-making process, a general algorithm for implementation of SLM-SVM is proposed in this work. The implementation is independent of the position of the clamping window. With a little modification to ensure equal times for positive and negative clamping in one fundamental period, the width of the clamping window can also be adjusted to implement, for example,  $30^\circ$  or  $15^\circ$  clamping strategies and would be presented in a future publication. This implementation is particularly useful for experimental purposes when the various modulation schemes have to be compared and evaluated against each.

#### A. State Matrix Representation

This implementation of SLM-SVM arranges all of the space vectors in the form of three three-dimensional matrices,

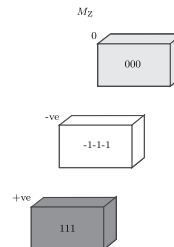


Figure 5: The  $M_Z$  matrix for SLM-SVM

TABLE II: Contents of  $M_Z$

Element	Contents	
$M_Z[0]$	$V_{0+}$	(111)
$M_Z[1]$	$V_{0-}$	(-1-1-1)
$M_Z[2]$	$V_0$	(000)

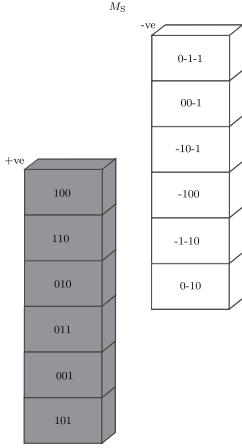


Figure 6: The  $M_S$  matrix for SLM-SVM

Element	Contents	
$M_S[0][0]$	$V_{1+}$	(100)
$M_S[1][0]$	$V_{2+}$	(110)
$M_S[2][0]$	$V_{3+}$	(010)
$M_S[3][0]$	$V_{4+}$	(011)
$M_S[4][0]$	$V_{5+}$	(001)
$M_S[5][0]$	$V_{6+}$	(101)
$M_S[0][1]$	$V_{1-}$	(0-1-1)
$M_S[1][1]$	$V_{2-}$	(00-1)
$M_S[2][1]$	$V_{3-}$	(-10-1)
$M_S[3][1]$	$V_{4-}$	(-100)
$M_S[4][1]$	$V_{5-}$	(-1-10)
$M_S[5][1]$	$V_{6-}$	(0-10)

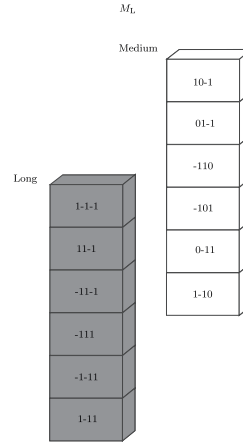


Figure 7: The  $M_L$  matrix for SLM-SVM

Element	Contents	
$M_L[0][0]$	$V_7$	(1-1-1)
$M_L[1][0]$	$V_9$	(11-1)
$M_L[2][0]$	$V_{11}$	(-11-1)
$M_L[3][0]$	$V_{13}$	(-111)
$M_L[4][0]$	$V_{15}$	(-1-11)
$M_L[5][0]$	$V_{17}$	(1-11)
$M_L[0][1]$	$V_8$	(10-1)
$M_L[1][1]$	$V_{10}$	(01-1)
$M_L[2][1]$	$V_{12}$	(-110)
$M_L[3][1]$	$V_{14}$	(-101)
$M_L[4][1]$	$V_{16}$	(0-11)
$M_L[5][1]$	$V_{18}$	(1-10)

namely  $M_Z$ ,  $M_S$  and  $M_L$  as shown in Figure 4.  $M_Z$  contains the three zero states as shown in Figure 5. It has one row, three columns and three layers. The three columns contain the switching states for each of the phase legs respectively. The first layer corresponding to the index 0 (according to indexing terminology of C language) contains the positive clamping state (111). The next layer, with the index of 1 corresponds to the negative clamping state given by (-1-1-1). The last layer with an index of 2 has the zero clamping state (000). This is summarized in the table II.

The matrix  $M_S$  contains the states pertaining to the vertices of the inner hexagon in Figure 2. The sectors are represented in the rows of  $M_S$  and the redundant states are contained in the layers as shown in Figure 6. The sign + or - indicates whether a phase can be clamped to positive or negative dc bus voltage. This is summarized in the table III.

The matrix  $M_L$  contains the states pertaining to the vectors of the outer hexagon in Figure 2. The outer hexagon has 12 vectors without any redundancy. As with  $M_S$ , the sector information is represented in the rows. The first layer contains the long vectors and second layer contains the medium vectors as shown in Figure 7.

### B. Derivation of the Formulae

In order to derive the formula for the state selection, the case where  $V_{ref}$  is located in region 1 of sector 1 as shown in Figure 3 is considered. The chosen states would be  $V_{0+}$ ,  $V_{2+}$  and  $V_{1+}$ . The switching sequences for positive and negative clamping in region 1 of all sectors is shown in table V.

Looking at the positive-clamping sequences, the following observations can be made:

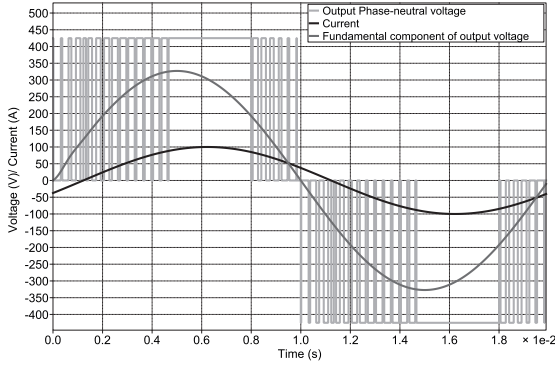
- The sequence always begins with  $V_{0+}$ .
- The second vectors in the sequences have even subscripts.

- The third vectors in the sequences have odd subscripts.
- For every even-numbered sector, the second vector of the sequence has the same subscript as the sector number and the third vector of the sequence has its subscript incremented by one. For sector 6, the subscript of third vector in sequence is obtained by 'wrapping-around' to 1 since sector 7 does not exist.
- For every odd-numbered sector, the third vector of the sequence has the same subscript as the sector number and the second vector of the sequence has its subscript incremented by one.

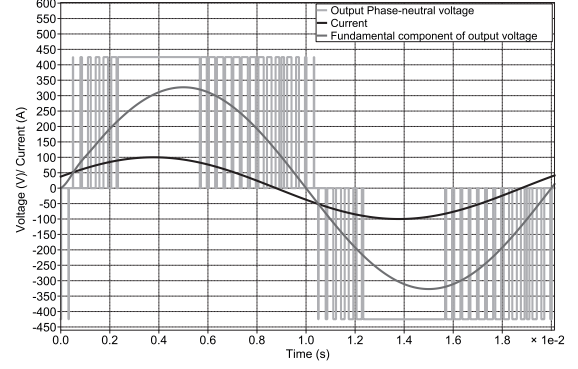
Similar symmetries can be observed in the negative-clamping sequences as well. In order to describe the general-

TABLE V: Positive and negative clamping sequences in the region 1

Sector	Positive clamping sequence
1	$V_{0+} \rightarrow V_{2+} \rightarrow V_{1+} \rightarrow V_{2+} \rightarrow V_{0+}$
2	$V_{0+} \rightarrow V_{2+} \rightarrow V_{3+} \rightarrow V_{2+} \rightarrow V_{0+}$
3	$V_{0+} \rightarrow V_{4+} \rightarrow V_{3+} \rightarrow V_{4+} \rightarrow V_{0+}$
4	$V_{0+} \rightarrow V_{4+} \rightarrow V_{5+} \rightarrow V_{4+} \rightarrow V_{0+}$
5	$V_{0+} \rightarrow V_{6+} \rightarrow V_{5+} \rightarrow V_{6+} \rightarrow V_{0+}$
6	$V_{0+} \rightarrow V_{6+} \rightarrow V_{1+} \rightarrow V_{6+} \rightarrow V_{0+}$
Sector	Negative clamping sequence
1	$V_{0-} \rightarrow V_{1-} \rightarrow V_{2-} \rightarrow V_{1-} \rightarrow V_{0-}$
2	$V_{0-} \rightarrow V_{3-} \rightarrow V_{2-} \rightarrow V_{3-} \rightarrow V_{0-}$
3	$V_{0-} \rightarrow V_{3-} \rightarrow V_{4-} \rightarrow V_{3-} \rightarrow V_{0-}$
4	$V_{0-} \rightarrow V_{5-} \rightarrow V_{4-} \rightarrow V_{5-} \rightarrow V_{0-}$
5	$V_{0-} \rightarrow V_{5-} \rightarrow V_{6-} \rightarrow V_{5-} \rightarrow V_{0-}$
6	$V_{0-} \rightarrow V_{1-} \rightarrow V_{6-} \rightarrow V_{1-} \rightarrow V_{0-}$



(a) Output waveforms for SLM-SVM at  $\phi = 22^\circ$  lagging



(b) Output waveforms for SLM-SVM at  $\phi = 22^\circ$  leading

Figure 8: Working principle of SLM-SVM

ized algorithm, the following variables are defined:

- *sector* is a variable which indicates the sector in which  $V_{ref}$  is located. The SVM diagram of Figure 2 can be divided into six sectors. So,  $1 \leq sector \leq 6$ .
- *clamping* is a boolean variable that indicates the nature of clamping and  $clamping \in \{0,1\}$ . The value of 0 indicates clamping to the positive dc voltage and 1 to the negative voltage.
- *condition* is a boolean variable given by:

$$condition = isodd(sector) \oplus clamping \quad (3)$$

where 'isodd' is a conditional statement which returns a value of 1 if *sector* is odd, and 0 if *sector* is even and  $\oplus$  is the XOR binary logical operator for two bits.

The switching sequence for region 1 can now be represented in terms of the contents of the three matrices using the following formula:

Region-1:

$$M_Z[clamping] \leftrightarrow M_S[sector - 1 + condition][clamping] \leftrightarrow M_S[sector - 1 + !condition][clamping] \quad (4)$$

where ! indicates the unary negation operator (NOT),  $\leftrightarrow$  indicates that the sequence repeats in reverse order in one switching cycle. The indices  $x$  and  $y$  in, for example,  $M_S[x][y]$  indicate the number of row and layer respectively in the  $M_S$  array where the switching state to be employed is located in the form of a string. Similarly, the switching sequences for the other three regions can be expressed as follows.

Region-2:

$$M_S[sector - 1 + condition][clamping] \leftrightarrow M_S[sector - 1 + !condition][clamping] \leftrightarrow M_L[sector - 1][1] \quad (5)$$

Region-3:

$$M_S[sector][clamping] \leftrightarrow M_L[sector - 1 + condition][!clamping] \leftrightarrow M_L[sector - 1 + !condition][condition] \quad (6)$$

Region-4:

$$M_S[sector - 1][clamping] \leftrightarrow M_L[sector - 1][condition] \leftrightarrow M_L[sector - 1][!condition] \quad (7)$$

These formulae are applicable to all sectors since each of them can be split into such four triangular regions. Thus, it is possible to represent all the vectors in the space-vector diagram in the form of the three matrices. The only additional calculation involved in SLM-SVM as compared to the traditional implementation of SVM is the determination of the value of the variable *condition* which is only a binary operation and is determined in one instruction cycle of the controller. The switching states are still read from the memory as in the case of the traditional implementation. However, the switching sequences are generated through (4)-(7) and the switching times are calculated on-line. The clamping is automatically taken care of by merely changing the value of the *clamping* variable. Thus, these formulae enable on-line switching-sequence generation depending upon the current power factor angle.

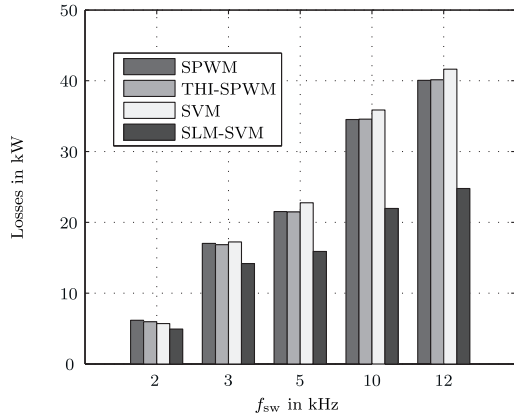
#### IV. SIMULATION RESULTS

In this work, a 1 MVA TNPC converter of Figure 1 was simulated using Matlab and PLECS. The dc-bus voltage  $U_{dc}$  is taken as 850 V with the nominal output line-line voltage of 400 V. The devices used for the loss calculations are the FZ3600R12HP4 IGBTs from Infineon. An LCL filter with damping resistor of  $0.2 \Omega$  is used to comply with the grid requirements on the output side. The other filter parameters are  $L_{inv} = 68 \mu H$ ,  $C_f = 597 \mu F$  and  $L_{grid} = 26 \mu H$ .

Figure 8a and 8b depict the working of the SLM-SVM algorithm. In this figure, the waveforms for two different power factor angles, namely,  $\phi = 22^\circ$  lagging and  $\phi = 22^\circ$  leading are presented. Only the fundamental component of the current is shown. The fundamental component of the phase voltage is also shown for reference. It can be seen that the algorithm works well and the  $60^\circ$ -clamping window is centered around the current peak as long as the power factor angle is in the range  $-30^\circ \leq \phi \leq 30^\circ$ . Beyond this range, the clamping window cannot center itself around the current peak resulting in only a partial reduction in the switching losses as compared to standard SVM.

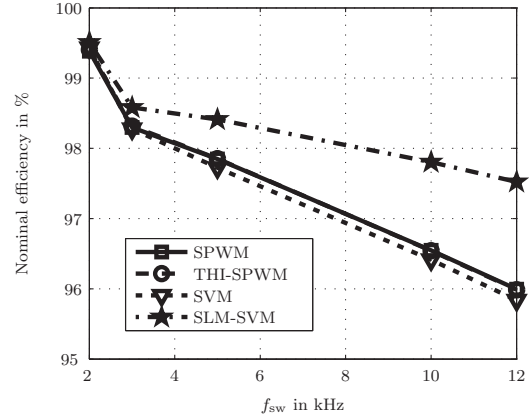
Figures 9a and 9b depict a comparison of the total losses and the efficiencies, respectively, for the four modulation schemes

Comparison of losses for different modulation schemes at different switching frequencies and  $S_{out} = 1 \text{ MVA}$ ,  $\cos\phi = 1$



(a) Total losses at different switching frequencies

Comparison of efficiencies for different modulation schemes at different switching frequencies and  $S_{out} = 1 \text{ MVA}$ ,  $\cos\phi = 1$



(b) System efficiencies at different switching frequencies

Figure 9: Comparison of total losses and the system efficiencies for different modulation schemes

at different switching frequencies. As the SLM-SVM strategy effectively reduces the switching losses by at least 33 %, the reduction in losses becomes more prominent at higher frequencies. Moreover, the decrease in efficiency is also not that steep with increasing switching frequency.

## V. CONCLUSION

SPWM, THI-SPWM, SVM and SLM-SVM were discussed and compared in this paper. It is found that the use of SLM-SVM results in lower total converter losses and higher efficiency. The switching frequency can be increased correspondingly to decrease the size of passive filter elements. A generalized algorithm is developed to implement SLM-SVM without the need to store individual switching sequences. The highlight of this algorithm is that the clamping window and clamping position can be dynamically adjusted to incorporate inductive as well as capacitive loads. The algorithm is developed for TNPC but is equally applicable to standard NPC converters as well.

## REFERENCES

- [1] T. L. D. Holmes, *Pulse Width Modulation for Power Converters: Principles and Practice*. Wiley-IEEE Press, 2003.
- [2] S. Bowes and B. Bird, "Novel approach to the analysis and synthesis of modulation processes in power converters," in *Proceedings of the Institution of Electrical Engineers*, vol. 122, pp. 507–513, IET, 1975.
- [3] J. Holtz, "Pulsewidth modulation for electronic power conversion," *Proceedings of the IEEE*, vol. 82, pp. 1194–1214, Aug 1994.
- [4] J. W. Kolar, H. Ertl, and F. C. Zach, "Influence of the modulation method on the conduction and switching losses of a pwm converter system," *Industry Applications, IEEE Transactions on*, vol. 27, no. 6, pp. 1063–1075, 1991.
- [5] A. M. Trzynadlowski and S. Legowski, "Minimum-loss vector pwm strategy for three-phase inverters," *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol. 9, no. 1, pp. 26–34, 1994.
- [6] T. Beechner and J. Sun, "Optimal interleaved pulsewidth modulation considering sampling effects," in *Applied Power Electronics Conference and Exposition (APEC), 2011 Twenty-Sixth Annual IEEE*, pp. 1881–1887, March 2011.
- [7] X. Bao, F. Zhuo, B. Liu, and Y. Tian, "Suppressing switching frequency circulating current in parallel inverters with carrier phase-shifted spwm technique," in *Industrial Electronics (ISIE), 2012 IEEE International Symposium on*, pp. 555–559, May 2012.
- [8] V. Agelidis and D. Vincenti, "Optimum non-deterministic pulse-width modulation for three-phase inverters," in *Industrial Electronics, Control, and Instrumentation, 1993. Proceedings of the IECON '93., International Conference on*, pp. 1234–1239 vol.2, Nov 1993.
- [9] H. van der Broeck, H.-C. Skudelny, and G. Stanke, "Analysis and realization of a pulswidth modulator based on voltage space vectors," *Industry Applications, IEEE Transactions on*, vol. 24, pp. 142–150, Jan 1988.
- [10] M. Kazmierkowski, M. Dzieniakowski, and W. Sulkowski, "Novel space vector based current controllers for pwm-inverters," *Power Electronics, IEEE Transactions on*, vol. 6, pp. 158–166, Jan 1991.
- [11] H. Liu, N. Choi, and G. H. Cho, "Dsp based space vector pwm for three-level inverter with dc-link voltage balancing," in *Industrial Electronics, Control and Instrumentation, 1991. Proceedings. IECON '91., 1991 International Conference on*, pp. 197–203 vol.1, Oct 1991.
- [12] A. Bendre, S. Krstic, J. Meer, and G. Venkataramanan, "Comparative evaluation of modulation algorithms for neutral point clamped converters," in *Industry Applications Conference, 2004. 39th IAS Annual Meeting. Conference Record of the 2004 IEEE*, vol. 2, pp. 798–805 vol.2, Oct 2004.
- [13] B. P. McGrath, D. G. Holmes, and T. Lipo, "Optimized space vector switching sequences for multilevel inverters," *Power Electronics, IEEE Transactions on*, vol. 18, no. 6, pp. 1293–1301, 2003.
- [14] A. Beig, S. Kanukollu, K. Al Hosani, and A. Dekka, "Space-vector-based synchronized three-level discontinuous pwm for medium-voltage high-power vsi," *Industrial Electronics, IEEE Transactions on*, vol. 61, pp. 3891–3901, Aug 2014.
- [15] M. Schweizer and J. W. Kolar, "Design and implementation of a highly efficient three-level t-type converter for low-voltage applications," *Power Electronics, IEEE Transactions on*, vol. 28, no. 2, pp. 899–907, 2013.
- [16] K. Fujii, T. Kikuchi, H. Koubayashi, and K. Yoda, "1-mw advanced t-type npc converters for solar power generation system," in *Power Electronics and Applications (EPE), 2013 15th European Conference on*, pp. 1–10, IEEE, 2013.
- [17] R. W. DeDoncker, *Lecture Notes Power Electronics Control, Synthesis, Application*, vol. 2. ISEA, RWTH Aachen University, 2012.
- [18] B. Kaku, I. Miyashita, and S. Sone, "Switching loss minimised space vector pwm method for igtbt three-level inverter," *IEE Proceedings-Electric Power Applications*, vol. 144, no. 3, pp. 182–190, 1997.
- [19] N. S. Preda, I. I. Incze, M. Imecs, and C. Szabo, "Flat-top space-vector modulation implemented on a fixed-point dsp," in *Applied Computational Intelligence and Informatics, 2009. SACT'09. 5th International Symposium on*, pp. 153–158, IEEE, 2009.
- [20] A. R. Beig and V. Ranganathan, "Space vector based bus clamped pwm algorithms for three level inverters: implementation, performance analysis and application considerations," in *Applied Power Electronics Conference and Exposition, 2003. APEC'03. Eighteenth Annual IEEE*, vol. 1, pp. 569–575, IEEE, 2003.

# A PCB Integrated Differential Rogowski Coil for Non-Intrusive Current Measurement Featuring High Bandwidth and dv/dt Immunity

Jan Niklas Fritz, Christoph Neeb and Rik W. De Doncker

Institute for Power Electronics and Electrical Drives, RWTH Aachen University

Jaegerstr. 17/19, 52066 Aachen, Germany

Email: post@isea.rwth-aachen.de

**Abstract**—In the development of next-generation power modules for electric vehicles, demands for high efficiency, reliability, low cost, high power density and therefore small size are of major importance. A promising approach is the embedding of power semiconductor devices into a printed circuit board (PCB), as investigated by the *HI-LEVEL* project.

This paper deals with the research, design and experimental verification of a current sensor based on the principle of a Rogowski coil, which is integrated into a PCB, so that it can measure the device current of the embedded power semiconductor devices. As switched-mode currents are to be measured, the dynamics of the current sensor were of major concern. Moreover, as large voltage gradients caused by the semiconductor devices inject parasitic capacitive currents into the coil, a differential measurement approach was selected for cancelling out disturbances caused by capacitive coupling.

**Index Terms**—Rogowski coil, current sensor, differential Rogowski coil, PCB, capacitive coupling, HI-LEVEL

## I. INTRODUCTION

Power electronics are indispensable for the development of next-generation hybrid and fully electric vehicles. Apart from mandatory claims for high efficiency, high reliability and low cost, also the demand for little installation space and therefore higher power density becomes increasingly important [11]. As a promising approach, the *HI-LEVEL* project, which is financed by the *German Federal Ministry of Education and Research*, investigates the advantages of embedding power semiconductor devices into PCBs [11, 16]:

- The total volume is reduced, offering the possibility to mount the system directly at the electric machine and to increase power density.
- Electric lengths are shortened, which reduces stray inductance and overvoltages during turn-off. Therefore, the system can be operated at higher voltage than usually, which increases transferred power and power density. Additionally, switching losses are minimized.
- Due to the reduction in complexity of the setup, the cost of the manufacturing processes can be minimized.
- As packaging is prone to mechanical and thermal stress, it is a common reason for a power electronic system's failure. PCB integration increases reliability and monitoring circuitry can be placed on the PCB instead.

Said implementation of monitoring circuitry was the idea motivating this paper, which deals with the development of a

current sensor for measuring the device current of the power semiconductors. The main requirement was to maintain the advantages of the embedding technique. In order to keep electric lengths short, the current sensor had to be integrated into the PCB as well. Additionally, the low stray inductance in the switching path forbade the use of an iron core.

Instead, the principle of a Rogowski coil was chosen. It is known since 1887, when A. P. CHATTOCK developed a measuring method for the magnetic voltage [1], which is defined the line integral of the magnetic field strength  $\vec{H}$ . If such a voltage is measured along a closed contour  $C$ , the MAXWELL-AMPÈRE equation in quasi-stationary approximation

$$\oint_C \vec{H} \cdot d\vec{s} \approx I_{\text{enclosed}} \quad (1)$$

states that it will be proportional to the enclosed current. In 1912, W. ROGOWSKI and W. STEINHAUS [2] proposed an apparatus quite similar to CHATTOCK's coil and reported current measurements using the new device. Since then, this device has been called '*Rogowski coil*'. A main advantage is that the absence of ferromagnetic material eliminates nonlinearities and hysteresis effects [9, 10]. But because of the low output voltage and the need for additional integrator circuitry, see section III-C, first the development of modern signal processing and integrated circuits promoted the use of Rogowski coils [10]. Integration of Rogowski coils into PCBs has widely been reported in literature.

The following sections will discuss the theory of Rogowski coils, the design process of a prototype PCB and the experimental results that could be achieved with the PCB Rogowski coil after some improvement steps.

## II. THEORY OF OPERATION

### A. Coil model

In figure 1, a sketch of a Rogowski coil is shown. According to (1), the current  $i_1(t)$  causes a magnetic field strength  $\vec{H}(t)$  and, because of the absence of ferromagnetic material, a flux density  $\vec{B}(t) = \mu_0 \vec{H}(t)$  penetrating the turns. Because of the MAXWELL-FARADAY equation

$$\oint_C \vec{E} \cdot d\vec{s} = -\frac{d}{dt} \iint_A \vec{B} \cdot d\vec{A} = -\frac{d\phi}{dt}, \quad (2)$$

a voltage is induced between the ends of the coil that is proportional to the time derivative of  $i_1(t)$ . By integrating the coil voltage, finally the current  $i_1(t)$  can be obtained.

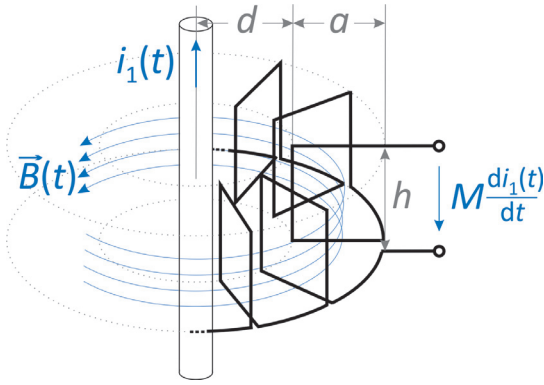


Figure 1: Sketch of a Rogowski coil.

In figure 2, an electrical model of a Rogowski coil is displayed [5, 7, 9, 13]. The mutual inductance  $M$  of the setup determines the magnitude of the induced voltage, which is modelled as a voltage source

$$u_{\text{ind}}(t) = -M \frac{di_1(t)}{dt}. \quad (3)$$

Additionally, the ohmic resistance  $R_s$  and the self-inductance  $L_s$  of the winding are added to the model. Between the turns of the coil, there would be also parasitic capacitances, which are considered as a lumped element  $C_s$  for simplification. Apart from the mutual inductance  $M$ , also the self-inductance  $L_s$  and the self-capacitance  $C_s$  are of major importance in coil design, as their resonance frequency limits the bandwidth of the coil and therefore the dynamics of the whole measurement. Today, the bandwidth of commercial Rogowski coils ranges up to tens of MHz (with integrator) [15]. Finally, an external resistor is included in the model, which should be used to damp said resonances.

From electromagnetic field calculation, the mutual inductance  $M$  and the self-inductance  $L_s$  of the coil geometry that is depicted in figure 1, assuming  $N$  rectangular turns and rotational symmetry, can be calculated [3]:

$$M = \mu_0 \frac{Nh}{2\pi} \log \left( 1 + \frac{a}{d} \right) \quad (4)$$

$$L_s = N \cdot M \quad (5)$$

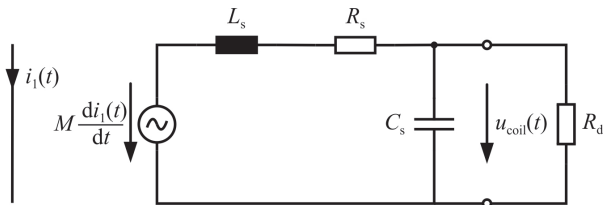


Figure 2: Equivalent circuit of a Rogowski coil, valid up to the first resonance frequency.

## B. Design considerations

The measurement accuracy of a Rogowski coil is limited by dynamics on the one hand and a finite number of turns  $N$  on the other hand. With increasing number of turns, the self-inductance  $L_s$  rises faster than  $M$  according to (5) and therefore the resonance frequency drops.

But a high number of turns is desirable as it increases measurement accuracy [3]: The MAXWELL-AMPÈRE law (1) states that  $\frac{di_1(t)}{dt}$  is proportional to the time derivative of the line integral of the magnetic field strength. However, the voltage induced in each (discrete) turn is added, which would be represented by a sum, not a line integral. Hence, a Rogowski coil performs a RIEMANN approximation of the said line integral and therefore, only an approximation of  $\frac{di_1(t)}{dt}$ . In ROGOWSKI's original publication [2], he discusses this issue and consequently recommends a high number of turns.

With PCB integrated Rogowski coils, the tradeoff between dynamics and accuracy can be relieved by utilizing the main advantage of PCB integration – that the whole setup is fixed. In theory, the design of a rotational symmetric coil, with the current exactly centered in its mid, causes the magnetic field to be constant at each angle. Then the RIEMANN approximation would be satisfactory even for a low number of turns, which would guarantee good dynamic performance.

## III. SYSTEM DESIGN

### A. 4-layer PCB layout

A prototype of the projected Rogowski coil was set up on a standard 4-layer PCB. In order to achieve similar conditions as in the *HI-LEVEL* PCB, a half bridge of two *BSC028N06NS* MOSFETs by INFINEON TECHNOLOGIES, INC. was set up on this PCB. They are located opposite to each other, one on the top layer and one on the bottom layer, connected by a via. This way, low stray inductance as in the *HI-LEVEL* case is guaranteed. Around this via, on the inner layers of the PCB, the Rogowski coil is located, measuring the device current of the high-side MOSFET, which is 100 A maximum. Hereby, the shape of the winding was chosen as depicted in figure 1. The horizontal connections are made of copper traces, the vertical connections are buried vias. On the top layer, in the drain path of the high-side MOSFET, a small copper tunnel is located, into which another Rogowski coil can be inserted as a reference measurement. Here, the *CWT Ultra Mini* by POWER ELECTRONIC MEASUREMENTS LTD. [15] with a bandwidth of 20 MHz was used. The DC voltage was chosen to be 20 V. The PCB topology is sketched in figure 3.

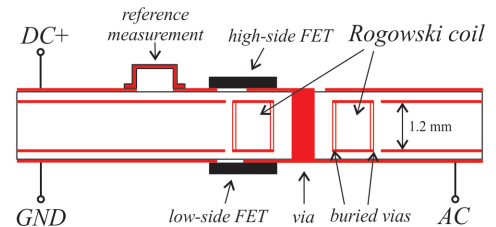


Figure 3: Sketch of the prototype board.



## B. Rogowski coil design

From preliminary studies of the presented MOSFET half bridge, the maximum current gradient during switching could be quantified to approximately  $1.8 \text{ A/ns}$ . According to (3), the choice of  $M \approx 4 \text{ nH}$  results in a maximum output voltage of approximately  $7.2 \text{ V}$ .

Because of the considerations in section II-B, a low number of turns  $N$  was chosen, combined with rotational symmetry to enhance measurement accuracy. According to (4), mutual inductance had to be obtained rather by larger coil dimensions than by number of turns. In order to come to an optimal compromise, the concept of an efficiency factor as presented in [10] was introduced, describing the amount of mutual inductance per occupied PCB volume. The effect of only the coil's dimensions on the efficiency factor is visualized in figure 4, which shows a plot of  $\eta/N$ . The red dot indicates the final design.

$$\eta = \frac{M}{\pi(a+d)^2 h} = \frac{\mu_0}{2\pi^2} \cdot \frac{N \log(1+a/d)}{(a+d)^2} \quad (6)$$

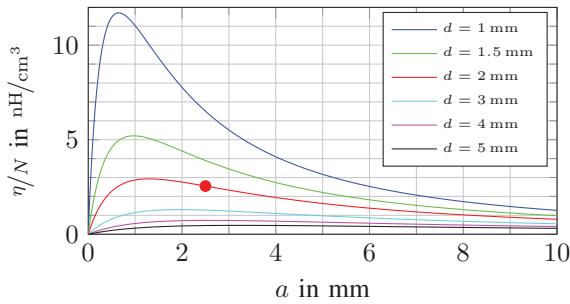


Figure 4: Efficiency factor, describing the amount of mutual inductance per PCB volume and per turn. The final design is indicated by the red dot.

Finally, inductive coupling from external currents should be minimized. As this coil features a low number of turns, it is prone to external fields, so the winding scheme was adopted. In literature, it is discussed that the coil should not only be wound in one direction, but a return wire has to be placed the same way back, so that the coil does not span an area that perpendicular magnetic fields could couple into [5, 12, 13]. This idea was also respected here, but the return wire is a winding as well. This winding scheme is depicted in figure 5 on the left. In PCB layout, each turn of the forth winding is followed by a turn of the return winding, so that they intertwine and minimize the spanned area. In figure 5 on the right, the PCB layout is depicted. The arrows mark the turns of the forth winding, the turns of the return winding are in between.

Given all these considerations, the final design of the PCB Rogowski coil has been made:

- Coil dimensions:  $d = 2 \text{ mm}$ ,  $a = 2.5 \text{ mm}$ ,  $h = 1.2 \text{ mm}$
- Number of turns:  $N = 20$
- Resulting coil parameters:  $M = 3.89 \text{ nH}$ ,  $L_s = 77.8 \text{ nH}$

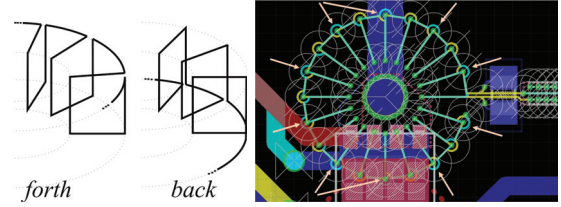


Figure 5: Left: Winding scheme of the PCB Rogowski coil. Right: PCB layout. Arrows mark the turns of the forth winding.

## C. The integrator

As according to (3), the coil outputs a voltage proportional to the time derivative of the current, additional integrator circuitry is needed. Integration is done by the use of operational amplifiers. Solely passive integration is, because of its additional attenuation, not realizable, as a Rogowski coil outputs a voltage which is  $\mu_r$  times lower than the voltage of a conventional current transducer utilizing an iron core. The works of C. R. HEWSON, W. F. RAY et al. [4, 6, 8] investigate optimal integrator topologies for Rogowski coils. As they could prove [4, 6] that the conventional inverting integrator has significant disadvantages, the proposed noninverting integrator was chosen in this case. It consists of a passive RC network, performing integration for high frequencies, and an operational amplifier, performing integration for low frequencies. This way, the amplifier can maintain its full bandwidth, as its gain has dropped to unity at the takeover frequency to passive integration. As operational amplifier, the *THS4631* by TEXAS INSTRUMENTS, INC. was chosen. The integrator topology is shown in figure 6.

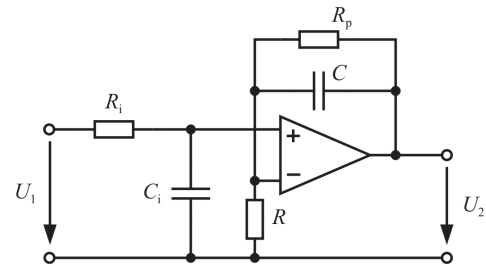


Figure 6: The noninverting integrator topology with a  $RC$  lowpass.

## IV. EXPERIMENTAL VERIFICATION

### A. Frequency domain analysis

In order to quantify the parasitic elements of the coil model in figure 2, the PCB coil was connected to a  $110 \text{ MHz}$  impedance analyser. Figure 7 shows the measurement of  $R_s$  and  $L_s$  in a bandwidth of  $100 \text{ kHz}$  to  $110 \text{ MHz}$ :

For low frequencies, the coil's resistance is measured to be  $R_s = 0.876 \Omega$  and its self-inductance to be  $L_s = 113 \text{ nH}$ , which is  $45\%$  above the expected value. The increase of  $R_s$  might be due to the skin effect. At the resonance frequency, the coil would change its characteristics to capacitive behaviour, i.e. negative values for the measured self-inductance. As no

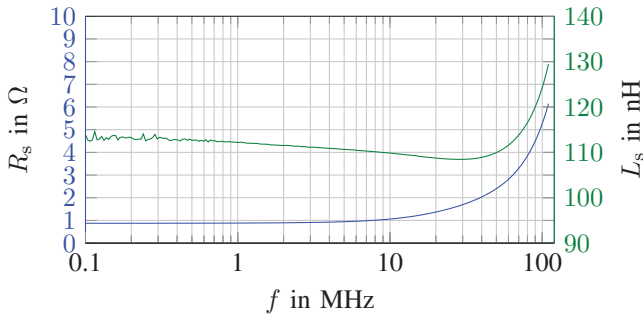


Figure 7: Measurements of the coil impedance.

zero point occurs, it can be supposed that the designed PCB coil has a bandwidth of greater than 110 MHz.

Therefore, the considerations in chapter III-B were overcautious. Instead, a much larger number of turns could have been chosen to produce higher output voltage.

### B. Time domain analysis

Afterwards, the PCB Rogowski coil and the integrator were unified and measured in time domain with a non-sinusoidal current waveform created by a double pulse test. It produces a linearly increasing current, intercepted by a short turn-off period. For all experiments, this waveform was left unchanged for better comparability. The maximum current after the first pulse is 25 A. In figure 8, the current measurement of the reference Rogowski coil and the measurement of the PCB Rogowski coil with the proposed integrator are compared.

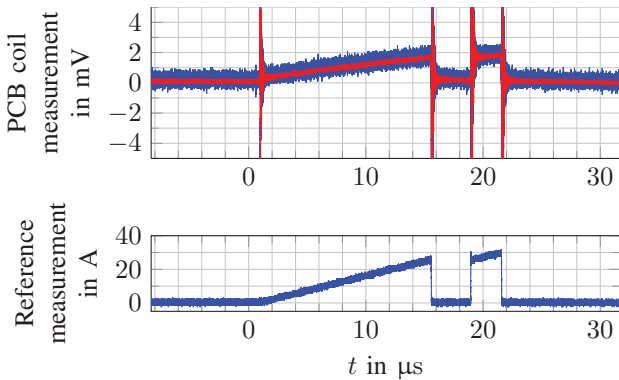


Figure 8: Top: Raw measurement data (blue plot) and 20 MHz-filtered data (red plot). Bottom: Reference measurement.

Apparently, the measurement with the PCB coil very roughly reproduces the current waveform. However, the desired signal is disturbed with a substantial amount of noise and large voltage spikes followed by oscillations. Surprisingly, these even occur at  $t \approx 1 \mu\text{s}$ , where the current is still zero. It is presumed that a large voltage gradient of the drain to source voltage of the MOSFET injects a current  $i_{\text{couple}}$  through some parasitic coupling capacitances  $C_p$  into the coil, where it causes a voltage drop  $u_{\text{couple}}$  over the coil's impedance, see figure 9 on the left. Obviously, this system cannot be considered a satisfactory current sensor.

### C. The differential Rogowski coil

S. HAIN and M.-M. BAKRAN [14] proposed a promising approach to eliminate capacitive coupling. They wound two coils instead of one on the bearing, using a twisted-pair wire, so that the coils were shaped as similarly as possible. Now receiving two signals, they connected one end of the first coil and the *opposite* end of the second coil to ground, so that the signals created by the current had different polarities, as the two coils now seemed to be wound in opposite directions. As capacitive coupling does not depend on winding direction, the undesired signal components had same polarities. By subtracting the two signals, they cancelled out. This principle is called a 'differential Rogowski coil'. By grounding the mid-point of the PCB coil at the transition from the forth to the return winding, the differential approach was very easily transferable to this setup.

In figure 9, a simplified model of the single-ended and the differential coil is shown. The green paths mark the direction of capacitive displacement current flow.

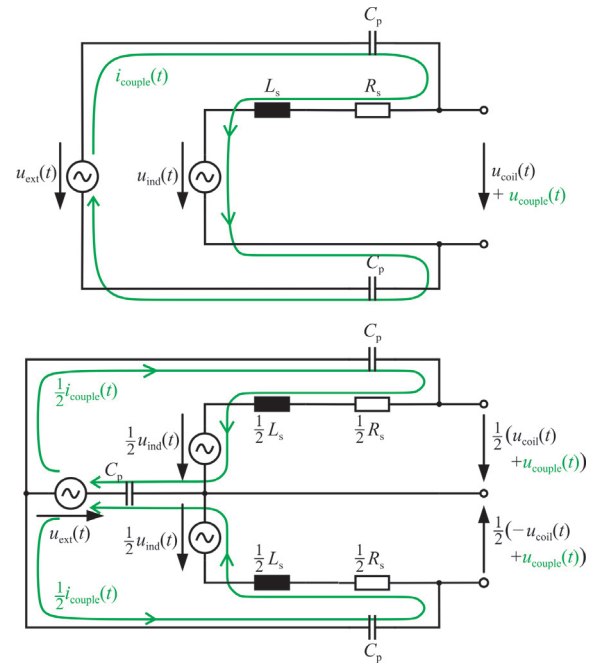


Figure 9: Top: Simplified model of capacitive coupling onto a single-ended Rogowski coil. Bottom: Simplified model of capacitive coupling onto a differential Rogowski coil [14].

As a first test, the two differential branches were measured separately. Figure 10 depicts a 10 A current turn-off. The upper figure shows the drain current (reference measurement) and the drain to source voltage of the MOSFET, the lower figure shows the voltage of the two differential branches. It can be observed that the voltage spike, which is induced by the current transient, appears with different polarity on both branches. However, the subsequent oscillations, which have been disturbing the measurements so far, quickly run in phase so that a subtracting element would reduce their amplitude.

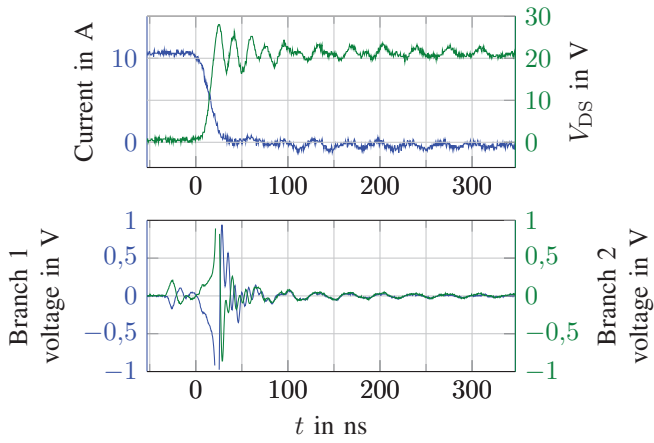


Figure 10: Measurement of the differential coil branches (lower figure) during a 10 A current turn-off (upper figure). Data are 20 MHz-filtered.

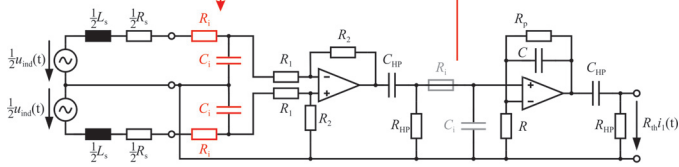


Figure 11: Schematic of the differential Rogowski coil with the THS4631 subtractor and the split integrator.

As a differential stage, another THS4631 was configured as a voltage subtractor, as shown in figure 11. By the choice of  $R_1$  and  $R_2$ , a differential gain of  $K_{\text{diff}} = 100$  was introduced additionally. Such a high gain would cause the amplifier to overdrive when a voltage spike caused by a current turn-off is induced in the coil. Therefore, the integrator topology was split and the passive  $R_i C_i$  stage was moved in front of the subtractor. This way,  $C_i$  buffers the energy of the voltage spike and the amplifier does not overdrive. The measurement results are depicted in figure 12.

Obviously, noise and capacitive disturbances are reduced substantially due to differential measurement and pre-amplification and the reference current waveform is reproduced quite well. However, if the two differential branches are swapped, which theoretically would not make a difference but a sign, two *different* output signals can be measured (blue and red plot) due to some unknown asymmetries of the system. Possible reasons could be:

- An asymmetry of the coil itself, as each differential branch has only  $N/2 = 10$  turns
- Coupling of the coil and the integrator through  $R_2$ , which was shown to be unfortunate in some cases [4, 6]
- Incorrect matching of the resistors  $R_1$  and  $R_2$
- The resistors provide false termination to the coil

Except for the coil itself, these possibilities can be eliminated by the use of an instrumentation amplifier. In this case, the AD8421 by ANALOG DEVICES, INC. with a differential gain of  $K_{\text{diff}} = 19$  was used, as shown in figure 13. The

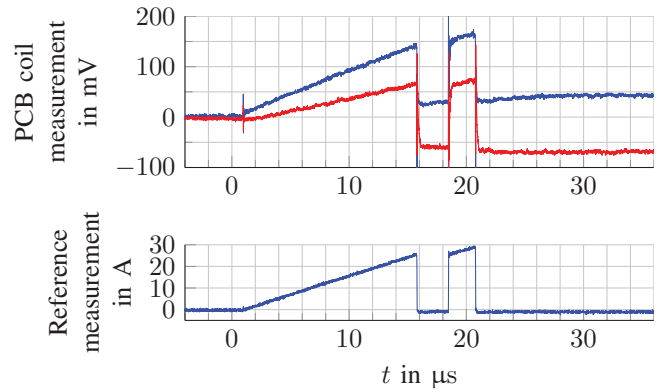


Figure 12: Measurement with the THS4631 subtractor,  $K_{\text{diff}} = 100$  and the split integrator topology.

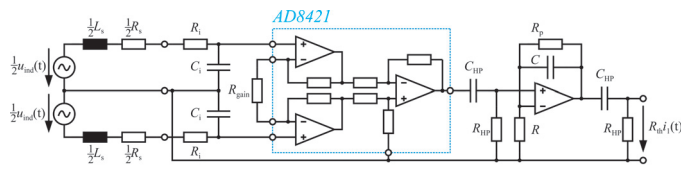


Figure 13: Schematic of the differential Rogowski coil with the AD8421 instrumentation amplifier and the split integrator.

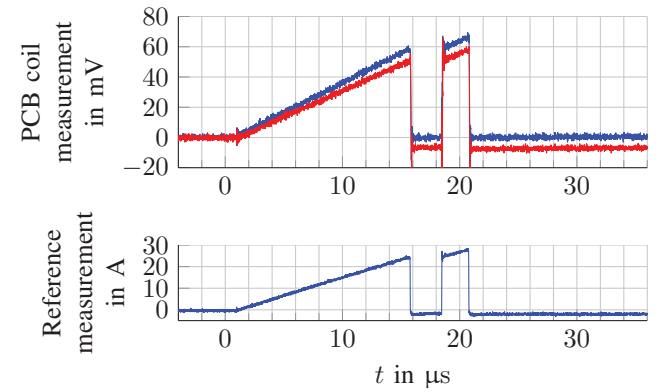


Figure 14: Measurement with the AD8421 instrumentation amplifier,  $K_{\text{diff}} = 19$  and the split integrator topology.

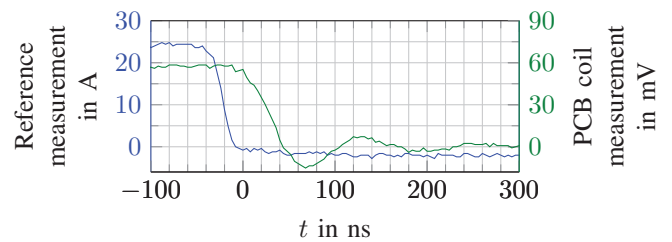


Figure 15: Zoom on current turn-off during a differential measurement with the AD8421 instrumentation amplifier and  $K_{\text{diff}} = 19$ .

measured waveforms, which are plotted in figure 14, show very little noise and capacitive disturbances, and the asymmetry between the measurements for different coil polarities is minimized. Additionally, a zoom on the first current turn-off is plotted in figure 15, comparing the dynamics of the reference

measurement and of the PCB coil. Obviously, the whole circuit shows good dynamic performance.

However, the *AD8421* yet constitutes the greatest loss in bandwidth and dynamics in general, as its bandwidth is limited to 20 MHz for  $K_{diff} \leq 10$  and its slew rate is as low as  $35 \text{ V}/\mu\text{s}$ .

## V. CONCLUSION

In this paper, a current sensor based on the principle of a Rogowski coil has been designed, which should be located inside a PCB near a power semiconductor device. Such a sensor was motivated by the *HI-LEVEL* project, which deals with the integration of power semiconductor devices into a PCB.

The theoretical part of the work especially focused on how to achieve both measurement accuracy and high dynamics. Based on this knowledge, a prototype board has been designed on a 4-layer PCB. It includes a low-inductive MOSFET half bridge and the PCB Rogowski coil, which has been optimized regarding measurement accuracy, dynamics, occupied volume and coupling from external magnetic fields.

Frequency characterization of the PCB coil revealed a bandwidth of greater than 110 MHz, but time domain analysis revealed poor *SNR* and capacitive disturbances from the high voltage gradients that occur in the MOSFETs. Therefore, the principle of the differential Rogowski coil was researched and applied onto the coil. Single differential measurements showed that the principle works fine with the PCB coil. The differential stage, which first showed significantly asymmetric behaviour regarding the two differential branches, was optimized using an instrumentation amplifier. Elimination of remaining asymmetries would be the main objective to future research. Additionally, all electronics should be optimized regarding bandwidth.

For example, the number of turns should be increased, as the resonance frequency can be reduced. This might have the advantage that measurement accuracy is increased, the coupling from external currents is reduced, the coil symmetry is increased, the output signal is increased and that the effect of different coil terminations can be examined. Maybe even the two differential branches should be implemented without a common mid-point, so that a different grounding would require addition of the two signals instead of subtraction, maximizing the symmetry of the differential stage. At last, it could be examined if a rudimentary shielding of the coil using copper planes and a series of buried vias in a 6-layer PCB could help to divert capacitive displacement currents [7, 8], or if it only would degrade bandwidth.

All in all, one can say that detailed literature research and theoretical work, combined with careful system design, have led to a prototype of a PCB integrated Rogowski coil, which, when operating in differential mode, performs measurements of little noise, good dynamic quality and high immunity to voltage gradients at only a few nH of mutual inductance and only  $64 \text{ mm}^2$  of occupied PCB area.

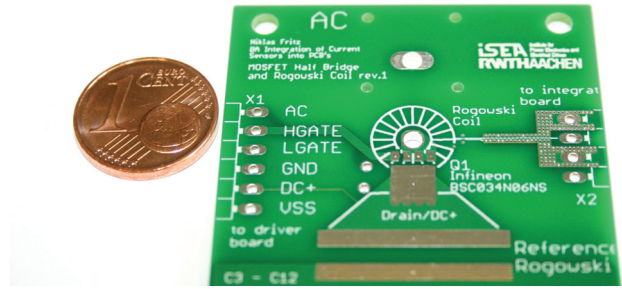


Figure 16: Zoomed view on the designed PCB Rogowski coil.

## REFERENCES

- [1] Chattock, A. P. 'On a Magnetic Potentiometer'. In: *Proceedings of the Physical Society of London* 9.1 (1887), pp. 23–26. DOI: 10.1088/1478-7814/9/1/305. URL: <http://iopscience.iop.org/1478-7814/9/1/305/>.
- [2] Rogowski, W. and Steinhaus, W. 'Die Messung der magnetischen Spannung'. In: *Archiv für Elektrotechnik* 1.4 (1912), pp. 141–150. ISSN: 0003-9039. DOI: 10.1007/BF01656479. URL: <http://link.springer.com/article/10.1007/BF01656479>.
- [3] Karrer, N. and Hofer-Noser, P. 'A New Current Measuring Principle for Power Electronic Applications'. In: *The 11th International Symposium on Power Semiconductor Devices and ICs (ISPSD)*. IEEE, 1999, pp. 279–282. DOI: 10.1109/ISPSD.1999.764117.
- [4] Ray, W. F. and Davis, R. M. 'High Frequency Improvements in Wide Bandwidth Rogowski Current Transducers'. In: *8th European Conference on Power Electronics and Applications, Lausanne, EPE Association, Sept. 1999, P.1–P.9*. URL: <http://www.capturedlightning.org/hot-streamer/teslacoils/Misc/RogowskiCoils-816epe99.pdf>.
- [5] Karrer, N. and Hofer-Noser, P. 'PCB Rogowski Coils for High di/dt Current Measurement'. In: *IEEE 31st Annual Power Electronics Specialists Conference (PESC)*. Vol. 3. IEEE, 2000, pp. 1296–1301. DOI: 10.1109/PESC.2000.880497.
- [6] Ray, W. F. and Hewson, C. R. 'High Performance Rogowski Current Transducers'. In: *Conference Record of the 2000 IEEE Industry Applications Conference*. Vol. 5. IEEE, 2000, pp. 3083–3090. DOI: 10.1109/IAS.2000.882606.
- [7] Oates, C. D. M., Burnett, A. J., and James, C. 'The Design of High Performance Rogowski Coils'. In: *International Conference on Power Electronics, Machines and Drives*. IEEE, June 2002, pp. 568–573. DOI: 10.1049/cp:20020179.
- [8] Hewson, C. R. and Ray, W. F. 'The Effect of Electrostatic Screening of Rogowski Coils Designed for Wide-Bandwidth Current Measurement in Power Electronic Applications'. In: *IEEE 35th Annual Power Electronics Specialists Conference (PESC)*. Vol. 2. IEEE, June 2004, pp. 1143–1148. DOI: 10.1109/PESC.2004.1355583.
- [9] Wang, B., Wang, D., and Wu, W. 'A Rogowski Coil Current Transducer Designed for Wide Bandwidth Current Pulse Measurement'. In: *IEEE 6th International Power Electronics and Motion Control Conference (IPEMC)*. IEEE, May 2009, pp. 1246–1249. DOI: 10.1109/IPEMC.2009.5157575.
- [10] Li, Y., Guo, Y., Long, Y., Yao, C., Mi, Y., and Wu, J. 'Novel Lightning Current Sensor Based on Printed Circuit Board Rogowski Coil'. In: *International Conference on High Voltage Engineering and Application (ICHVE)*. IEEE, Sept. 2012, pp. 334–338. DOI: 10.1109/ICHVE.2012.6357121.
- [11] Neeb, C., Ostmann, A., Hofmann, T., Boettcher, L., Manassis, D., and Lang, K. 'Embedded Power Electronics for Automotive Applications'. In: *7th International Microsystems, Packaging, Assembly and Circuits Technology Conference (IMPACT)*. IEEE, Oct. 2012, pp. 163–166. DOI: 10.1109/IMPACT.2012.6420235.
- [12] Tao, T., Zhao, Z., Ma, W., and Pan, Q. 'Precise Mutual-Inductance Analysis of a Novel Clasp Rogowski Coil with Symmetrical Double-Printed Imprints'. In: *Sixth International Conference on Electromagnetic Field Problems and Applications (ICEF)*. IEEE, June 2012, pp. 1–4. DOI: 10.1109/ICEF.2012.6310421.
- [13] Gerber, D., Guillod, T., Leutwyler, R., and Biela, J. 'Gate Unit With Improved Short-Circuit Detection and Turn-Off Capability for 4.5-kV Press-Pack IGBTs Operated at 4-kA Pulse Current'. In: *IEEE Transactions on Plasma Science* 41.10 (Oct. 2013), pp. 2641–2648. DOI: 10.1109/TPS.2013.2280379.
- [14] Hain, S. and Bakran, M.-M. 'New Rogowski Coil Design with a High dv/dt Immunity and High Bandwidth'. In: *15th European Conference on Power Electronics and Applications (EPE)*. IEEE, Sept. 2013, pp. 1–10. DOI: 10.1109/EPE.2013.6631855.
- [15] Power Electronic Measurements Ltd. *PEM New CWT Ultra Mini Current Probe*. Aug. 2013. URL: <http://www.pemuk.com/products/cwt-current-probe/cwt-ultra-mini.aspx>.
- [16] Neeb, C., Boettcher, L., Conrad, M., and De Doncker, R. W. 'Innovative and Reliable Power Modules: A Future Trend and Evolution of Technologies'. In: *IEEE Industrial Electronics Magazine* 8.3 (Sept. 2014), pp. 6–16. DOI: 10.1109/MIE.2014.2304313.

# Modeling of magnetization reversal processes in magnetic circuits of measuring transformers

Vladimir Lebedev<sup>1</sup>, Arkadiy Makarov<sup>2</sup>

<sup>1</sup>Department of Electric power systems automatic control,

<sup>2</sup>Department of electrotechnics foundations

Ivanovo State Power University

Ivanovo, Russia

vd\_lebedev@mail.ru, makarov1955@list.ru

Andrey Yablokov, Galina Filatova

Department of Electric power systems automatic control

Ivanovo State Power University

Ivanovo, Russia

AndrewYablokov@yandex.ru, filatova2505@gmail.ru

The article describes methods for modeling transient regimes in current and voltage transformers. In most studies measuring transformers are modeled in a stationary mode to determine their metrological characteristics. However, for safe uninterrupted operation of transformers and electrical networks it is necessary to carry out their research in dynamic mode. In particular, the study of the transformers stability to the ferroresonant phenomena occurring during switching of high voltage switches is of practical interest. An algorithm for calculating transient processes in transformers allows to combine field models developed in the software package COMSOL Multiphysics and circuit models developed in the programming environment MATLAB. Special focus is on the approximation of the magnetization curve of transformers. The mathematical and simulation models allow us to investigate transient and steady-state regimes of transformers connected to the external electrical circuits.

*Keywords – ferroresonance phenomena, measuring transformers, combine modeling, integration of COMSOL and MATLAB, approximation of the magnetization curve.*

## I. INTRODUCTION

The widespread introduction of microprocessor relay protection and automation devices impose new requirements to the primary measuring current and voltage transformers. In turn, the mathematical models carried out to study instrument transformers must be able to simulate not only established, but transient modes as well, accurately reproducing the secondary signal in the form of instantaneous values.

At Ivanovo State Power University (department of Electric power systems automatic control) digital current and voltage transformers are under development. The study of the primary converters, i.e. electromagnetic transformers with special properties for the above mentioned transformers was necessary [2].

In particular, the study of instrument transformers with open cores is of interest. In [1] we compare the results of metrological characteristics comparison based on of the field of modeling of design variants of open core voltage transformers. The advantage of the field mathematical modeling is the obtaining of the complete picture of behavior of measuring transformers under study – what parameters and values are studied, for example. However, the interaction of the simulated transformer with external circuits and diagrams is important for

their study in dynamic modes. Also for studying the dynamic properties, including anti-resonant properties of voltage transformers electrical connection between the individual stages in the cascade transformer must be considered. At the same time the field models must be "connected" to the external primary and secondary electrical circuits. Such studies are not possible without creating a circuit model.

## II. GROUNDING OF THE APPROACH OF THE COMBINE MODELS

### A. Combine modelling

COMSOL Multiphysics and MATLAB software packages are used for creation a combined field-circuit models. Field model created in COMSOL Multiphysics can be "connected" to the circuit by means of built-in SPICE or interact with Simulink and SimPowerSystem applications of MATLAB software package.

Field model is most conveniently constructed on the basis of the equation describing the electromagnetic interaction when written in relation to the magnetic vector potential:

$$\sigma \frac{\partial \vec{A}}{\partial t} + \nabla \times (\mu_0^{-1} \mu^{-1} \nabla \times \vec{A}) = \vec{\delta} \quad , \quad (1)$$

where  $t$  - time,  $\mu$ ,  $\mu_0$  - relative and absolute permeability,  $\vec{\delta}$  - the density vector of external currents. The solution of equation (1) is carried out with a given distribution of the vector current density, which can be easily obtained if the currents in the coils are given (the skin effect and proximity effect due to the small cross section of winding wires are usually neglected).

The complexity of the field and circuit models integration is that current (current density) must be given initially for the calculation of the magnetic field according to the equation (1) while for the circuit calculating of non-linear inductance elements the voltage needs to be given.

Calculation perform using the built-in module COMSOL SPICE with selecting the appropriate settings solver can achieve acceptable accuracy and stability, but often for selected configurations requires a lot of time. Wider opportunities for external electric circuit modeling gives

Simulink + SimPowerSystem in comparison with the module SPICE program COMSOL.

*B. Example of the numerical solution for the integration of COMSOL and MATLAB packets*

In a first approximation the transformer is represented as an inductance coil. Consider the algorithm by the example of the inductance coil connected to a voltage source. From the theory of electrical circuits it is known:

$$\frac{\partial \psi}{\partial t} = L \frac{\partial i}{\partial t} + i \frac{\partial L}{\partial t} = E - i \cdot R \tag{2}$$

where  $L$  – inductance of the coil.

Neglecting the term  $i \frac{\partial L}{\partial t}$  pass from derivatives to increments:

$$\frac{\Delta \psi}{\Delta t} = \frac{\psi_k - \psi_{k-1}}{\Delta t} = E - i_{k-1} \cdot R \tag{3}$$

$$L_{k-1} \frac{\Delta i}{\Delta t} = L_{k-1} \cdot \frac{i_k - i_{k-1}}{\Delta t} = E - i_{k-1} \cdot R \tag{4}$$

where  $k$  – number of time step.

By expressing  $i_k$  in the formula (4), we obtain a formula for the approximate current value at the  $k$ -th time step:

$$i_k^{(0)} = i_{k-1} + \frac{E - i_{k-1} \cdot R}{L_k^{(0)}} \cdot \Delta t \tag{5}$$

where  $L_k^{(0)}$  – initial approximation of the coil inductance.

Flux linkage on the  $k$ -th time step is calculated by the formula:

$$\psi_k = L_k \cdot I_k \tag{6}$$

The residual flux current divided by the time step is calculated by the formula:

$$\frac{\Delta \psi}{\Delta t} = \frac{\psi_k - \psi_{k-1}}{\Delta t} - (E - i_k \cdot R) \tag{7}$$

$$\Delta \psi = \psi_k - \psi_{k-1} - (E - i_k \cdot R) \cdot \Delta t \tag{8}$$

$$\frac{\Delta \psi}{\Delta t} = L_k^{(1)} \cdot \frac{\Delta i}{\Delta t} = L_k^{(1)} \cdot \frac{i_k^{(0)} - i_k^{(1)}}{\Delta t} \tag{9}$$

From the formula (9), we can express the new approximation of the current by the  $k$ -th time step:

$$i_k^{(1)} = i_k^{(0)} - \frac{\Delta \psi}{L_k^{(1)}} \tag{10}$$

The algorithm for the current calculation consists of the following steps.

1. Set the initial value of the coil inductance.
2. Calculate the initial value of the current by the formula (5).
3. Calculate the new value of the coil inductance.
4. Calculate the flux linkage by the formula (6).
5. Calculated residual flux current by the formula (8).
6. Calculate the new current value by the formula (10).
7. Calculate the residual strength of current.
8. If the residual strength of the current exceeds a predetermined error, the calculation is repeated from step 3, otherwise the calculations are terminated.

III. RESEARCH ALGORITHM AND CURVE FITTING OF MAGNETIZATION.

For research of the algorithm the toroidal core of rectangular cross section with a tight and evenly wound single-layer winding with  $n$  turns was chosen. Core is made of steel 3408 of 0.3 mm thickness.

Accuracy of the algorithm and the subsequent modeling is significantly increased by using the experimentally obtained normal magnetization curve (NMC) of the transformer. Example of passport characteristics of electrical steel and NMC of three transformers having a core of this type of steel differences is shown in Fig. 1. Further, curves were measured for the supply current transformer with the presence and absence of the gap (Fig. 2) and zero-sequence current transformer.

This experimental dependence is necessary to smooth or approximate by the function for later use in the calculation. In [3] it is shown that the monotonicity of  $H = F(B)$  affects the convergence of the solver COMSOL Multiphysics and the solving time.

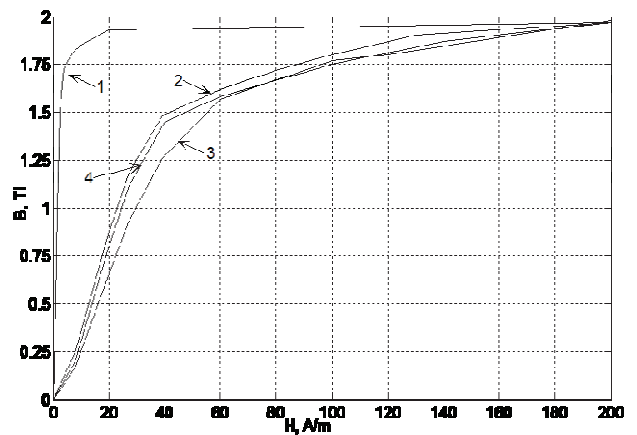


Figure 1. Example characteristic scatter of current transformers TLM-10 (curves 2-4) and steel 3408 magnetic curve (curve 1)

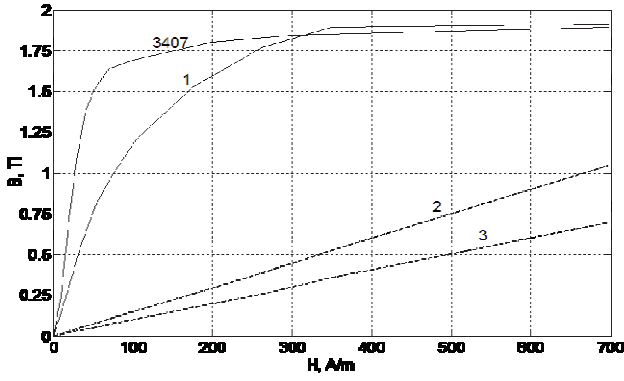


Figure 2. Magnetization curves for steel 3407 and experimental dependence for current transformer: 1 – without gap; 2 for gap width of about 0,15 mm; 3 - for gap width of about 0,3 mm

In [3-6] the following approximation of the magnetization curve are proposed.

- 1) Universal function

$$H = \frac{1}{\mu_0} \cdot \frac{B}{\frac{\mu_i - 1 + C_a (B/B_m)}{1 + C_b (B/B_m) + (B/B_m)^n} + 1} \quad (11)$$

- 2) Hyperbolic sine

$$H(B) = A_1 \cdot \sin h(A_2 \cdot B) \quad (12)$$

- 3) Precise hyperbolic sine

$$H(B) = A_1 \cdot B + A_2 \cdot \sin h(A_3 \cdot B) \quad (13)$$

- 4) Odd polynomial

$$H(B) = \sum_{i=1}^n (A_k \cdot B^{2k-1})$$

$$B(H) = \sum_{i=1}^n (A_k \cdot H^{2k-1}) \quad (14)$$

- 5) Simplified polynomial

$$H(B) = \sum_{i=1}^m (A_k \cdot B^{2k-1}) + A_n \cdot B^{2n-1},$$

$$B(H) = \sum_{i=1}^m (A_k \cdot H^{2k-1}) + A_n \cdot H^{2n-1}, \quad m \ll n \quad (15)$$

- 6) Frohlich formula

$$B(H) = \frac{H}{A_1 + A_2 \cdot H} \quad (16)$$

- 7) Arctangent

$$B(H) = A_1 \cdot \arctg(A_2 \cdot H) \quad (17)$$

- 8) Precise arctangent

$$B(H) = A_1 \cdot \arctg(A_2 \cdot H + A_3) \quad (18)$$

- 9) Adjusted arctangent

$$B(H) = A_1 \cdot \arctg(A_2 \cdot H) + A_3 \cdot H \quad (19)$$

- 10) Advanced arctangent

$$B(H) = A_1 \cdot \arctg(A_2 \cdot H + A_3) + A_4 \cdot H \quad (20)$$

- 11) Exponential dependence

$$B(H) = e^{\frac{H}{A_1 + A_2 \cdot H}} - 1 \quad (21)$$

- 12) Logarithmic dependence

$$B(H) = A_1 \cdot \sqrt{\ln(A_2 \cdot H + 1)} \quad (22)$$

- 13) Hyperbolic tangent

$$B(H) = A_1 \cdot th(A_2 \cdot H) \quad (23)$$

- 14) Adjusted hyperbolic tangent

$$B(H) = A_1 \cdot th(A_2 \cdot H + A_3) \quad (24)$$

- 15) Advanced hyperbolic tangent

$$B(H) = A_1 \cdot th(A_2 \cdot H + A_3) + A_4 \cdot H \quad (25)$$

Table 1 shows the results of the experimental magnetization curve approximation.

Of the considered approximation  $H(B)$  types precise hyperbolic sine is the best approximation. It provides a small approximation error and correctly extrapolates dependence  $H(B)$ . Approximation of hyperbolic sine is an odd function and can be used to calculate the magnetic circuit of a constant and a variable field.

Arctangent approximation is most accurate for the  $B(H)$  dependence for the same reasons. Table 2 shows the results of the study according to the convergence of the solver COMSOL Multiphysics on the type of interpolation of the experimental data.

TABLE I. RESULTS OF THE EXPERIMENTAL MAGNETIZATION CURVE APPROXIMATION

Type of approximating function	Root-mean-square deviation
<i>Approximating of H(B) function</i>	
Universal function	17.569
Hyperbolic sine.	12.835
Precise hyperbolic sine	11.033
Odd polynomial 31 degree	6.988
Simplified polynomial 49 degree	10.308
<i>Approximating of B(H) function</i>	
Frohlich formula.	0.01195
Arctangent	0.00833
Precise arctangent.	0.00301
Advanced arctangent	0.00833
Exponential dependence.	0.01162
Logarithmic dependence	0.02393
Hyperbolic tangent	0.00743
Precise hyperbolic tangent	0.00725
Advanced hyperbolic tangent	0.04197

TABLE II. MODELING OF H=F(B) CURVE

Interpolation or approximation type	Solving time, sec
Experimental dependence, cubic spline, partially-cubic interpolation, linear interpolation, nearest-neighbor method	Solver does not converged
Smoothed experimental curve, a cubic spline	148.668
Smoothed experimental dependence, partially cubic interpolation	188.12
Smoothed experimental dependence, linear interpolation	390.656
Smoothed experimental curve, nearest-neighbor method	Solver does not converged
Precise hyperbolic sine	230.943

For the algorithm study the field model of the object was "connected" to the calculation algorithm using the MATLAB programming language. An error in the calculation of current values for the developed algorithm and the algorithm of the SPICE module was calculated relative to the current calculated by the Simulink model with integration (Fig. 3).

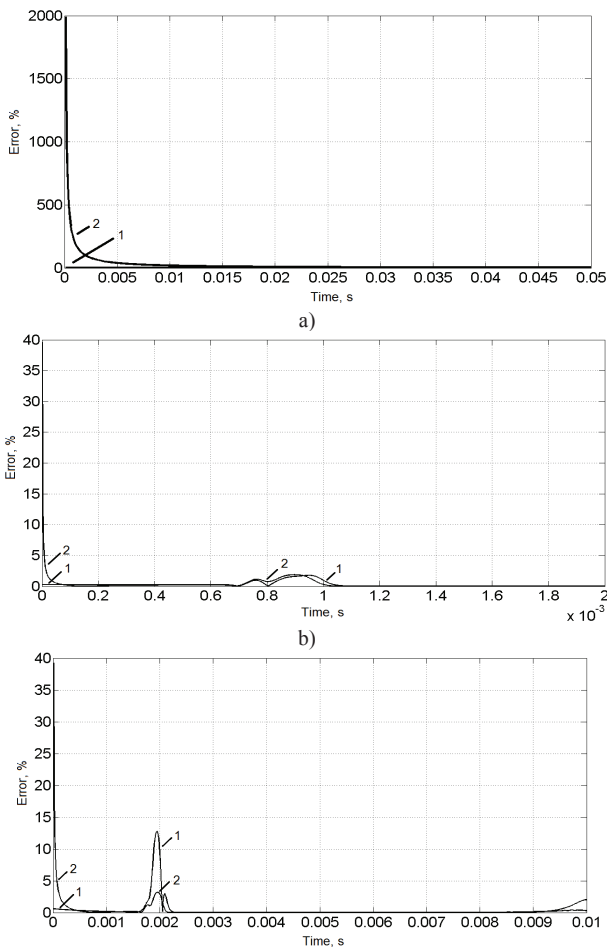


Figure 3. The current: calculation error of a - the DC voltage, b - the DC voltage, the coil with a nonlinear dependence of the magnetic permeability of the material, c - the sinusoidal voltage, with the initial phase of 10°, with a nonlinear magnetic permeability. 1 - calculation of the algorithm with Connecting the Field model COMSOL Multiphysics, 2 - calculation in SPICE module

This algorithm can be used for the calculation of ferroresonance processes study occurring during the switching of high-voltage circuit breakers are in the same circuit with a voltage transformer (Fig. 4).

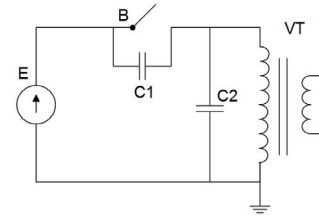


Figure 4. Synthetic scheme for research on Ferroresonance: E – voltage source, B - breaker, VT - voltage transformer

The result of research of transformers NKF-220 and transformer with open magnetic circuits by the proposed algorithm is the regions of dangerous ferroresonance existence (Fig. 5), which can estimate the range of capacities switches and receptacles on the ground, in which there is damage to these transformers. Z-axis in the graphs is the ratio of the amplitude of the current flowing in the windings of transformers at ferroresonance and the amplitude of the nominal current. Plane parallel to XY, determines the maximum current that can flow through the windings of the transformer voltage of this design.

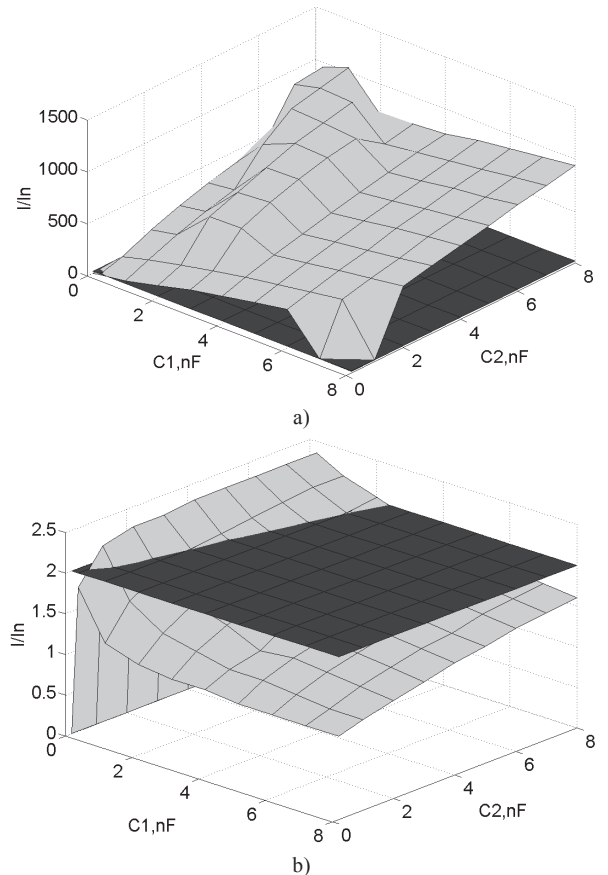


Figure 5. Areas of ferroresonance existence a - NKF-220; b - transformer with open magnetic circuits



IV. MATHEMATICAL MODELS OF CURRENT TRANSFORMERS.  
APPLICATION OF DIFFERENT METHODS OF APPROXIMATION

In some cases the usage of combined models (numerical calculation of the current to the field in the COMSOL model and simulation in Simulink) is not justified. For cases such as symmetric magnetic core without a gap the circuit models are used developed with different software [7 – 12]. While solving problems related to the improvement of existing or the development of new relay protection devices, we need not only the primary and secondary current and voltage transducers modeling, but also models of the protection devices, as well as complex systems "electric-power object - relay protection device". For simulation of electric power facilities (EPF) and integrated systems "EPF - relaying device" most widely simulation software package Simulink is used implemented in the environment of a universal system simulation Matlab, which includes a special software package (library) SimPowerSystem. The equations derived from the T-equivalent circuit of the current transformer are used for model basis:

$$\begin{cases} e_2 = W_2 \cdot S \cdot \frac{dB}{dt}; \\ e_2 = i_a \cdot R_0; \\ e_2 = L \cdot \frac{di_2}{dt} + i_2 \cdot R; \\ i_\mu = \frac{H \cdot l}{W_2}; \\ i_1' = i_2 + i_a + i_\mu, \end{cases} \quad (26)$$

where  $W_2$  – the number of turns of the secondary winding,  $L$  and  $R$  – load inductance and resistance,  $l$  - length of the middle line of the transformer,  $i_a$ ,  $i_\mu$  – active and reactive components of the magnetizing current of the transformer core.

The equation of dynamic magnetization proposed in [11] was also used:

$$\frac{dB}{dt} = r \cdot \left(1 - \frac{B^2}{B_s^2}\right) \cdot [H(t) - H_{cm}(B)] \quad (27)$$

where  $H_{st}(B)$ – static hysteresis loop,  $r$  – the eddy current loss and magnetic viscosity.

Implementation of the model in Matlab is shown in Fig. 6.

Several models were developed for current transformers of different purposes and types: zero-sequence current transformer (type TZLM), phase current measuring transformers (such as TLM - 10), the supply current transformers.

The effect of depending  $H(B)$  representation was studied. For each of the models the most accurate way to represent the magnetization curve was chosen. Precision of the curve was evaluated by comparison of the secondary variables (voltages and currents) obtained on the model with the experimentally obtained dependencies in a wide range of primary currents

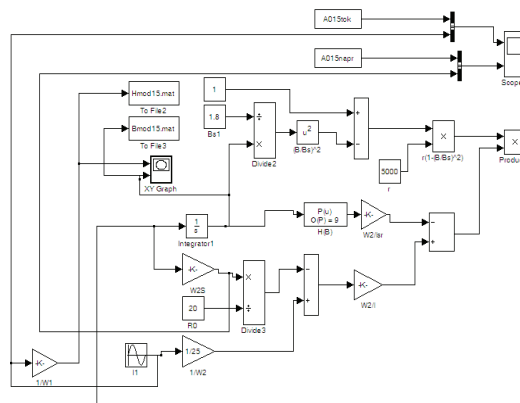


Figure 6. Model of current transformer in Matlab software

(from a few to hundreds of Amperes), and at different values (0,1 to 100 Ohm) of the secondary load. Example of waveforms of the secondary current for a supply current transformer with a different type of approximation NMC, with a load  $R = 100$  Ohms is shown in Fig. 7.

To test real transformers in transient modes device RETOM-51 and waveform COMTRADE-damped oscillations in the frequency range from 200 Hz to 500 Hz were used. To obtain transient currents with a higher frequency (up to 5 kHz and above) physical modeling oscillatory discharge capacity was used.

Test of the real samples and models conducted mode small secondary loads (0.1 to 1 ohm). The resulting waveform of the secondary currents of the real sample were compared with the calculated waveforms obtained for models based on the equations of the dynamics of magnetization reversal of magnetic (Fig. 8 and Fig. 9).

These transformer models provide acceptable accuracy (error less than 10%) in a wide range of primary currents (from a few to hundreds of amperes), frequency (from 50 to 10 000 - 20 000 Hz) at different values of the secondary load (from fractions to tens of Ohms for transformer type TZLM and TLM-10 and hundreds of Ohms for the supply transformer) [12].

Such models can be successfully applied to solve problems related to the improvement of existing or the development of new safety devices and can be used in complex models "electric-power object - relay protection device".

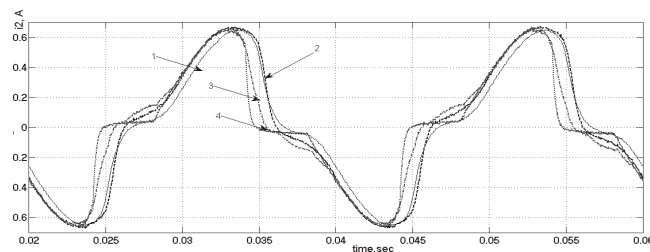


Figure 7. Oscillograms of secondary currents of supply transformer: 1 - experimental curve; 2 - model based on magnetizing curve, approximated by a polynomial n-th power; 3 - model based on magnetizing curve, approximated by Frohlich; 4 - model based on magnetizing curve, approximated by hyperbolic sine.

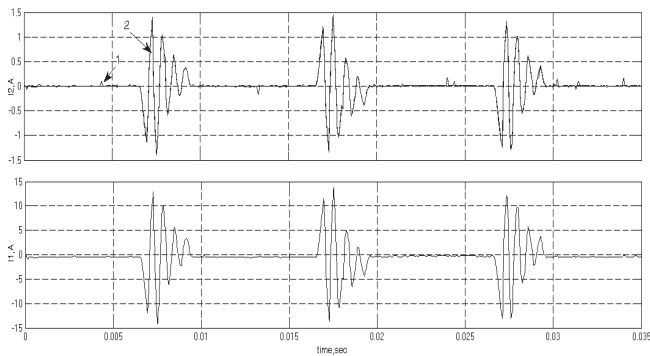


Figure 8. Oscillograms of secondary currents (upper waveform) for different primary signals (lower waveform) for the core of accuracy class 0.5 TLM – 10 and a secondary load 1 Ohm

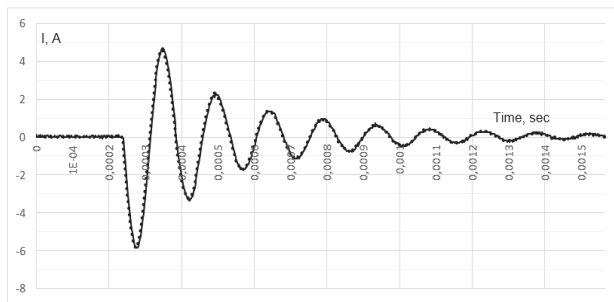


Figure 9. Oscillograms of TZLM secondary currents (experimental curve 1) and model (calculated curve 2) at an oscillation frequency of the transient current  $f = 7$  kHz and a secondary load 0.1 Ohm

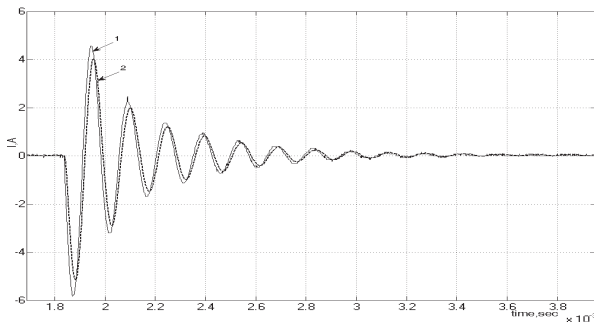


Figure 10. Oscillograms of TZLM secondary currents (experimental curve 1) and model (calculated curve 2) at an oscillation frequency of the transient current  $f = 7$  kHz and a secondary load 1 Ohm

## V. CONCLUSION

So, the interaction of the simulated transformer with external circuits and diagrams is important for their study in dynamic modes. For studying the dynamic properties, including anti-resonant properties of voltage transformers electrical connection between the individual stages in the cascade transformer must be considered. The field models must be "connected" to the external primary and secondary electrical circuits. Such studies are not possible without creating a combine model. Such a model was described in the

article. For cases such as symmetric magnetic core without a gap the circuit models are used. Such models can be successfully applied to solve problems related to the improvement of existing or the development of new safety devices and can be used in models "electric-power object - relay protection device". These transformer models provide acceptable accuracy in static and dynamic modes.

## ACKNOWLEDGMENT

The studies were performed in the framework of the federal target program "Research and development on priority directions of scientific-technological complex of Russia for 2014-2020" on the "Development and research of digital 110 kV voltage transformers, based on fundamental physical laws with an optoelectronic interface for energy mitering in intelligent electricity system with active-adaptive network" (Agreement №14.574.21.0072 for the grant of 27-June-2014).

## REFERENCES

- [1] V.D. Lebedev, A.A. Yablokov, "Researching antiresonant 220 kV voltage transformer on the basis of mathematical modeling. Comparative analysis of structures" in Vestnik IGEU, Issue. 5, 2011, pp. 25 – 28.
- [2] V.D. Lebedev, G.A. Filatova, A.E. Nesterikhin, "Transducers for digital devices of relay protection and automation" from the Proceedings of the 4th International Scientific & Technical Conference "Actual Trends in Development of Power System Protection and Automation", Russia, Yekaterinburg, 2013.
- [3] H. Neubert, T. Bödrich, R. Disselnkötter. "Transient Electromagnetic-Thermal FE-Model of a SPICE-Coupled Transformer Including Eddy Currents with COMSOL Multiphysics 4.2" in Excerpt from the Proceedings of the 2011 COMSOL Conference, Germany, Stuttgart.
- [4] V.V. Bykovskiy, L.V. Bykovskaya, "Analysis of analytical expressions for the approximation of the magnetization curve" from the Proceedings "Development of University Complex as a Factor of Innovation and Education Potential", Russia, Orenburg, IPK GOU OGU. pp. 3 – 7.
- [5] V.F. Matyuk, A.A. Osipov, "Mathematical model of the magnetization curve and magnetic hysteresis loops. Part 1. Analysis of models" in Nauka (Science): Nerazrushayushchiy kontrol' i diagnostika (Nondestructive Tests and Diagnostics), Vol.2, 2011, pp. 3-35.
- [6] V.G. Goldshteyn, V.M. Myakishev, M.S. Zhevayev, "Functional hyperbolic and polynomial-functional approximation of the magnetization curves" in Modelirovaniye i optimizatsiya dinamicheskikh sistem i sistem s raspredelennymi parametrami, Vol.2, Russia, Samara, SamGU, 2007, pp. 44–48.
- [7] S. Cundeva, "A Transformer Model Based on the Jiles-Atherton Theory of Ferromagnetic Hysteresis" in Serbian Journal of Electrical Engineering, vol. 5, No. 1, 2008, pp. 21-30.
- [8] Jiles D. C., Thoeke J. B., M. K Devine. "Numerical De-termination of Hysteresis Parameters for Modeling of Magnetic Properties using The Theory of Ferromagnetic Hysteresis" in IEEE Transactions on Magnetics, 1992, vol. 28, no. 1, pp. 27-34.
- [9] V.Ya Volodin. "Modeling of complex electromagnetic component of the Spice simulator LTspice/SwCAD III" in Komponenty i tekhnologii, 2008, № 4, pp. 175-182.
- [10] J.H. Chan, A. Vladimirescu, "Nonlinear Transformer Model for Circuit Simulation" in IEEE Transactions on Computer-Aided Design, 1991, Vol. 10. №4, pp. 476-482.
- [11] A.I. Kadochnikov, Dynamic magnetic hysteresis loop, Russia, Ekaterinburg, 2007.
- [12] V.A. Shuin, G.A. Filatova, V.D. Lebedev, "Simulation of cable current transformers for protection from single-phase ground faults in 6–10 kV networks" in Vestnik IGEU, Issue 1, 2014, pp. 25 – 32.

# Entwicklung eines Konstantstromladers mit Weitbereichseingang und neuartigem Snubberkonzept

Tristan Weinert und Prof. Dr.-Ing. Wolfgang Oberschelp  
Fachbereich Elektrotechnik und  
angewandte Naturwissenschaften  
Westfälische Hochschule  
Gelsenkirchen, Germany  
Email: tristan.weinert@student.uni-siegen.de

Prof. Dr.-Ing. Günter Schröder  
Lehrstuhl für Elektrische Maschinen,  
Antriebe und Steuerungen (EMAS)  
Universität Siegen  
Siegen, Germany

**Zusammenfassung**—Diese Veröffentlichung behandelt eine neuartige Konstantstromladertopologie für Hochspannungskondensatoren, welche sich besonders für den mobilen Einsatz bei variablen Eingangsspannungen mit hohen Ausgangsleistungen eignet. Als besondere Anforderung ergibt sich hierbei die hohe geforderte Effizienz durch die begrenzt verfügbare Energiemenge der Batterieversorgung in Verbindung mit den benötigten sehr hohen Eingangsströmen. Weiterhin erfordert der mobile Einsatz eine Topologie, die möglichst wenig Volumen einnimmt und ein niedriges Gewicht bietet. Ein 2 kW Prototyp mit 50 kV Ausgangsspannung wurde entwickelt und in Betrieb genommen, der mit einer Eingangsspannung zwischen 20 und 50 V versorgt wird, wodurch sich Eingangsströme über 100 A ergeben. Zur Reduktion der Verlustleistung wurde eine neues Snubberkonzept entwickelt, das Überspannungen an den Halbleiterschaltern eliminiert, indem eine schnellere Kommutierung erfolgt, wodurch auch Schalter mit niedrigeren Sperrspannungen und daraus folgend niedrigerem Durchgangswiderstand eingesetzt werden können.

**Index Terms**—DC/DC-Wandler, Konstantstromlader, Regenerativer Snubber, Stromgespeicher Gegentaktwandler, Weitbereichseingang

## I. EINLEITUNG

Ziel der Untersuchungen ist die Erzeugung einer hohen Gleichspannung bis 50 kV zum repetitivem Laden einer kapazitiven Last auf hohem Spannungsniveau aus einer verglichen dazu niedrigen Batteriespannung. Durch die Batteriespeisung und somit begrenzter Energiemenge, ergibt sich die Anforderung nach einem höchstmöglichen Wirkungsgrad. Das Laden von Kapazitäten mit konstanter Spannung ist auf einen Wirkungsgrad von maximal 50 % limitiert, weshalb eine Konstantstromladung eingesetzt wird [1][2]. Durch die Forderung das System mobil und variabel einsetzen zu können, werden verschiedene Eingangsspannungen erwartet. Im hohen Leistungsbereich und bei den, durch den Batteriebetrieb bedingten, niedrigen Eingangsspannungen ergeben sich hierbei hohe Ströme, die im Wert weit variieren können. Bei klassischen spannungsgespeisten Schaltnetzteilen kommt es zu einer hohen Strombelastung durch den nicht kontinuierlichen Strom. Mit einem stromgespeisten Wandler lässt sich ein kontinuierli-

cher Eingangsstrom erreichen und durch die Anwendung des gewählten Hochsetzstellerprinzips ergibt sich ein erweiterter Stellbereich als bei den spannungsgespeisten Wandlern [3]. Dieser Vorteil ist besonders für große Abweichungen der Eingangsspannung hilfreich.

Der Eingangsteil der Topologie besteht aus zwei parallel geschalteten Stufen, die jeweils 1 kW Ausgangsleistung und zusätzlich die Verlustleistung des nachfolgenden Schaltnetzteils übertragen. Die Ausführung mit zwei parallel geschalteten Stufen ergibt sich aus der hohen Strombelastung aufgrund der hohen Leistung auf niedriger Spannungsebene. Zur Minimierung des Ripplestromes wird das Interleave-Verfahren eingesetzt. Der Hochspannungsteil wird von den beiden Eingangsstufen über einen 400 V Zwischenkreis gespeist. Somit ist es auch möglich den Hochspannungsteil autark mittels einer PFC-Stufe aus dem Netz zu speisen [3]. Abbildung 2 zeigt einen Überblick über den Gesamtaufbau.

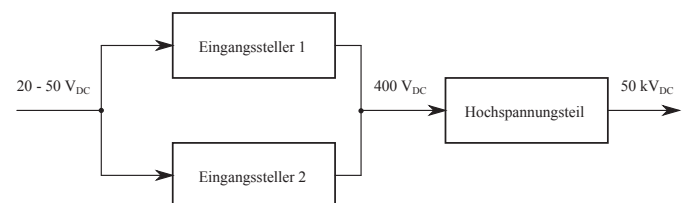


Abbildung 1. Struktur des Leistungsteils der Gesamtopologie

## II. HOCHSPANNUNGSTEIL

Der Hochspannungsteil besteht aus einer Vollbrücke  $T_1$  bis  $T_4$ , einer Drossel  $L_D$  zur Strombegrenzung, einem Transformator ( $L_p$  und  $L_s$ ) und einer Greinacherkaskade [4]. Die Gesamtschaltung des Hochspannungsteils ist in Bild 2 zu sehen. Zur Übersichtlichkeit sind nur die erste und die letzte Stufe der fünfstufigen Greinacherkaskade eingezeichnet. Die Vollbrücke besteht aus vier Leistungs-MOSFETs, die mit einer Schwenksteuerung betrieben werden. Sie formt die Eingangsspannung in eine Wechsellspannung um. Die resultierende

Brückenspannung speist über die Drossel einen Transformator, der bereits eine Spannungsanhebung bis in den Bereich von ca. 5 kV vornimmt. Die weitere Spannungsanhebung auf 50 kV wird über eine Greinacherkaskade realisiert, welche zusätzlich die Spannung wieder gleichrichtet. Außer der Spannungsanhebung bietet die Greinacherkaskade, gegenüber einer normalen Gleichrichterschaltung, noch den Vorteil einer niedrigeren benötigten Sperrspannungsfestigkeit der zu verwendenden Dioden. Zusätzlich können die Isolationsabstände der Transformatorwicklungen kleiner gewählt werden.

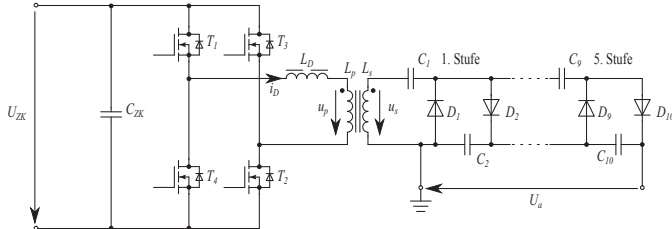


Abbildung 2. Topologie des Hochspannungsteils

Die Ansteuerung der Vollbrücke erfolgt über eine Schwenksteuerung. Die Transistoren  $T_1$  und  $T_2$  schalten die Zwischenkreisspannung  $U_{ZK}$  auf die Brücke, so dass sich ein positiver Strom  $i_D$  an der Induktivität  $L_D$  aufbaut. Mit den Transistoren  $T_3$  und  $T_4$  kann die Brückenspannung umgepolt werden und ein negative Stromänderung wird initiiert. Das Einschalten des jeweiligen Transistorpaares (z.B.  $T_1$  und  $T_2$ ) erfolgt gleichzeitig, wobei die Einschaltdauer der Highside-Transistoren durch das Stellglied variiert wird um die Ladung der Greinacherkaskade zu regeln. Der dazugehörige Lowside-Transistor bleibt, mit Ausnahme einer kurzen Totzeit zur Vermeidung eines Brückenkurzschlusses, eine halbe Periode lang aktiv. Hierdurch kommt es aufgrund des noch vorhandenen Drosselstromes  $i_D$  beim Abschaltvorgang der Highside zu einem Freilauf in der Lowside (im Beispiel der Transistor  $T_2$  und die Inversdiode von Transistor  $T_4$ ). Die Energie im magnetischen Feld der Drossel  $L_D$  nach dem Abschalten der Highside wird hierbei noch zu einem großen Teil über den Transformator übertragen und trägt zur weiteren Ladung der Greinacherkaskade bei. Bei einer symmetrischen Schalteransteuerung würde diese Energie durch die Inversdioden der MOSFETs zurück in die Eingangskapazität gespeist werden.

Anstatt die Inversdioden der Transistoren im Freilauf der Lowside zu nutzen kann auch eine gezielte Ansteuerung erfolgen, dabei fungieren die MOSFETs als Synchrongleichrichter. Der Einschaltvorgang würde dabei spannungslos (ZVS) erfolgen [5]. Durch einen Begrenzung der Einschaltdauer der Highside kann der Drosselstrom  $i_D$  im Freilauf soweit abgebaut werden, dass der Ausschaltvorgang der Lowside bei einem niedrigen Strom statt findet. Daraus folgen sehr niedrige Schaltverluste der Lowside-Transistoren.

### III. EINGANGSSTELLER

Der zweifach stromgespeiste Gegentaktwandler, in den englischsprachigen Veröffentlichungen „Current-fed double in-

ductor push-pull converter“ genannt, ist eine Erweiterung des einfach stromgespeisten Gegentaktwandlers [6][7][8][9]. Er besteht aus einem Transformator, zwei aktiven Halbleitern, zwei Speicherdrosseln, Glättungskondensatoren und einer sekundärseitigen Gleichrichterschaltung. Das Bild 3 zeigt die Topologie mit einer Brückenschaltung am Ausgang, wobei mit einer Anzapfung der Sekundärwicklung des Transformators auch eine Mittelpunktschaltung möglich wäre.

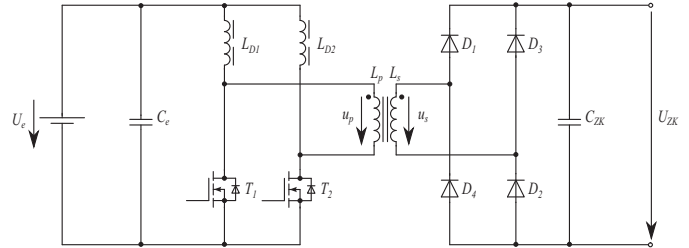


Abbildung 3. Topologie eines Eingangsstellers

Voraussetzung für den Betrieb der Schaltung ist ein stets vorhandener Strompfad für die Induktivitäten  $L_{D1}$  und  $L_{D2}$ , da es ansonsten zu gefährlichen Überspannungen für die Transistoren kommen kann. Erreicht wird der kontinuierliche Strompfad durch Überlappung der Einschaltzeiten der Transistoren  $T_1$  und  $T_2$ . Anhand der stetigen Bestromung der Induktivitäten lässt sich relativ leicht erkennen, dass es zu einem kontinuierlichem Eingangsstrom kommt, welcher charakteristisch für stromgespeiste Schaltungen ist. Durch das Ausschalten eines der Transistoren wird ein Kommutieren des Drosselstromes des dazugehörigen Pfades auf den Transformator erzielt, wodurch ein Diodenpaar auf der Sekundärseite leitfähig wird und ein Energiefluss an den Ausgang der Schaltung stattfindet. Die Schaltung ist dem Prinzip des Hochsetzstellers im Interleave-Verfahren durch ihre Struktur sehr ähnlich. Die Übersetzung berechnet sich im stationären Bereich mit Hilfe des Windungszahlverhältnisses  $w$  und des Tastgrades  $D$ .

$$V = \frac{U_{ZK}}{U_{emax}} = \frac{w}{1 - D} \quad (1)$$

Ein Nachteil der Schaltung ist vor allem der begrenzte Tastgrad, der oberhalb von 0,5 liegen muss um den Strompfad aufrecht zu erhalten. Ohne Überdimensionierung der Drosseln gegenüber dem stationären Betrieb ist die Schaltung nicht direktstartfähig. Weiterhin würde es zu einem sehr hohen Anstieg der Ausgangsspannung im transienten Einschwingvorgang kommen. Ein möglicher Lösungsansatz ist eine parallele Startschaltung, welche die Zwischenkreiskapazität  $C_{ZK}$  vor dem Start des Wandlers auflädt. Der Startvorgang im Prototyp wird durch einen kleinen Sperrwandler realisiert.

Beim Kommutierungsvorgang kommt es zu hohen Schalterspannungen. Es ist ein geeignetes Entlastungsnetzwerk notwendig, welches möglichst regenerativ arbeiten sollte um die Verlustleistung der Schaltung gering zu halten.

Ein großer Vorteil ist der hohe Übersetzungsbereich, welcher den Wandler besonders für einen weiten Eingangsspannungsbereich interessant macht. Mit Standardschaltungen wie

z.B. dem Hochsetzsteller wäre der gewünschte weite Übersetzungsbereich nicht zufriedenstellend realisierbar [10]. Gleichung (2) zeigt den benötigten Verstärkungsbereich den die Topologie aufweisen muss. Der kontinuierliche Eingangsstrom ist zudem schonend für die Spannungsversorgung und die Eingangskapazität wird entlastet. Primär- und Sekundärseite des Transformators sind galvanisch voneinander getrennt.

$$V = \frac{U_{ZK}}{U_{emax}} \dots \frac{U_{ZK}}{U_{emin}} = \frac{400 \text{ V}}{50 \text{ V}} \dots \frac{400 \text{ V}}{20 \text{ V}} = 8 \dots 20 \quad (2)$$

#### A. Regenerativer Snubber

Die Streuinduktivitäten des Transformators beeinflussen die Kommutierungsvorgänge innerhalb der Schaltung sehr stark, da beim Abbau ihres magnetischen Feldes innerhalb von kurzen Zeiten gemäß dem Induktionsgesetz hohe Spannungen auftreten müssen. Ein wichtiger Schritt zur Vermeidung dieser Spannungen ist ein möglichst niederinduktives Layout von kritischen Pfaden, wobei parasitäre Induktivitäten nie vollständig eliminiert werden können. Weiterhin ist der Transformator möglichst streuarm zu realisieren, was sich bei hohen Übersetzungsverhältnissen aufgrund der Isolierung eher schwierig gestaltet. Zum Schutz der Halbleiterschalter wird eine regenerative Snubberschaltung eingesetzt, welche den Strom nach dem Ausschalten des Transistors übernimmt und die Energie aus der Streuinduktivität in einer Kapazität speichert. Die Kapazität wird so gewählt, dass sie mit einer begrenzten Spannungsänderung die vollständige Streuenergie aufnehmen kann und zurück speist. Zusätzlich erfolgt mit einem aktiven Transformator Kurzschluss eine Minimierung der aufzunehmenden Streuenergie durch die gezielte Beschleunigung des Kommutierungsvorgangs.

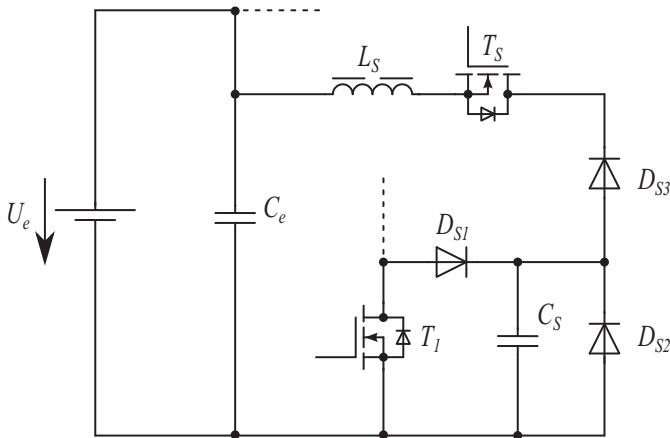


Abbildung 4. Struktur des regenerativen Snubbers

Das Bild 4 zeigt den Snubber zusammen mit dem Eingangskreis bestehend aus der Spannungsversorgung  $U_e$  und einem Stützkondensator  $C_e$ . Der Transistor  $T_1$  stellt einen der Leistungstransistoren losgelöst vom Rest der Schaltung dar. Die Diode  $D_{S1}$  und der Kondensator  $C_S$  übernehmen wie bei passiven Snubbern die Stromübernahme beim Ausschalten

von  $T_1$ . Zusammen mit der Induktivität  $L_S$  bildet die Kapazität  $C_S$  einen Schwingkreis, der über den Transistor  $T_S$  ausgelöst werden kann. Voraussetzung hierfür ist, dass die Eingangskapazität  $C_e$  wesentlich größer ist als  $C_S$  und die Eingangsspannung innerhalb des Umladevorgangs als konstant angenommen werden kann. Außerdem muss die Spannung an der Snubberkapazität größer als die Eingangsspannung sein, was bei den betrachteten stromgespeisten Schaltungen dank des Hochsetzstellerprinzips aber gegeben ist. Der Einschaltvorgang von  $T_S$  kann kombiniert mit  $T_1$  ausgeführt werden, wodurch genug Zeit zur vollständigen Entladung von  $C_S$  gegeben ist, da die Leistungstransistoren immer länger als die halbe Periodendauer aktiv sind um den Strompfad der Drosseln aufrecht zu erhalten. Die Diode  $D_{S2}$  übernimmt die Aufgabe eine Spannungsumkehr von  $C_S$  zu verhindern und somit bei vollständiger Entladung den Schwingkreis zu stoppen. Diese Diode ist nur zur vollständigen Übersicht eingezeichnet und kann bei Einsatz eines MOSFETs entfallen, da die Inversdiode von  $T_1$  und die Diode  $D_{S1}$  ebenfalls eine merkliche Spannungsumkehr verhindern. Die Diode  $D_{S3}$  verhindert einen Stromfluss vom Eingang in den Snubber was nur unnötige Verluste verursachen würde. Der betrachtete Snubber verursacht keine wesentliche Beeinflussung der Hauptschaltung und bietet eine einfache Ansteuerung die leicht aus dem Signal des Leistungsschalters generiert werden kann.

#### B. Aktiver Transformator Kurzschluss

Das Konzept des aktiven Transformator Kurzschlusses versteht sich nicht als Alternative zum erläuterten Snubber, sondern als eine Erweiterung um den Wirkungsgrad zu optimieren. Die Steuerung des Transformators ist nicht nur für hohe Überspannungen verantwortlich sondern bestimmt auch maßgeblich die Kommutierung des Stromes der Speicherdrosseln in den Transformator. Die Erläuterung erfolgt anhand des Bildes 5, welches ein Ersatzschaltbild für den Kommutierungsvorgang zeigt. Der Kurzschließer auf der Sekundärseite ist bereits eingezeichnet und der Transformator wird nur durch seinen Längszweig mit der Streuinduktivität dargestellt. Die Magnetisierung des Transformators wird vernachlässigt und die sekundärseitigen Bauelemente auf die Primärseite transformiert. Die Dioden  $D_1$  und  $D_2$  stellen dabei den aktiven Zweig einer ausgangsseitigen Vollbrücke bei der Stromkommutierung einer der Eingangsschalter dar.

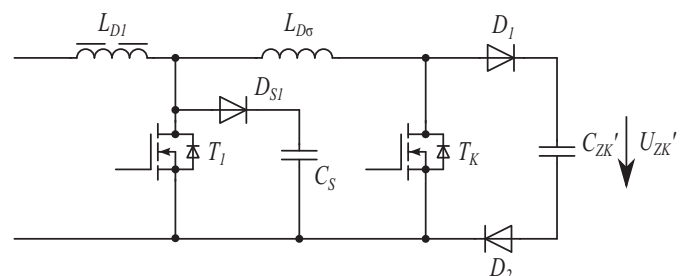


Abbildung 5. Ersatzschaltbild des Transformator Kurzschlusses

Aufgabe der Grundschialtung ist es den Strom durch die Drossel  $L_{D1}$  und den Transistor  $T_1$ , während dieser eingeschaltet ist, über die Streuinduktivität in den Ausgang der Schaltung umzukommutieren. Während des stationären Betriebes und kurz nach Beginn des transienten Einschwingvorgangs ist bereits eine Zwischenkreisspannung  $U_{ZK}$  aufgebaut, die eine Rückwirkung auf die Primärseite der Schaltung zur Folge hat, hier bezeichnet als  $U_{ZK}'$ . Der Stromfluss kann erst kommutiert werden wenn die Dioden  $D_1$  und  $D_2$  leitfähig werden und somit einen Stromfluss in die Ausgangskapazität ermöglichen. Für den Stromanstieg in der Streuinduktivität  $L_\sigma$  ist eine positive Spannungszeitfläche an ihr notwendig, die erst auftritt wenn die Spannung am Transistor  $T_1$  bereits höher ist als die Spannung  $U_{ZK}'$ . Es ist also mit einer erheblichen Verzögerung der Kommutierung zu rechnen, was zu Lasten der Snubberkapazität  $C_S$  geht. Diese muss groß genug ausgelegt sein um eine Überspannung zu verhindern, solange bis der Strom vollkommen abkommutiert ist.

Es wird eine entsprechend groß dimensionierte Kapazität erforderlich und es wird ein nicht unwesentlicher Teil der Energie in den Snubber gebracht. Bei einem passiven Snubber wäre der Wirkungsgrad nicht mehr vertretbar da diese Energie komplett verloren wäre. Aber auch bei einem aktiven Snubber kann die Energie so hoch werden, dass bei der Umladung zu hohe Verluste entstehen. Selbst bei der Auswahl einer hohen Kapazität und mit Inkaufnahme hoher Verluste im Snubber sind Überspannungen nicht vollständig vermieden, da die Streuinduktivität nicht eliminierbar ist und immer die notwendige Spannungszeitfläche bereits gestellt werden muss bevor die Umladung beginnt. Ein Lösungsansatz für dieses Problem ist der bereits angesprochene aktive Kurzschluss des Transformators. Mit Hilfe des Halbleiterschalters  $T_K$  kann eine Aufprägung der Schalterspannung von  $T_1$  auf die Streuinduktivität  $L_\sigma$  jederzeit erzwungen werden. Wichtig ist hier vor allem das Timing, da für einen sinnvollen Einsatz des Kurzschließers die Ein- und Ausschaltzeit durch die Bauteile des Leistungskreises, sowie Drosselstrom und Transformatorspannung vorgegeben sind. Die Zeiten lassen sich analytisch berechnen, sodass die Schalterspannung nach der Kommutierung der Ausgangsspannung  $U_{ZK}'$  und der Strom durch den Transformator dem vorherigen Drosselstrom durch  $L_{D1}$  entspricht. Die Gesamteinschaltdauer des Kurzschließers berechnet sich wie folgt:

$$\Delta t = t_{Aus} - t_{Ein} = \arcsin\left(\frac{I_L \cdot Z}{U_{ZK}'}\right) \cdot \frac{1}{\omega_0} \quad (3)$$

$$\frac{U_{ZK}'}{Z} \geq I_L \quad (4)$$

Der Zeitpunkt  $t_{Ein}$  beschreibt die fortlaufende Zeit ab dem Öffnen des Leistungstransistors  $T_1$  und somit die Wartezeit bis zum Kurzschließen des Transformators.

$$t_{Ein} = \frac{C_S}{I_L} \cdot U_{ZK}' \cdot \cos(\omega_0 \cdot \Delta t) \quad (5)$$

Die Impedanz und die Kennkreisfrequenz des Schwingkreises lassen sich mit Hilfe von der Snubberkapazität und der Streukapazität des Transformators bestimmen.

$$Z = \sqrt{\frac{L_\sigma}{C_S}} \quad (6)$$

$$\omega_0 = \sqrt{\frac{1}{L_\sigma \cdot C_S}} \quad (7)$$

Durch den Einsatz der Kurzschlusschließertechnik werden die Snubber und Leistungsschalter entlastet, wobei durch die niedrigere benötigte Sperrspannung vorher nicht verwendbare Typen mit niedrigeren Durchlassverlusten einsetzbar werden. Zusätzliche Bauteile im Leistungskreis fallen nicht zwingend an, da bei einer Diodenvollbrücke einfach die unteren beiden Dioden durch MOSFETs ersetzt werden können. Die Inversdioden der MOSFETs übernehmen dann außerhalb der Kommutierung die Gleichrichtung. Eine Synchrongleichrichtung ist technisch realisierbar, aber momentan nicht vorgesehen. Nachteilig ist der durch das sensible Timing benötigte Rechenaufwand, der auch für moderne Signalprozessoren eine Herausforderung darstellt. Zusätzlich ist eine ausreichende galvanische Trennung des Schaltsignals notwendig wenn die Berechnung auf der Primärseite erfolgt.

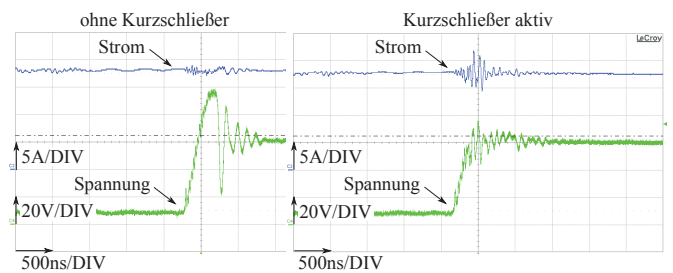


Abbildung 6. Schalterspannung und Drosselstrom ohne und mit Kurzschließer

Das Bild 6 zeigt den Verlauf vom Drosselstrom und der Spannung über einem Leistungstransistor als Vergleich ohne Kurzschließer und mit aktivem Transformator Kurzschluss. Durch den Kurzschließer kann die Überspannung am Transistor halbiert werden, was den Einsatz niederohmigerer Transistoren ermöglicht. Im Stromverlauf sind EMV-Auswirkungen durch den Kurzschließer auf die Messleitung der verwendeten Stromzange zu sehen, die aber im physikalischen Stromverlauf nicht auftreten.

#### IV. VERSUCHSAUFBAU UND MESSUNGEN

Die Erprobung der beiden Stufen erfolgte zunächst getrennt. Für die weiteren Versuche wurde die Gesamtschialtung in ein 19"- Rack mit 3 Höheneinheiten und einer Einbautiefe von 460 mm integriert. Der Aufbau ist in Bild 7 zu sehen.

Der Hochspannungsteil wurde bisher an einem Hochspannungsfestwiderstand von 2,5 M $\Omega$  und somit bei konstanter Ausgangsleistung getestet. Hierbei wurde ein Wirkungsgrad von ca. 80 % ermittelt.

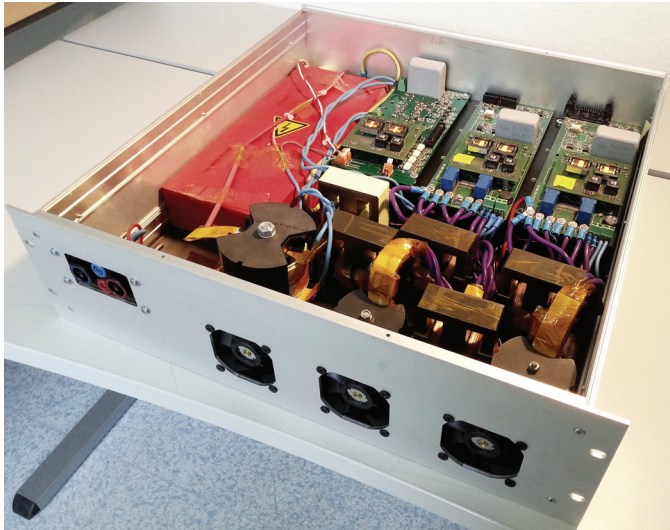


Abbildung 7. Gesamttopologie des Prototyps in einem Rackgehäuse

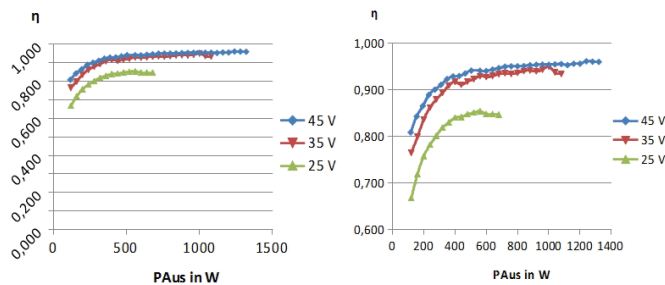


Abbildung 8. Wirkungsgrad eines Eingangsstellers

Bei der Bestimmung des Wirkungsgrades des Eingangsteiles wurde nur einer der beiden Eingangssteller vermessen. Für den Prototyp wurde das Wicklungsfenster der Eingangsinduktivitäten nur zu einem Drittel gefüllt, weshalb bei kleineren Eingangsspannungen noch nicht die volle Leistung ausgemessen wurde, um eine Überhitzung des Wicklungsmaterials und seiner Isolation zu vermeiden. Die Messung wurde für drei verschiedene Eingangsspannungen durchgeführt, wobei die Zwischenkreisspannung bei allen Messungen fest auf 400 V geregelt wurde. Die Ergebnisse der Messreihe sind in Bild 8 dargestellt, wobei noch ein deutlicher Anstieg des Wirkungsgrades durch die Vergrößerung der Kupferquerschnitte der Induktivitäten erwartet wird. Sprunghafte Änderungen innerhalb der Messkurven ergeben sich durch eine Bereichsumschaltung der Messmittel.

Ein erster Test des gemeinsamen Betriebs ergab eine zufriedenstellende Gesamtfunktion beider Teilschaltungen. Zusätzlich soll eine Vorsteuerung des Eingangsstellers aus dem Leistungsbedarf des Ausgangsstellers abgeleitet werden, um die Regeldynamik zu optimieren.

## V. ZUSAMMENFASSUNG UND AUSBLICK

In dieser Veröffentlichung konnte die Funktion einer neuen Konstantstromladertopologie nachgewiesen werden. Weiter-

hin konnte eine Snubberschaltung mit Hilfe eines aktiven Transformator Kurzschlusses getestet werden. Durch eine sehr effektive Unterdrückung von Überspannungen an den Leistungstransistoren können MOSFETs mit reduzierter Spannungsfestigkeit eingesetzt werden. Im Fokus der weiteren Untersuchungen stehen ein Redesign des Prototyps, besonders im Hinblick auf eine weitere Erhöhung des Wirkungsgrads und eine Erweiterung des Funktionsumfangs. Der Betrieb an einer kapazitiven Last mit repetierenden Pulsentladungen des Kondensators muss noch erprobt werden. Hierbei wird auch eine bereits realisierte Pulsentladungserkennung getestet, die durch gezieltes Abschalten der Topologie während einer Entladung für eine weitere Einsparung der bereits im Zwischenkreis gespeicherten Energie sorgt.

## LITERATUR

- [1] NELMS, R.M. ; STRICKLAND, B.E. ; GARBI, M.: High Voltage Capacitor Charging Power Supplies for Repetitive Rate Loads. In: *Industry Applications Society Annual Meeting 2* (1990)
- [2] ELWELL, Ryan ; CHERRY, Jignas ; FAGAN, Steve ; FISH, Scott: Current and Voltage Controlled Capacitor Charging Schemes. In: *IEEE Transactions on Magnetics* 31 (1995)
- [3] PRESSMAN, Abraham ; BILLINGS, Keith ; MOREY, Taylor: *Switching Power Supply Design, 3rd Ed.* McGraw-Hill Professional, 2009. – ISBN 0071594329
- [4] KÜCHLER, Andreas: *Hochspannungstechnik.* Springer-Verlag, 2005. – ISBN 3540214119
- [5] SABATÉ, J.A. ; VLATKOVIC, V. ; RIDLEY, R.B. ; LEE, F. ; CHO, B.H.: Design considerations for high-voltage high-power full-bridge zero-voltage-switched PWM converter. In: *Applied Power Electronics Conference and Exposition (APEC)* 5 (1990)
- [6] WOLFS, Peter J.: A Current-Sourced DC-DC Converter Derived via the Duality Principle from the Half-Bridge Converter. In: *IEEE Trans. on Industrial Electronics* 40 (1993), Nr. 1, S. 139 – 144
- [7] DE ARAGÃO FILHO, Wilson C.P. ; BARBI, I.: A comparison between two current-fed push-pull DC-DC converters-analysis, design and experimentation. In: *Telecommunications Energy Conference* 18 (1996), S. 313 – 320
- [8] LARICO, Hugo R.E. ; BARBI, I.: Double-coupled current-fed push-pull DC/DC converter: Analysis and experimentation. In: *Power Electronics Conference* (2009), S. 305 – 312
- [9] ANDREIČIKS, Aleksandrs ; STEIKS, Ingars ; KRIEVIS, Oskars: Design of efficient current fed DC/DC converter for fuel cell applications. In: *IEEE International Symposium on Industrial Electronics (ISIE)* (2011), S. 206 – 210
- [10] MAKSIMOVIĆ, Dragan ; ČUK, Slobodan: Switching Converters with Wide DC Conversion Range. In: *IEEE Trans. on Industrial Electronics* 6 (1991), Nr. 1, S. 151 – 157

DIGSILENT

# Power System Solutions

For more information about DigSILENT visit → <http://www.digsilent.com>



DigSILENT is a consulting and software company providing engineering services in the field of electrical power systems for transmission, distribution, generation and industrial networks and has set standards and trends in power system modelling, analysis and simulation for more than 25 years. DigSILENT develops the leading integrated power system analysis software PowerFactory, which covers the full range of functionality from standard features to highly sophisticated and advanced applications including wind and solar power, distributed generation, real-time simulation and performance monitoring for system testing and supervision. Over the past years DigSILENT continued expansion by establishing DigSILENT offices as well as a strong partner network in many countries worldwide.

DigSILENT as an innovative and fast growing company is always interested in experienced power system engineers as well as qualified and enthusiastic young engineers, information scientists and mathematicians.

DigSILENT offers its employees interesting and diversified activities in an open working atmosphere in competent teams as well as the opportunity to build up a global network through the participation in exciting international projects. As a successful medium-sized company with about 70 employees in Germany, DigSILENT provides the advantage of flat hierarchies and quick decision processes. Further DigSILENT offers differentiated training and professional development.



## ENERGIESYSTEME, ENERGIEEFFIZIENZ UND ENERGIEWIRTSCHAFT

Das Institut ist eines der führenden deutschen Hochschulinstitute im Bereich der Energiesysteme, Energieeffizienz und Energiewirtschaft mit dem Schwerpunkt elektrischer Netze. Das Institut ist aus der Zusammenlegung des Lehrstuhls für Energiesysteme und Energiewirtschaft von Prof. Dr.-Ing. Christian Rehtanz sowie der RWE-Stiftungsprofessur für Energieeffizienz und dem dazugehörigen Arbeitsgebiet von Prof. Dr.-Ing. Johanna Myrzik hervorgegangen. Forschungen und Studien des Instituts lösen Fragestellungen für ein technisch lauffähiges und nachhaltiges Elektrizitätssystem der Zukunft. Die Forschungsthemen umfassen die Bereiche:

- **Flexible elektrische Transport- und Verteilnetze,**
- **Systemintegration regenerativer Energiequellen,**
- **effiziente Energieanwendung und**
- **Elektrizitätswirtschaft und -märkte.**



# Implementation of a dynamic grid training simulator

## Model-development, compilation and training design

Philipp Hinkel

University of Kaiserslautern  
Chair for Energy Systems and Energy Management  
Kaiserslautern, Germany  
hinkel@eit.uni-kl.de

Davood Raouf-Sheibani

University of Kaiserslautern  
Chair for Energy Systems and Energy Management  
Kaiserslautern, Germany  
sheibani@eit.uni-kl.de

**Abstract**—In today's modern society, a secure and reliable supply of electrical energy is indispensable. That task, which is becoming more complex in the context of an increasing share of renewable energies in a liberalized energy market, is achieved by grid operation management in control centers. This paper presents a training concept, which provides the basic qualifications for grid operation management. Therefore, a grid model is implemented and fitted to the training requirements, using the grid description language GDL of the training simulator DUtrain PSH. The load flow of the grid model in PSH is verified. Deviations compared to offline simulation are observed in the contingency analysis. The developed simulator training will be used as part of the forthcoming lecture “Netzplanung und Netzführung II”. Here, the students gather practical experience concerning grid operation management by completing realistic training scenarios in a control center replica.

**Keywords**—grid operation management; renewable energy; simulator training

### I. INTRODUCTION

The supply of the population with electricity is one of the basics for everyday life in a modern society. Thereby, the end consumers rely on a continuous power supply. This secure and reliable supply of electricity is achieved by monitoring and remote controlling of the grid at any time by grid operators in control centers. Deviations from the normal grid operation or failure of equipment often occur in which cases corrective actions have to be taken. Due to this fact, grid operation management is a challenging task that requires lots of practice and experience.

The grid operation management is becoming increasingly complex in consideration of the adopted energy concept “Energiekonzept für eine umweltschonende, zuverlässige und bezahlbare Stromversorgung“ by the German Federal Government in September 2010 [1]. The objectives are a massive reduction of greenhouse gas emissions and the development of renewable energy sources to a share of 35 % of the gross electricity consumption in 2020 and up to 80 % in 2050. Concurrently, the policy statement „Der Weg zur Energie der Zukunft“, in response to the nuclear reactor disaster in Fukushima, regulates the abandonment of nuclear energy by 2022 [2]. As a result, the proportion of power plants that produce electricity as required reduces. Rather, the proportion of volatile supply rises by renewable energies. The

increasing complexity in the power grid enhances the demands on the grid control management. Therefore, it is imperative that the responsible personnel in a control center is subjected to a thorough education and training. Here, the universities have the responsibility to ensure a solid basic education of students and an academic qualification of their employees.

In order to continue granting a secure and reliable supply of electricity, taking into account the growing share of renewable energy, the chair for Energy Systems and Energy Management (ES+EM) of the University of Kaiserslautern researches in cooperation with the DUtrain GmbH on dynamic models of renewable generation units. On the part of DUtrain, a real-time dynamic training simulator for grid operation management is provided as a part of this collaboration. To accomplish a contemporary education of students and to establish practical relevance beyond theory, the training simulator will also be used in academic teaching.

This paper presents a simulator training concept which will be used in the forthcoming lecture “Netzplanung und Netzführung II” and is first offered in winter semester 2014/2015 for master students majoring in electrical engineering. Focusing on the grid operation management in a virtual control center, students can practice and understand the complex tasks of grid operation during the simulator training. The basis for the training simulator is a grid model introduced by the chair for ES+EM. This model includes the typical voltage levels and grid configurations in Germany as well as conventional power plants and renewable generation units.

The paper is organized as follows. First, training simulators as an appropriate training tool for grid operators are identified in section II. After the classification of different types of training simulators, the DUtrain real-time dynamic simulator is embedded in this context. Section III presents the implementation process of the grid model into the training simulator. Afterwards, the grid model and the grid data language with its properties is introduced. This knowledge allows the description of the grid to an executable target grid inside the simulator. Furthermore, the grid model is adapted to the amended didactic requirements. Thereafter, the grid model is verified in several steps in chapter IV. A training concept and detailed training scenarios with their respective objectives and tasks are developed in chapter V.

## II. TRAINING SIMULATORS

### A. Necessity of training simulators

The grid operation management in a liberalized energy market with a growing share of renewable energies will become more challenging and increasingly requires decisions and interventions in the grid operation. The supply-side positioning of the renewable generation results in a modified transmission task from the wind-rich Northern Germany to the economically strong Southern Germany with high loads. At the same time, due to the liberalization, there are large-scale current transits through energy trading. This overall trend means that grid operators need to intervene more frequently and perform redispatch measures to maintain system stability. These redispatch measures increased from 1,589 hours in 2010 to 7,966 hours in 2013 [3].

In particular, the grid operation management is under high stress in fault situations, since an interruption of the electricity supply has enormous social and economic impact. In addition to the normal grid operation, especially the control of alert and emergency grid conditions is of importance. In such critical situations, measure to prevent further spreading of the fault and the fault avoidance must be taken as soon as possible to achieve a secure grid state. While failures of individual equipment occur frequently enough allowing the staff to receive routine in their daily work, strongly disturbed conditions and the blackout instead are extremely rare. Hence, these crucial grid states are a great experience deficit of the staff. To compensate their lack of experience, the use of training simulators is a possibility to prepare the employees.

The training of control center personnel is intended in the TransmissionCode 2007, as well as in the Network Code in Operational Security of ENTSO-E. Here, in section 3.3.14.5 respectively chapter six the training and certification is of primary importance [4],[5].

### B. Classification of training simulators

Training simulators are different from other simulation systems due to the fact, that all processes are performed parallel and in real time. In addition, it outputs the results to interfaces for real operation and allows to operate the simulated process via these same human-machine interfaces. The training simulator for grid operation is a replication of a control room with simulation programs running in the background. Generally, they can be distinguished into attached, semi-attached and stand-alone simulators [6].

Attached training simulators use part of the hardware and software of the control room, while semi-attached simulators use only the software components with separate hardware. For this reason, the data coding of the grid can be greatly reduced. Training simulators as part of control centers are state of the art, but cannot represent dynamic phenomena. Of course, the application of the simulator is restricted to this very control center.

Stand-alone systems instead operate independently from each control center. Any grid model can be described whereby the number of users and its profitability can be increased. Thus, it is possible to train the cooperation between transmission

system operators (TSOs), distribution system operators (DSOs) and power plant operators (PPs) as it is particularly necessary in crucial grid conditions and during grid restoration. Also future grid expansions can be trained. However, for stand-alone simulators all data of the power system components have to be described in a database.

### C. DUtrain Power System Handler

The DUtrain Power System Handler (PSH) is a stand-alone training simulator for electric power systems. To alleviate the data problem, an efficient data-collecting and -handling system named Grid Data Language (GDL) has been developed with an automated design of the operational surfaces. The simulator enables the parallel and hierarchical connection of neighboring grids and beyond the separated output of the simulation results on several virtual control rooms. This allows to train the cooperation between TSOs, DSOs and PPs. Basis of the PSH is a dynamic long-performance with a full Newton-Raphson iteration every 10s and a medium-term performance with a resolution of 100ms is used for the frequency model. The PSH also features a load model, limit check, synchronizing equipment, network-protection, power-plant-protection and contingency analysis. Please see Fig. 1 for the four trainee places of the PSH at the chair of ES+EM. For surveillance of the students and to intervene in the simulator training by switching sequences, there is a trainer working place installed in the back of the trainees.



Figure 1. Setup of PSH at the chair for ES+EM

## III. IMPLEMENTATION OF THE GRID MODEL

### A. Selection and presentation of the grid model

Basis for the simulator training is the grid model developed by the chair for ES+EM. It was chosen for the simulator training because it contains the typical voltage levels and grid topologies of Germany. The grid size is as small as possible for a fast understanding of the grid topology by the students, but also as large as necessary to define various operational scenarios. This grid model allows to assign different responsibilities for the trainees as one TSO, two DSOs and one PP which matches to the number of trainee working places. Further, the grid contains renewable generation units to show

the influence of volatile generation on the grid operation management. The model does not include e.g. HVDC-connections, hydro or nuclear power plants and storage facilities due to simplicity reasons which will slightly limit the number of scenarios.

The grid model is shown in Fig. 2 where extra high voltage level (380 kV) is represented in red, high voltage level (110 kV) in blue, medium voltage (20 kV, 10 kV and 6 kV) in green and low voltage (0.4 kV) in purple. The meshed 380 kV voltage level consists of five stations with a connection to two large generators via station A and to two external grids via stations B and C. Each station C and D has a capacitor and inductor to control the bus bar voltages and is coupled with the 110 kV-level. The medium voltage consists of a 20 kV-ring-grid and a 10 kV-ring-grid with neighboring station. Station H15 supplies an induction motor and H16 connects to a low voltage grid with PV units. A wind farm with nine wind turbines is in bottom right-hand corner.

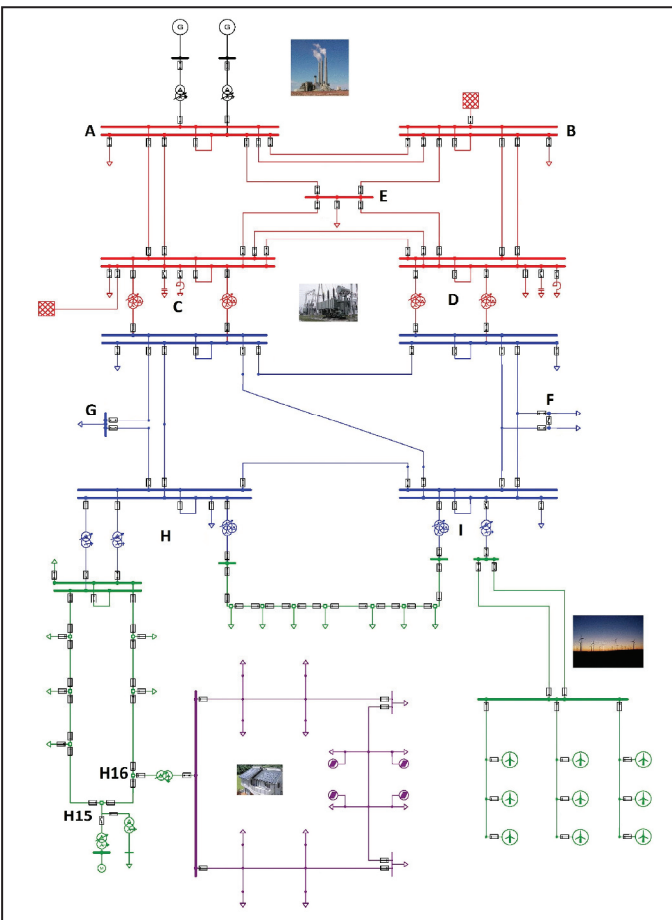


Figure 2. Selected grid model

### B. Grid Data Language

PSH requires as input data a GDL formatted grid description. Since PSH has no graphical interface for updating the simulator, the GDL data-system allows an efficient, language-orientated description of electric grids to implement them into PSH. Hereby, the basis of GDL is a hierarchical identification of the equipment. Each grid equipment object,

such as bus bars, lines, transformers, loads and generation, has to be uniquely identified by a four-level object descriptor. A fifth level for further specifications is available if necessary. Level four is the “species” and level five the “relative species”. To differentiate the levels and to accomplish an unformatted notation, the number of apostrophes indicates the level of the location followed by a square bracket for species and a star for the relative species [7]. Please see the following example: ```Station``VoltageLevelFeeder[Equipment*controllable]`.

The source description of a network in principle consists of four files. First, the “dictionary” enumerates every species and relative species which can be used for the grid description, whereas the location is arbitrary. Second, the “attribute source” defines attribute-sequences pertaining every species. Third, the “network-source” using operational terminology describes all operational objects, alarms and measurands. Finally, in the “power-plant source” the generators are entered according to type and parameters.

After a complete chained notation of all objects from the presented grid model in ASCII format, the source description is compiled to a binary GDL process data-base which is pivotal to PSH’s software. From here, the automatic set-up of the dynamic model as well as the automatic design of the process surfaces is performed. The automatic design result of Station A with two generators and their main transformers, two bus bars, loads and feeders is shown in Fig. 3.

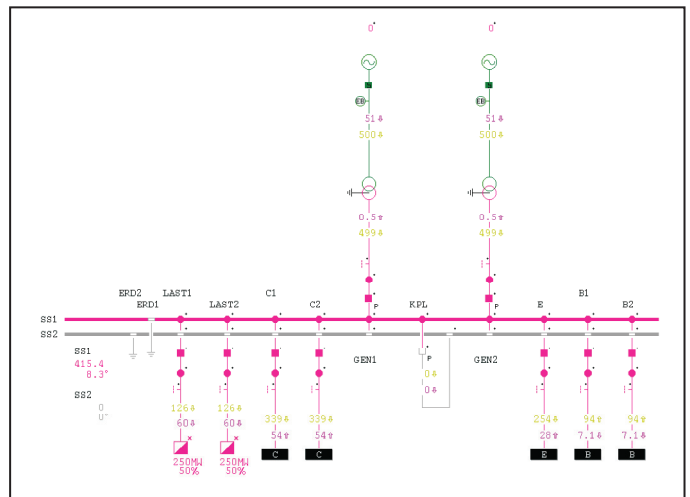


Figure 3. Station A of the grid model

### C. Adaption of the grid model

Since the grid model was originally not designed for grid operational training it has to be adapted to the simulator training requirements. Particularly, the influence of volatile generation of renewable energies is too small to show their consequences on grid operation management. Consequently, a large wind farm with an installed capacity of 100MW is added to the grid model to demonstrate high gradients and their influence on the conventional power generation. This new configuration allows to show feedback from 110 kV-level into transmission grid in light load conditions or the effect of forecast errors of renewable generation on the grid frequency and the usage of secondary control power. Furthermore, the

training of grid restoration is part of the simulator training, but the grid in its current state has no black start capability. The implementation of a gas turbine solves this deficit. An appropriate location of the gas turbine is station H (110kV) to require a collaboration between TSO and DSO during the grid restoration procedure.

#### IV. VERIFICATION OF THE GRID MODEL

##### A. Verification of the load flow

After the implementation of the grid model, the load flow of PSH is verified by comparing the load flow results with the grid simulation software PSS@SINCAL. Both simulation programs are provided with the same grid parameters for the verification process. Possible differences are discussed and analyzed.

Both, PSH and PSS@SINCAL, solve the load flow based on Newton-Raphson iteration. While in PSS@SINCAL the accurate value can be set, the PSH chooses its load flow accuracy independently to assure a real-time behavior also in very large grids. PSH specifies its accuracy to 0.1MW and for PSS@SINCAL an accuracy of 0.001MW is achieved.

A sequential verification of the individual equipment in small test grids is chosen to identify basic differences in the load flow. Thereby, the differences can be clearly assigned. Only after a positive verification, the next equipment is verified.

At first, a minimal test grid consisting of one external grid, two loads and a transmission line is compared. Fig. 4 illustrates the load flow results, where the results of are represented in red and of PSH in blue. The result analysis shows that the loads in PSH are not set to 250MW as described in GDL-format, but possess a larger active power component. The reactive power component of the load is slightly different. This deviation is due to DUtrain's load flow calculation method. To allow a further comparison of the load flow, the loads in PSS@SINCAL are adjusted to the ones in PSH. After the modification of the loads, the load flow results are consistent of both simulation softwares.

As a next step, the minimal grid is extended with a transmission line to station D to verify the capacitor and inductor. The capacitor and inductor are turned consecutively and the load flow results are compared. The load results are consistent within the PSH's accuracy and show that the compensation equipment is correctly modeled inside of PSH.

Lastly, the transformer is verified. Therefore, the grid is again extended and the transformer in station D is turned on and is under load on the low voltage side. The power flows of the two simulation softwares match each other within the accuracy limits. Additionally, the bus bar voltages are consistent, but differ greatly on the low voltage side of the transformer. This fact cannot be explained with the accuracy limit of PSH. Since the same transformer parameters are used, the difference in the voltage levels can only be explained by a false transformer model inside PSH. To confirm this assumption, another power flow with a no load condition of the transformer is performed. Without the voltage drop across the

transformer's impedance, the bus bar voltages indicate that the transformation ratio in PSH is incorrect. Please see Tab. 1 for the simulation results at station D.

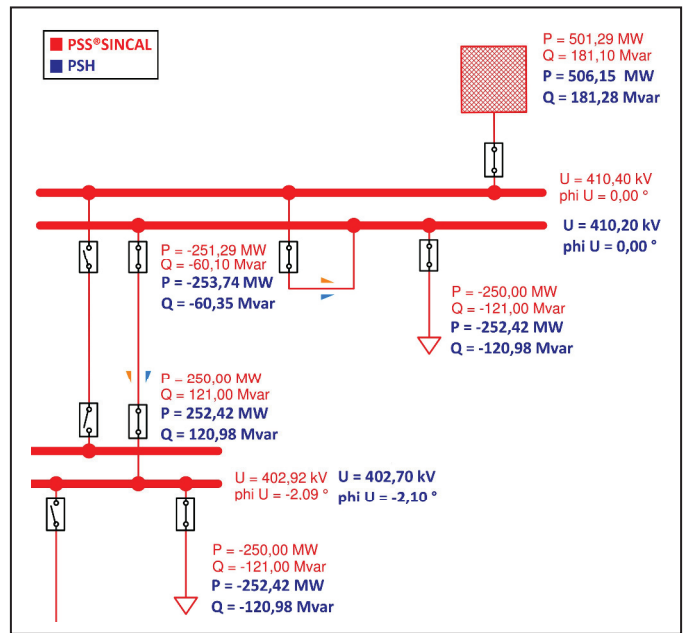


Figure 4. Load flow results of the minimal test grid

TABLE I. LOAD FLOW RESULTS AT STATION D

		PSS@SINCAL	PSH
Station D, 380kV	U	386.62kV	386.30kV
	$\delta$	-7.77°	-7.77°
Station D, 110kV	U	115.93kV	111.80kV
	$\delta$	-7.78°	-7.80°

The transformation ratio is calculated in PSH as the quotient of the nominal voltages. This calculation is wrong, because the transformation ratio equals the quotient of the transformer's rated voltages. Since the rated voltages do not match the nominal voltages in general, different voltages occur throughout the whole grid. Especially, the block transformers with a rated voltage of 420kV cause too low voltages. This error can be partially corrected by changing the terminal voltage of the generators, but is still not a satisfactory solution.

##### B. Verification of the (n-1)-simulator

The (n-1)-criterion is an important deterministic planning and operational criterion for grids. PSH has a separate (n-1)-simulator on which a real-time snapshot can be imported. Here, a contingency analysis can be performed. To verify the (n-1)-simulator, the contingency results are reproduced in the normal PSH simulator and compared against each other.

In the following, the failure of a transmission line between the stations D, F and I is considered. This failure results in a supply interruption in station F. The contingency analysis recognizes this failure as not (n-1)-secure. The contingency results in station F are shown in Fig. 5. Here, there is no power

flow across the line, but there is still voltage at bus bar “SS2” and “LAST2” is indicated as supplied.

Also other contingency situations show different results as in the normal PSH simulation environment. The reason for the deviations is PSH’s concept of the contingency analysis. To achieve the real-time requirements as well for large grids, a line is not excluded of the load flow calculations, but replaced with a high impedance branch. Thus, unrealistic voltages on unsupplied bus bars can occur. Hence, the (n-1)-simulator provides only an approximate load flow solution and is of limited use for contingency analysis.

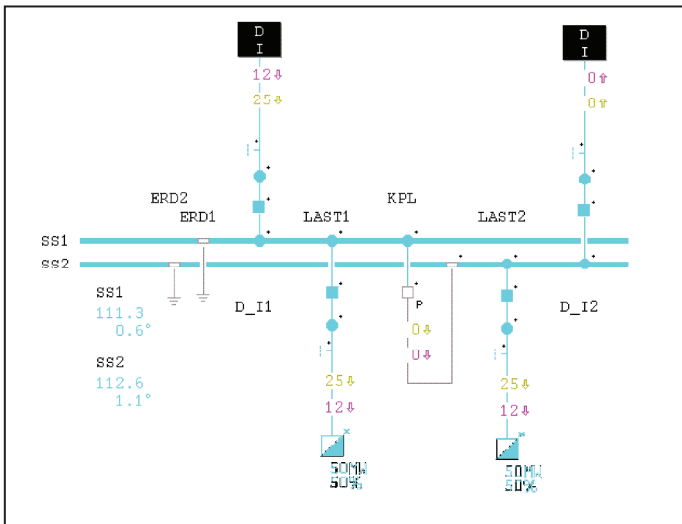


Figure 5. Results of the contingency analysis in station F

## V. TRAINING DESIGN

### A. Training concept

Since PSH is a very extensive software with many interfaces and operating options, it is not possible for the students to solve complex tasks right at the training’s start. In fact, the training provides a transition from a closely guided to a free and independent operation. With a growing knowledge of the simulator handling, the complexity of the tasks rises. This is also reflected in the number of documents. While the students get detailed written tasks at the beginning of the training, later on the students face grid conditions to which they have to respond accordingly and take necessary actions.

PSH offers different opportunities for the simulator training. Two basic operation principles of PSH can be distinguished. On the one hand, an independent simulator can be started on each PC. On the other hand, one simulator is accessed via all PCs. For the training concept, three training types are identified. In the “single company training” company-specific concepts and technical aspects are trained. In the contrary, during a “inter company training” different companies (TSOs, DSOs and PPs) work parallel on one system, focusing on communication and cooperation. The “inter TSO training” practices system management as well as control area exceeding operations. The training types “single company training” and “inter company training” are shown in Fig. 6 in red and blue, respectively [8].

The training type “single company training” allows the students to work on parallel tasks achieving the same knowledge at the end of the training and is the concept of choice. The “inter company training” is used for grid restoration to teach communication procedures. The “inter TSO training” currently cannot be used since only one TSO is represented in the grid model.

### B. Normal grid operation and grid surveillance

First, the students gather experience in normal grid operation and grid surveillance. This section contains tasks to switching operation, e.g. bus bar changes or switching off lines and transformers. Subsequently, the students practice start-up, synchronization and shut-down of conventional power plants and renewable generation units. At last, voltage and reactive power control respectively transformer tap changer and their influence on the grid operation management will be analyzed by the trainees. The tasks as written worksheets are provided to the students and the trainers will support them whenever desired.

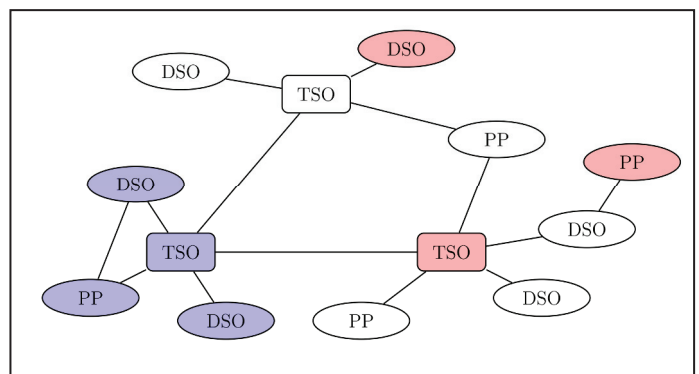


Figure 6. Training types, based on [8]

### C. Load and frequency control

During this section tasks concerning the control hierarchy of the European interconnected power system are addressed. The emphasis will be on the primary control and the characteristics of its proportional controller as well as the advantages of a large interconnected system. The trainer will input a switching sequence for a gas turbine outage. According to the droop factors, the students should calculate the static frequency deviation. Further, the dynamic frequency deviation and the distance to an automatic load shedding have to be considered. Afterwards, the recovery of the desired grid frequency and the set point exchange power have to be conducted by the students. With this knowledge, the trainees will carry out a schedule management with a perfect forecast and later with forecast errors. In this task, there will be profiles for loads, power stations, renewable generation and exchange power. Herewith, the power station gradients are calculated and the use of secondary control power is minimized.

### D. Operation in disturbed grid conditions

Constitutive on the previous tasks, the students have gained experience in the simulator handling and in the grid characteristics. Hence, the students now will be “confronted”

with various grid conditions as in a real control center. The aim is the control of disturbed grid conditions and to transfer the grid in a secure grid state. For this purpose, the students have to identify which event has changed the grid state to select an appropriate solution to return the grid to a secure grid state. The grid condition has to be checked and verified, if a secure grid condition is achieved. Chosen events by the trainers are short circuits and failure of grid components in different voltage levels. For instance, a one phase fault in the compensated 110 kV-level should be detected by the displacement of the star point and the consecutive switching of transmission lines. A three phase fault in the 20 kV ring grid will cause an interruption of one entire half ring. Here, the students should discover the affected line and conduct a switching of the sectioning point. This section also covers bottlenecks, overloads and voltage range deviations which have to be observed and corrected. Moreover, the (n-1)-criterion has to be guaranteed at all times. At the end of this exercise, the students will perform an inter company training in order to practice communication skills and to be prepared for the upcoming section "grid restoration". A fault on the bus bar in station C in 110 kV-level with additional protection failure of line CD results in a system islanding of TSO and DSO1 respectively DSO2. In stations C and D, a bus bar change should be performed to resupply the loads and to merge the two islands.

#### E. Grid restoration

The blackout is the worst possible disturbance of an electricity system. It may be unlikely, nevertheless it is a very critical situation in our modern, electricity dependent society. Thus, the grid restoration is the conclusion of the simulator training. The grid restoration is particularly demanding, because only a small mass of inertia of the generators is available and the frequency is very sensitive to load changes.

Since the generators in station A have no black start capability, the grid restoration will be a bottom-up process through a start-up of the gas turbine in station H (110 kV-level). The gas turbine has to be smoothly loaded by medium voltage loads, whereas the electrical output of the gas turbine has to be continuously adjusted to keep the grid frequency close to 50 Hz. Following that, a connection to the generators in station A shall be established. Therefore, line CH, one transformer to the 380 kV-level and line AC will be energized. Thereby, the lines are loaded to reduce high voltages due to the Ferranti effect. Now, the generators in station A can

be started up. Hence, the mass of inertia increases and the grid frequency will be less sensitive to load changes. Afterwards all loads shall be resupplied and a secure grid state established. Finally, the interconnection to the external grids will be conducted.

Before the training, the students shall develop a restoration concept similar to the presented one and execute it. If the students cannot recreate the grid, there will be a guided grid restoration by the trainers.

## VI. CONCLUSION AND OUTLOOK

In this paper a grid model was implemented into PSH and a didactic training concept for a simulator training of grid operation management was developed.

The presented training concept with its exercises gives a unique opportunity for students to practice and understand the complex tasks of grid operation management.

In future studies, a sample run of the simulator training will be conducted by employees of the chair for ES+EM as trainees. Such a test provides the possibility to monitor the time estimates of the tasks as well as the learning progress to adapt the training concept if necessary.

By using alternative grid models, PSH can be used in research to implement real grids, e.g. the transmission grid of Germany.

## REFERENCES

- [1] Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, "Energiekonzept für eine umweltschonende, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung," September 2010.
- [2] Bundesregierung, "Eckpunkt Papier: Der Weg zur Energie der Zukunft," June 2011.
- [3] Bundesnetzagentur und Bundeskartellamt, „Monitoringbericht 2013,“ June 2014.
- [4] VDN, "TransmissionCode 2007: Netz- und Systemregeln der deutschen Übertragungsnetzbetreiber," August 2007.
- [5] ENTSO-E, "Network Code on Operational Security," September 2013
- [6] A. Litzinger, "Systemintegration, Weiterentwicklung und Anwendung eines Trainingssimulators für die Betriebsführung elektrischer Netze," 1997.
- [7] D. Rumpel and J. R. Sun, "Netzleittechnik; Informationstechnik für den Betrieb elektrischer Netze," Springer, 1989.
- [8] DÜtrain GmbH, "Power System Handler – Simulationssystem für die Netzbetriebsführung," 2007.

# Automatic Integration of a Dynamic Security Assessment System into a Power Grid

Iryna Chychykina  
Otto-von-Guericke-University Magdeburg  
Chair Electric Power Networks and Renewable Energy Sources (LENA)  
Magdeburg, Germany  
iryna.chychykina@ovgu.de

**Abstract**—Today's power grids must utilize more energy than they were originally planned for. Hence, they are slowly reaching their stability limits and that causes an increased risk of blackouts in electrical networks. To avoid such critical situations in the control room the system dynamic state must be assessed as quickly as possible and its personnel have to react to it early enough. This kind of evaluation could be done by the so-called Dynamic Security Assessment system which is able to assess the dynamic state of the electrical network online. This paper presents completely automatic methods of the dynamic security assessment system integration into a power grid, functionality testing of the Over Excitation Limiter (OXL) - which is implemented in the Automatic Voltage Regulator (AVR), and the electrical grid plausibility check.

**Keywords**- *dynamic stability; dynamic security assessment (DSA); transient security assessment (TSA); voltage security assessment (VSA); index; Over Excitation Limiter; network plausibility; power grid; contingency*

## I. INTRODUCTION

Worldwide the continuous increase of energy demand in the power grids has led to their strong overloading and rapid growth. The demand of electrical grids is expected to grow by approximately 50% by 2030 [1]. Today's transmission systems are based on the static or planning stability studies, which often do not consider some dynamic stability problems enough[2]. Therefore, these systems are unfortunately not designed for the future loads. Besides, the electrical grids are already very close to the limits of their transmission capacity, which is not only determined by the thermal limits, but more often by dynamic stability limits. Hence, over the years there have been more frequent unexpected operating situations such as black- and brown outs caused by poor system connections and overloading of the network elements. Another reason of the increased stress in the power grid is utilization of the decentralized renewable energy sources which can cause unexpected power flows in the electrical system [3]. Hence, good observation of the electrical network state has become a very important task for all network operators.

The security of the power systems can be determined from the load change, the generator application and existing limitations. The standard static stability analysis "Static Security Assessment" (SSA) which is usually used by the network operator is not always able to consider all major state changes in the transmission electrical system. Hence, SSA only estimates the power grid static situations and disregards the dynamic stability. However, to ensure full power grid security

the network dynamic behavior should be also taken into account. So-called "Dynamic Security Assessment" (DSA) methodology is able to perform this task. It is able to observe power grids in a more detailed way and improve the network state evolution. The DSA system compares the power network dynamic stability in the current state without contingency to the same state with different contingencies. It estimates dynamic stability limits of the power grid, monitors the general system state and provides detailed information about the electrical grid. This system is able to observe the large complex power grids which include control equipment (e.g. HVDC), protective devices etc. [4].

In this work, new concepts for automatic integration of the DSA system into a power grid and for conducting a network plausibility check are introduced. In addition, the testing procedure for the Over Excitation Limiter (OXL), which is implemented in the Automatic Voltage Regulator (AVR), is described.

## II. DSA SYSTEM INTEGRATION INTO A POWER GRID

Dynamic instabilities in power grids are mostly caused by some transient and voltage problems. Hence, Dynamic Security Assessment (DSA) is classified as Transient Security Assessment (TSA) and Voltage Security Assessment (VSA).

### A. Transient Security Assessment (TSA)

Transient stability or rotor angle stability refers to the ability of the electrical network system to maintain its synchronism during an unexpected disturbance such as line or generator outages, short circuit, etc. [5], [6]. As a reaction to such disturbances, the synchronous generators could significantly change their rotor angles which in turn may lead to power system instability and blackouts [6].

To evaluate network transient stability after some contingency the different indicators or so-called indices could be used in a TSA system. Such indices assess the post-fault state of the power grid and provide information about a relative distance to the critical network state [9]. Several TSA indices are described in the literature [6].

For example, the Angle Index (AI) is often mentioned in literature and is defined as a minimum between 1 and the maximum ratio of the maximum load angle of the  $i$ -th generator and the maximum admissible load angle given by the protection relay (1) [6] [9].

Therefore, the protection relays of the generators limit the generator load angle ( $\delta_i$ ) to a certain value (e.g.  $120^\circ$ ) [6].

$$AI = \min \left\{ 1, \max_{i=1, \dots, NG} \left( \frac{\delta_{ci, \max}}{\delta_{c, \max, adm}} \right) \right\} \quad (1)$$

### B. Voltage Security Assessment (VSA)

Voltage system stability refers to the ability of the electrical network system to maintain steady state voltages at its bus bars during unexpected disturbances or to maintain the equilibrium between generation and consumption of the energy in the power grid [5], [6]. Therefore, there could be large bus bar voltage deviations in the power system that cause load and generator loss thereby tripping the different network elements etc. [10].

Normally the loads are voltage- and frequency-dependent [11]. The following static load models are typically used for the power grid simulations [12]:

- constant impedance (Z),
- constant current (I),
- constant power (P).

Usually, to be closer to the real power grids, a mixture of these load models (the ZIP load model) is used for the electrical network simulations. The following mathematical formulas describe this load [14]:

$$P_L = P_0 \cdot \left(\frac{U}{U_0}\right)^{\alpha_U} \cdot \left(\frac{f}{f_0}\right)^{\alpha_f} \quad (2)$$

$$Q_L = Q_0 \cdot \left(\frac{U}{U_0}\right)^{\beta_U} \cdot \left(\frac{f}{f_0}\right)^{\beta_f} \quad (3)$$

For VSA, the frequency dependency must not necessarily be taken into account. Therefore, it was chosen for the simplification of calculations within this work.

Hence, active and reactive powers are determined as the product of the rated powers and ratio of actual and rated voltages. When the  $\alpha$  and  $\beta$  factors are 2 the load is represented as constant impedance type, when they are 1 – as constant current and when 0 – as constant power [14].

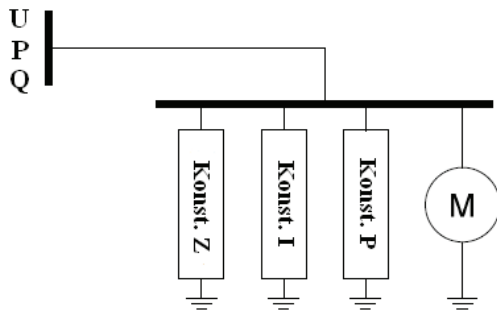


Figure 1. ZIP load model with an asynchronous motor [15]

Nevertheless, ZIP the model describes only the static behavior of the loads. Therefore, for considering the dynamic load behavior and, accordingly, for more accuracy of the network simulations, an asynchronous motor was included in the load model within this work. Figure 1 shows this load model.  $\alpha + \beta = \chi$ . (1) (1)

In addition, to assess the network dynamic stability different indices could be used in a VSA system.

### C. Concept of automatic integraton of a DSA System with a power grid

The different DSA indices, such as Angle Index (AI), Maximum Frequency Deviation Index (MFDI), Frequency Recovery Time Index (FRTI), Dynamic Voltage Index (DVI) etc., and the simulation models, such as the ZIP load model with asynchronous motor, all belong to standard models of PSS@NETOMAC.

The PSS@NETOMAC [12] is a power system simulator for electro-magnetic and electro-mechanical transients with an open modelling interface BOSL for the implementation of user defined macros. These user defined models can be provided as ascii text files which are then immediately compiled by PSS@NETOMAC. Such files for the integration of the already mentioned DSA standard models into a power grid are automatically created by the MATLAB routines which are developed in the scope of this work. The concept of these routines are shown on the Figure 2.

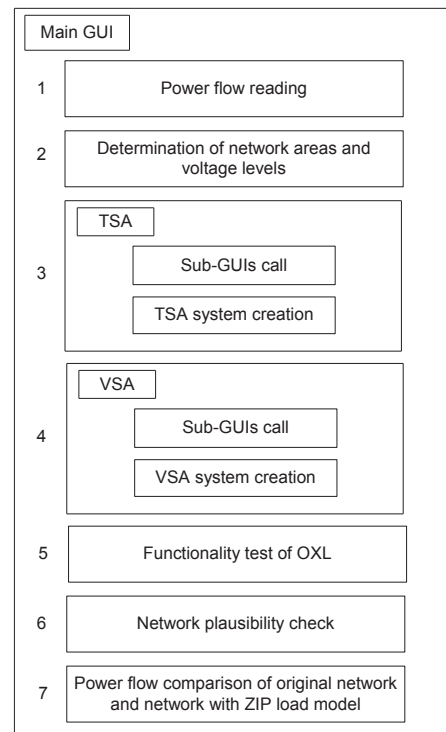


Figure 2. Concept of the developed MATLAB routines

First, the main Graphical User Interface (GUI) sets the main function, which reads the load flow results of the original network model and sends this data for later use to the main GUI. In the main GUI different areas and voltage levels of the



power grid model can be selected for considering. The sub-GUIs may be activated to create the TSA and VSA systems for observing an electrical network. They create line, node, transformer and generator observers for the TSA system, ZIP load and OXL models, and create line and node observers for the VSA system. They are also able to generate complete TSA and VSA projects for simulations in PSS@NETOMAC. In addition, the evaluation of the unclear network elements could be executed. The OXL functionality can also be tested and the network plausibility can be checked. At the end of the algorithm the power flows of the original network model and the network with ZIP load models are compared to check for possible changes in the new simulation model.

A complex and large network model, which contains many different elements and areas, was used to test the developed concept. For testing purposes, only some areas of this network model were taken. The considered areas contain 96 power plants, which are defined for the simulations as generators, 518 lines, 445 transformers, 1246 bus bars, 498 loads, 247 compensations, different voltage regulators and frequency controllers. This network model has many voltage levels, from high to low voltage (750 kV to 0.4 kV).

This power grid model was chosen because it contains principally all types of electrical elements which can be interesting for dynamic network simulations. In addition, this model has several areas that makes it more complex. Therefore, this power grid model can be used to test all manner of critical situations which can occur in electrical networks.

### III. OXL INTEGRATION INTO A POWER GRID

#### A. Over Excitation Limiter (OXL)

The excitation system of the synchronous generator must deliver the direct current to the rotor field winding. The voltage at the generator connection can be controlled by regulation of the field current and voltage. An automatic voltage regulator (AVR) is one of the control types which regulates the terminal or remote set point voltages [12] [16]. To limit the overvoltage in these systems an Over Excitation Limiter is used in the electrical networks [17].

The OXL modeling is discussed in detail in the literature [18]. Basically, the take-over and the summed type limiters could be utilized in power grids. The summed limiter is able to change the set point of AVR and, therefore, to better use its capability, while the take-over OXL can only roughly limit the voltage [12]. Hence, the summed OXL was chosen within this work and its concept is shown in Figure 3.

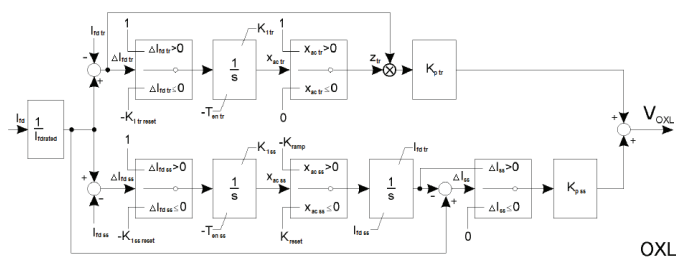


Figure 3. OXL block diagram [12]

The upper part of the block diagram illustrates transient limitation and the lower section the steady state limitation. The transient part allows short-term overloading above current limit  $I_{fd\ tr}$  for time  $T_{en\ tr}$ . After this period the limiter is activated by multiplying the control deviation and gain  $K_{P\ tr}$ . The steady state part of the block diagram waits 10 seconds ( $T_{en\ ss}$ ) [19]. When there is a positive signal  $x_{ac\ ss}$  the second integrator of steady state with the initial  $I_{fd\ tr}$  condition is activated and integrated to steady-state limit  $I_{fd\ ss}$ .  $K_{ramp}$  defines ramp inclination, while  $K_{reset}$  resets the excitation limit [12].

#### B. Concept of automatic OXL integration into a power grid

OXL has a major influence on the voltage stability. Therefore, it needs to be included in the VSA. But the OXL model does not belong to the standard models of PSS@NETOMAC. Hence, within this work a concept of automatic OXL integration into a power grid was developed.

First of all, to use the OXL for a considered generator its functionality and compatibility with this generator and its AVR system should be tested in a so-called test electrical network model. Finally, if the OXL is suitable for the considered generator and it is able to limit voltage without making the test network unstable, the OXL could be used in the network model of the real power grid. The developed MATLAB routines are able to conduct such OXL functionality test completely automatically.

Usually the electrical network models that are used for the integration with the DSA system are quite large. Therefore, it is not always possible to determine the influence of the regulating elements on a power grid directly in the original model. This influence can be more easily analysed in a small network model.

Hence, within this work such a test network model was developed for testing OXL functionality and its influence on a considered generator with AVR and on a whole power network. Accordingly, for this analysis, a test network must include a generator with a voltage regulator. Therefore, the developed test network model contains two generators (an analysed one and the second with the infinite apparent power), a transformer, which connects the analysed generator with the network model, a small controlled load ( $P=1\text{MW}$ ,  $Q=1\text{Mvar}$ ) and two lines connecting the generators [15]. This test network model is shown in Figure 4.

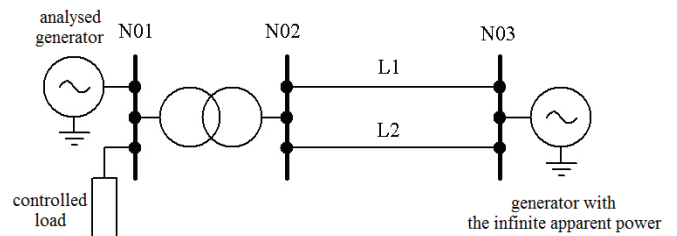


Figure 4. Test network model [15]

To test the OXL that is implemented in the standard voltage regulator the reactive power of the controlled load must be

strongly increased, usually to around 80% of the apparent power of the generator. When there is a large increase of reactive power consumption on the bus bar the considered generator must compensate this power. When this occurs, the excitation current increases and exceeds the rated excitation current of the generator. At this moment the OXL is activated for limitation of the excitation current.

C. OXL testing in the developed test network model

To test the MATLAB routines for the OXL functionality analyses another network model of a real power grid was chosen which contains many different standard AVR types. Therefore, it is interesting for testing the concept of automatic OXL integration into a power grid. The network model includes 119 power plants, 527 lines, 210 transformers, 416 bus bars, 299 loads. The network model has many voltage levels between 115 kV and 500 kV.

In addition, a topology of this electrical network was built for the clear graphical representation in PSS@SINCAL [21]. This topology is shown at the Figure 5.

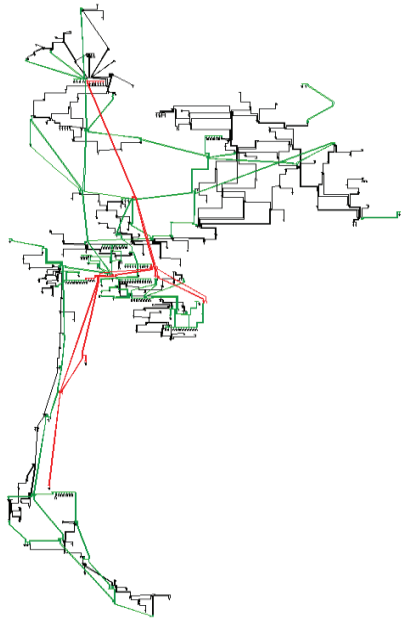


Figure 5. Network model of the real power grid for OXL testing [15]

To test OXL functionality the excitation current of the generator, the bus bar voltage and the voltage change, which occurs because of the OXL, must all be analysed. If the OXL functions properly, it must reduce the generator excitation current to its limit value. At the same time, the OXL must not cause strong oscillations in the network model.

The developed MATLAB routines are able to plot some of the physical magnitudes that are needed to evaluate the OXL functionality for a considered generator. For example, Figure 6 shows the different time curves of a generator with the AVR+OXL system. Figure 6 includes three parts: the first part shows the excitation current of the d-axis of the generator; the second part – the voltage of the generator bus bar; the third part - the voltage which occurs when the OXL is activated.

In the first part of Figure 6 three time curves of the generator excitation current are shown. The red graph is the excitation current of AVR without OXL, the blue one - the excitation current of AVR with OXL, and the black one - the rated excitation current of the synchronous generator. The second part shows two curves: the red one is the voltage on the synchronous generator bus bar without OXL; the blue one - the bus bar voltage of the generator with OXL. The last part shows the OXL voltage which occurs when the OXL is activated.

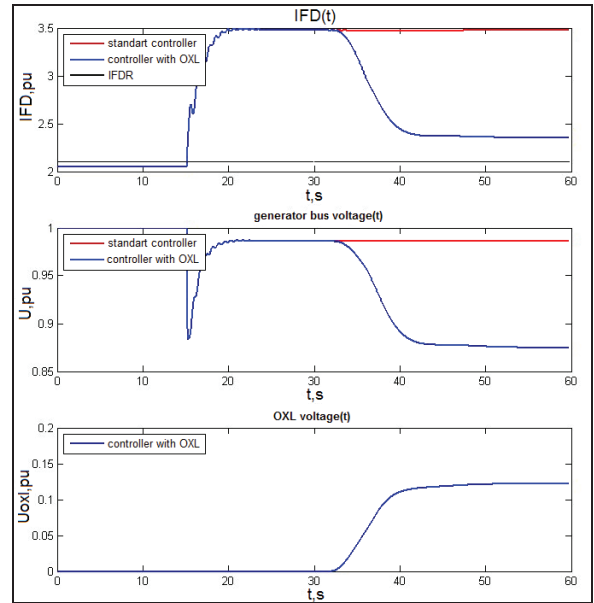


Figure 6. Time curves of x generator with the AVR+OXL system

Hence, this function helps to analyse the OXL functionality and to evaluate the advisability of its use for generators in power grids. In the considered example OXL functions appropriately and limits the excitation current. Therefore, it could be built into the AVR of the considered synchronous generator.

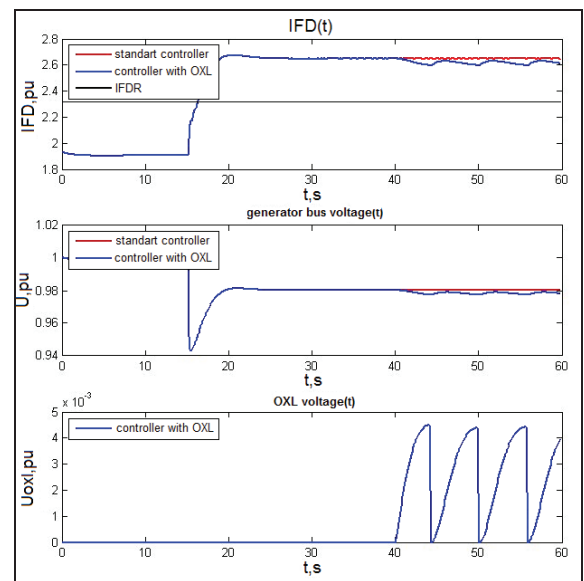


Figure 7. Time curves of y generator with AVR+OXL system

Figure 7 shows the OXL functionality for another generator. As one can see, when the excitation current decreases the OXL no longer functions. The excitation current in this example raises and activates the OXL again. Therefore, the process repeats. Consequently, the oscillations occur in the regulation proses of the synchronous generator and, accordingly, in the magnitudes which are dependent on the OXL.

The OXL must not be used for this generator because it does not improve the functionality of the AVR, but instead it only makes the system instable.

#### IV. POWER GRID PLAUSIBILITY CHECK

To improve the reliability of a network model with the DSA system a network model must be checked for its plausibility. This is an important issue because poor modeling or inaccurate snapshot data could lead to power flow inconvergency of the network model or to the load flow which may not be realistic.

##### A. Concept of plausibility check

The developed MATLAB routines are able to analyse the main criteria for the evaluation of the power grid plausibility. Therefore, active and reactive power balances in the system, energy conversion efficiency ( $\eta$ ) of generators and loads, bus bar overloading, voltage angle difference of lines, and power balance on the slack node can all be checked. In addition, loads that have duplicate names are also identified.

Finally the original network model and modified network model with ZIP loads are compared and are represented as graphs.

##### B. Testing of plausibility check concept

The MATLAB routines automatically evaluate the plausibility of network elements and generate curves after the load flow simulation which help to assess the network plausibility.

To test this concept the same network model that was used to test the concept of the DSA system integration into a network model was used. First of all, active and reactive power balances of the power grid model were identified (Figure 8). Then, the generators and loads with  $\cos \phi$  less than 0.65 and slack nodes with overloading were displayed. Bus bars with an overloading of more than 10% from the rated voltage and lines with a voltage difference of more than  $20^\circ$  were also shown (Figure 9).

Finally, the power flows of the original network model and the model with a VSA system were analysed. Hence, the active and reactive powers of the generators and loads of both models were compared and displayed (Figure 10). In addition, the voltage difference of generator and load bus bars of both models were shown (Figure 11).

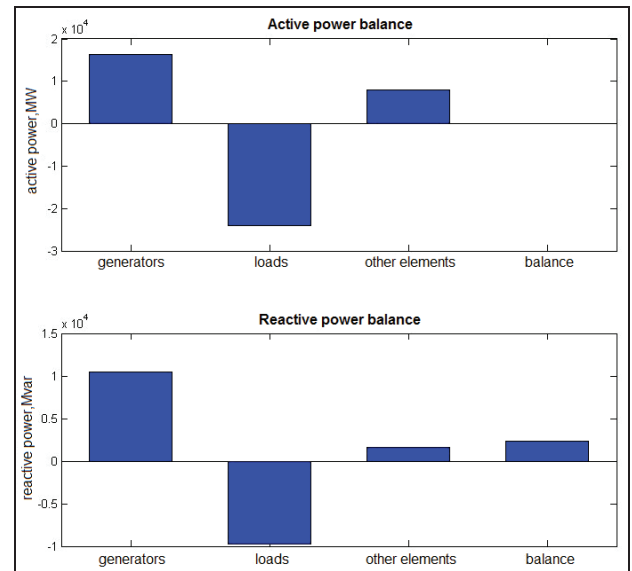


Figure 8. Active and reactive balances in the network model

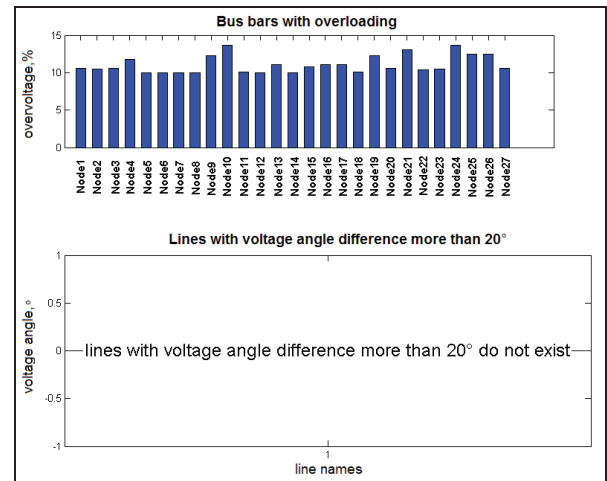


Figure 9. Bus bars with overloading and lines with voltage angle difference more than  $20^\circ$

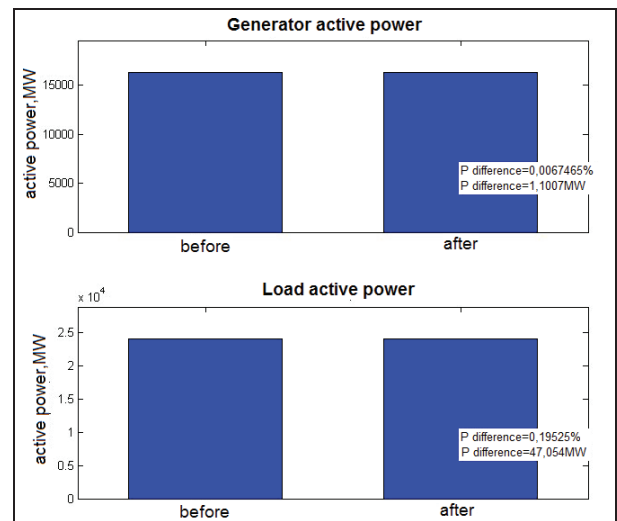


Figure 10. Active power of generators and loads in original and VSA network models

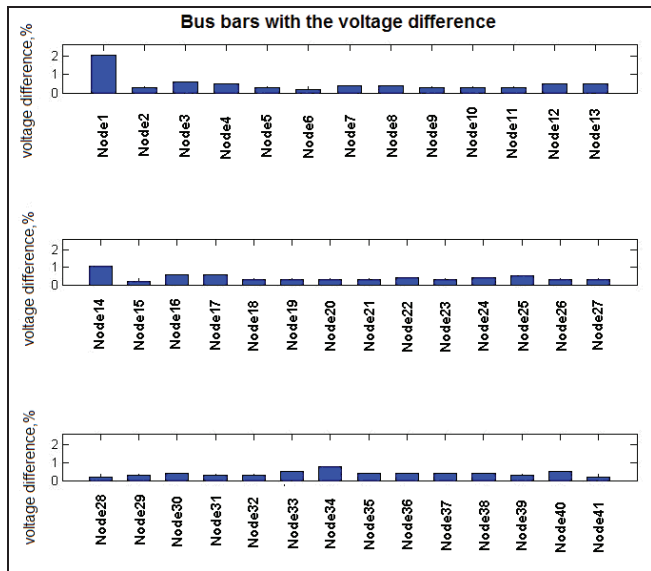


Figure 11. Bus bars with the voltage difference in the original and VSA network models

## V. CONCLUSIONS

In this work a new procedure for integration of electrical network simulation models with the DSA system was developed in MATLAB. Therefore, standard DSA index models could be completely automatically integrated into an electrical network model. The test network model and procedure for testing the OXL functionality was also developed. In addition, the method for checking the plausibility of the network power flow was created. Finally, a manual with the necessary steps for using the developed software was written.

The developed procedures for the DSA system and OXL integration and the evaluation of the network plausibility were successfully tested in the different power grid simulation models. Therefore, it was established that the considered large network model with different areas responds to all criteria of stability and plausibility. In addition, the OXL functionality was tested in two standard AVR models of another network model (Figure 5).

The MATLAB prototype that was developed as part of this work was later used in the development of the software SIGUARD® DSA [20] by Siemens AG.

Nevertheless, the procedures in MATLAB could be further developed, e.g. more stability criteria or new DSA indices may be implemented in MATLAB routines in the future. The settings of the OXL could also be improved and changed.

## REFERENCES

- [1] F. Birol, "WORLD ENERGY PROSPECTS AND CHALLENGES", The University of Melbourne, Australia, 2005.
- [2] North American Electric Reliability Corporation (NERC), "Reliability Concepts", Version 1.0.2, December 2007.
- [3] C. Romeis, "Dynamische Schutzsimulation im Rahmen von Netzsicherheitsrechnungen", Friedrich-Alexander-Universität Erlangen-Nürnberg, Erlangen, 2011.
- [4] M. Eremia, "Electric Power Systems, Electric Networks", Romanian Academy, Romania, ISBN 973-27-1323-2, 2006.
- [5] P. Kundur, "Power System Stability and Control", McGraw-Hill Inc., 1994.
- [6] P. Kundur et al., "Definition and Classification of Power System Stability", IEEE TRANSACTIONS ON POWER SYSTEMS, 2004.
- [7] C. P. Steinmetz, "Power control and stability of electric generating stations", AIEE Trans., vol. XXXIX, Part II, July 1920.
- [8] AIEE Subcommittee on Interconnections and Stability Factors, "First report of power system stability," AIEE Trans., 1926.
- [9] I. Chychykina, S. Rusitschka, B. Zafirov, T. Bopp, A. Leonide, "Secured critical situation prevention "hosting capacity", Shock Absorption WAMCS", Deliverable 6.3, SIEMENS AG, UE AFTER, Germany, 2014.
- [10] T. Van Cutsem, C. Vournas, "Voltage Stability of Electric Power Systems", Norwell, MA: Kluwer, 1998.
- [11] T. Steinmetz, "Ungleichförmige und zufällig geführte Mehrfachleitungen in komplexen, technischen Systemen", Germany, 2006.
- [12] C. O. Heyde, "Dynamic Voltage Security Assessment for On-Line Control Room Application", Magdeburg, 2010.
- [13] PSS®NETOMAC: Dynamic System Analysis. [www.siemens.com/PSSE@NETOMAC](http://www.siemens.com/PSSE@NETOMAC)
- [14] Software Documentation of PSS®NETOMAC, "Calculating, Analyzing and Optimizing the Dynamics of Electrical Power Systems in Time and Frequency Domain", Germany.
- [15] I. Chychykina, "Aufbau eines Inbetriebnahmeprotokolls für die Einbindung neuer Netzmodelle in ein SIGUARD®-DSA System", Magdeburg, 2011.
- [16] A. Orths, "Multikriterielle, optimale Planung von Verteilungsnetzen im liberalisierten Energiemarkt unter Verwendung von Spieltheoretischen Verfahren", ISBN 3-929757-57-5; 2003.
- [17] J. Jäger, R. Lubiatowski, G. Ziegler and R. Krebs, "Protection Security Assessment for Large Power Systems", IEEE Bucharest Power Tech Conference, Bucharest, Romania, June – July 2009.
- [18] IEEE Task Force on Excitation Limiters, "Recommended Models for Over-Excitation Limiting Devices", IEEE Transactions on Energy Conversion, Vol.10 No.4, 1995.
- [19] IEEE Std C50.13-2005, "Standard for Cylindrical-Rotor 50 Hz and 60 Hz Synchronous Generators Rated 10 MVA and Above", 2005.
- [20] SIGUARD® DSA Dynamic Security Assessment. [www.siemens.com/SIGUARD@DSA](http://www.siemens.com/SIGUARD@DSA)
- [21] PSS®SINCAL: Utility and Industry System Analysis. [www.siemens.com/PSSE@SINCAL](http://www.siemens.com/PSSE@SINCAL)

# Information Parameters of Electrical Quantities of the Transient for Determining the Single-Phase Earth Fault Location in Cable Medium-Voltage Systems

Vladimir Shuin

Department of Electric power systems automatic control  
Ivanovo State Power University  
Ivanovo, Russia

Galina Filatova

Department of Electric power systems automatic control  
Ivanovo State Power University  
Ivanovo, Russia  
filatova2505@gmail.ru

**Abstract** — Rapid fault determination of single-phase earth fault (SPEF) and SPEF location on the line are extremely important for the speedy elimination of damage and restoring normal operation of the power supply. Effective methods of SPEF determination on the cable lines under voltage do not still exist in medium voltage networks. The electrical values of the transition process that occurs during the breakdown of the insulation can be used for solving the problem of determining the place of single-phase including self-eliminating faults. The best method to study the electromagnetic transients at SPEF in medium-voltage networks and to identify the information parameters, which can be used for distant SPEF determination, is a combination of analytical methods on the basis of simplified models of the electrical networks and the method of computer simulation.

**Keywords**— *power distribution networks of medium voltage, determination of the single-phase earth fault place, computer simulation.*

## I. INTRODUCTION

SPEFs are the predominant type of breaks in cable insulation in medium voltage networks (up to 85-90% of all electrical damage in cable lines, generator and electromotor stator coils) and are often the principal cause of accidents involving significant economic damage [1, 2, etc.]. Rapid determination of the damaged item and SPEF location in the cable line is extremely important for the speedy elimination of damage and restore normal operation of the power supply. According to the requirements of [3] the search and identifying the damaged element with SPEF in generator voltage electrical networks must not exceed 2 hours and in a networks powered by step-down substation buses — 6 hours.

However, for the above specified time of searching a damaged item significant part of SPEF enters phase short-circuit (SC), switched off by short-circuit relay protection. The latter is connected to the fact that much of the SPEF in medium-voltage cable networks, especially in the initial stage of the damage, has intermittent character, accompanied by a significant overvoltage on the healthy phases and the increase

in the rms value of the current at the fault location even in resonant earthed neutral networks. Overvoltage covering all electrically communicated network increases the effective current in SPEF location and causes transitions in double and shared ground fault or short circuit in the breakdown of the insulation.

The suddenness of a power failure of consumers in most industries is the main cause of damage arising as a result of SPEG. Therefore, improving the reliability of electricity supply and the reduction of losses due to the SPEF is possible when the time required to SPEF location determination is dramatically reduced.

Solving this problem is actual for cable medium-voltage networks of urban power supply and for complex configuration cabling of power supply enterprises of certain industries (e.g., ferrous and nonferrous metallurgy, pulp and paper, automotive, and others.).

## II. STATEMENT OF THE PROBLEM

Because of the small values of the steady-state fault current in electrical medium-voltage networks, working with isolated neutral, or with high resistance earthed or compensated capacitive currents, and the lack of dependence of this current on the distance between the place of SPEF and the installation place of fault locator for cable networks so far there is no actual use of effective methods of determining the SPEF place (location) on lines under operating voltage. In addition, the use of steady-state components of SPEF electrical quantities does not allow to determine the place of the most dangerous arc alternating SPEF, as well as short-term self-extinguishing faults.

At short-term self-extinguishing faults the free part of the transition process dominates in the phase currents and voltages and zero sequence components, the values of which, in contrast to the steady-state components of SPEF, depend strongly on the distance from the SPEF place to the supply buses. Therefore, to determine the place of short-term self-extinguishing faults it is preferable to use transient current and

voltage (the so-called parametric methods of determining the place of the earth faults). It should be noted that the problem of determining the place of short-term self-extinguishing fault using the components of the transition process automatically solves the problem of determining the place of stable and more dangerous for the network arc alternating SPEF.

The aim of this work is to identify the most effective, in our opinion, information parameters of electrical quantities of the transition process, containing the dependence on the distance to the place of SPEF, and study the effect of various factors confounding measurement of electrical quantities.

### III. PARAMETRICAL METHODS OF SPEF LOCATION DETERMINATION

The advantage of parametrical SPEF determination compared to other distant methods is that there is no need to use generators probe pulses and there is no problem of the generator connection to the cable line under voltage. Parametrical methods of distant SPEF determination are, in our view, the only possible solution for the problems of searching short-term self-extinguishing breakdowns location. Therefore, the use of parametric methods based on the use of electrical quantities of the transition process is the most promising way to solve the problem of determining the place of SPEF, including short-term self-extinguishing insulation breakdown in cable networks.

The most common methods of distant SPEF determination and their main shortcomings are described in this paper.

The method discussed in [4 – 6] is based on the determination of the maximum derivative of the faulted phase voltage at the initial time of the SPEF.

This method, in our opinion, has a number of disadvantages connected with equivalent circuit used, which does not give a fairly accurate description of the transition process at SPEF, as it does not consider the difference loop resistance "phase – phase" and "phase – earth", the influence the active resistance of cable lines, the transient fault resistance and frequency dependent lines inductance. In practice the real fault location devices for calculated dependences to determine the location of the fault more complete and accurate models of the system being monitored are used. In addition, the studies did not investigate the influence of transition resistance at the fault location on the accuracy of measuring the distance to the fault.

It is also known that the transient current and faulted phase voltage at SPEF contains two main frequency components: the discharging related to the discharge of the faulted phase capacity, and charging related to unfaulted capacitance recharge of SPEF mainly. The frequency of the discharge component depends on the distance to the SPEF place. The frequency of the charging component is mainly determined by the inductance of the power supply. Therefore, a significant impact on the accuracy of measuring the distance to the fault has a working frequency range of the fault location devices not reflected in [4 - 6].

The method based on the use of ratios of current and voltage transient for the faulted phase line at SPEF is proposed in [7]

In [7] the influence of transition resistance at the fault place on the accuracy of measuring the distance to SPEF is not investigated. The difference between circuit inductance "phase - phase" and "phase - earth," the impact of active resistance lines of the network are not taken into account. There are no recommendations for the dependence of calculated values of lines inductances on the frequency of the transition process, and others. Therefore estimates of the errors of the method presented in [7] (the order of a few percent) are questionable.

The method proposed in [8] is substantiated results of field experiments conducted in real networks. Artificial SPEFs on the power line at different distances from the buses were organized by connections to the "ground" of one phase under voltage through a special spark gap. Parameters of the transition process, which contain information about the distance to the fault place ( $L_{SPEF}$ ) were identified by the oscillograms at SPEF.  $T_F$  – time proportional to the rise time of the transition curve of current through the high-resistance grounding resistor determined from the beginning of the transition process until the first maximum value – was accepted as the most informative feature that characterizes SPEF location. After processing waveforms showing the dependence of  $T_F = f(L_{SPEF})$ , the operating personnel can determine the distance to the SPEF place in the service of overhead lines.

The considered method is focused on the use of air networks grounded through a high resistor. In [8] the effect of various factors on the measurement accuracy of the SPEF place, incl. transition resistance, is not considered.

### IV. METHODS OF TRANSIENTS ANALYSIS IN THE CABLE MEDIUM VOLTAGE NETWORKS

Considering the limits of the experiments in the existing electrical and physical modeling, as well as in connection with the development of effective systems of universal mathematical modeling (for example, MATLAB with the extension package SIMULINK [11]), the most powerful tool for the quantitative analysis of transients at SPEF in electrical medium voltage networks is a computer simulation. the use of which, however, is limited by the infinite number of settlement options, connected to the specific combinations of influencing factors.

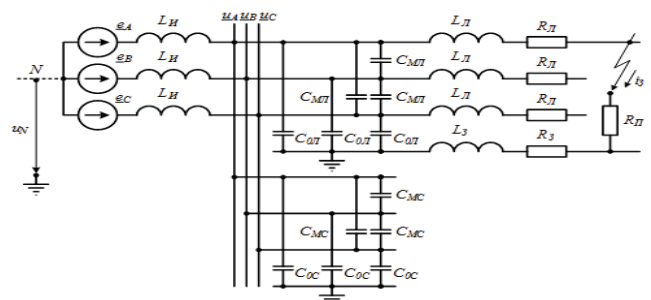


Figure 1. Dual-frequency equivalent circuit of the cable medium voltage networks [9] for the study of transients at SPEF

The difficulty of obtaining an analytic solution is primarily determined by the complexity of the design adopted by the equivalent circuit of the network for the study of transients at SPEF. The complexity of the calculation of the equivalent circuit electrical network depends on the purpose of research transients at SPEF and the related necessity of accounting the various stages of SPEF development.

In this paper the dual-frequency equivalent circuit (Fig 1) and the equivalent complex circuit process at SPEF, contained in [9, 10] are used to identify information parameters suitable in fault location devices in cable networks and to study the influencing factors.

To solve the problem of distant SPEF location determination any quantities, which parameters depend on the distance to the fault, can be used. For electric quantities of the transition process at SPEF the following quantities are:

- transient zero-sequence current and its free components;
- transient zero-sequence voltage and its free components.

The faulted phase current at SPEF, and the faulted phase voltage also depend on the distance to the fault place. Thus, except the zero sequence components of transient process at SPEF for SPEF location determination the current and voltage of the faulty phase faulted line may be used. The calculated transition zero sequence current and its free discharge component waveforms dependent on the distance to the SPEF place received by using the analytical expressions are obtained in Fig. 2 and 3.

#### V. NORMALIZATION OF ELECTRICAL QUANTITIES IN TRANSITIONS

The amplitudes of the components of the free and full currents and voltages of the transition process and the parameters that can be used to determine the location of SPEF depend not only on the distance from fault location, but also on the initial phase of the insulation breakdown  $\varphi$ .

The above dependence for currents is illustrated by the calculated waveforms obtained by the equivalent models (Fig. 4).

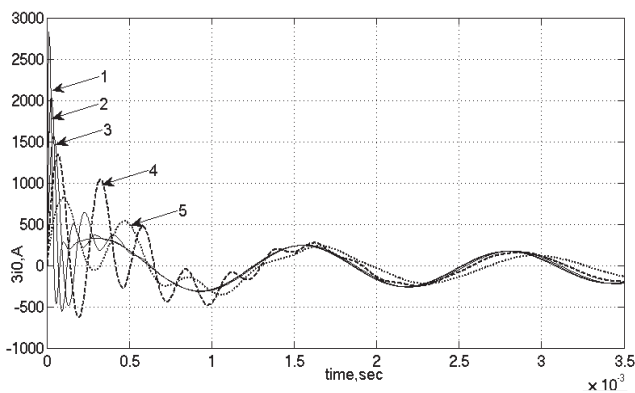


Figure 2. Calculated dependence of the transient current on the distance to the SPEF place for network  $U_{nom} = 6 \text{ kV}$  and  $I_{\Sigma} = 30 \text{ A}$ :  
1 -  $L = 0,2 \text{ km}$ ; 2 -  $L = 0,5 \text{ km}$ ; 3 -  $L = 1 \text{ km}$ ; 4 -  $L = 2 \text{ km}$ ; 5 -  $L = 5 \text{ km}$

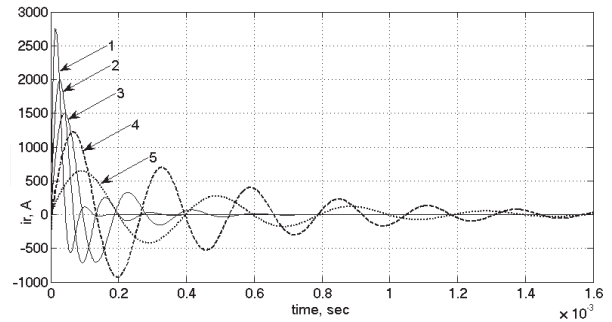


Figure 3. Calculated dependence of the discharge transient current on the distance to the SPEF place for network  $U_{nom} = 6 \text{ kV}$  and  $I_{\Sigma} = 30 \text{ A}$ :  
1 -  $\varphi = 90^\circ$ ; 2 -  $\varphi = 45^\circ$ ; 3 -  $\varphi = 30^\circ$ ; 4 -  $\varphi = 5^\circ$

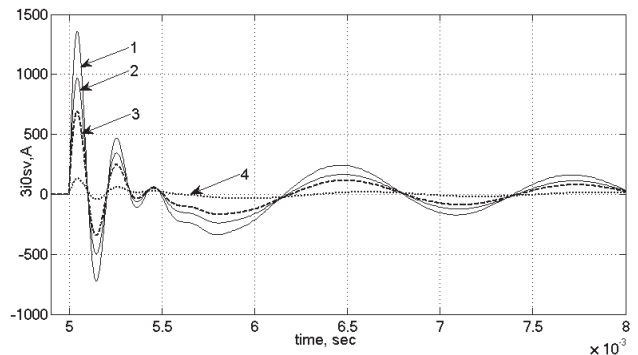


Figure 4. Calculated dependence of the transient current on the distance to the SPEF place for network  $U_{nom} = 6 \text{ kV}$  and  $I_{\Sigma} = 30 \text{ A}$ :  
1 -  $\varphi = 90^\circ$ ; 2 -  $\varphi = 45^\circ$ ; 3 -  $\varphi = 30^\circ$ ; 4 -  $\varphi = 5^\circ$

To eliminate the dependence of the electrical quantities parameters during the transition process from the initial phase of the insulation breakdown the usage of normalized values of the free current and voltage is necessary.

Free transient current and voltage amplitudes at the time of the SPEF presence on the faulted phase voltages close to the maximum is proportional to the value of  $\sin\varphi$ .  $\sin\varphi$  value can be calculated according to the value of  $U_{max}$  at mode previous to SPEF and the voltage on the faulted phase at the time of the insulation breakdown

$$\sin\varphi = \frac{u(0)}{U_m} = \frac{U_m \sin\varphi}{U_m} \quad (1)$$

Fig. 5 shows the calculated dependence of the normalized values of the free components of the transient current  $3i_0$  during SPEF.

Fig. 5 shows that the proposed approach to the valuation of the measured values of electrical quantities of the transition process virtually eliminates the dependence of the parameter information from the initial phase of an insulation fault  $\varphi$ , but gives significant errors at small angles of the breakdown in the order of  $5-10^\circ$ . Considering that vast majority of insulation breakdown occurs when the values of the angle  $\varphi$  close to  $\pi/2$  these errors can be considered insignificant.

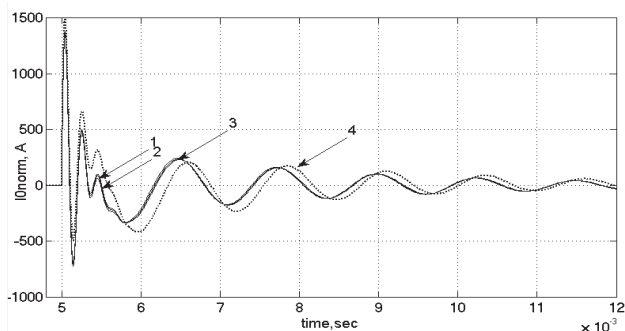


Figure 5. Calculated dependence of the normalized transient current on the distance to the SPEF place for network  $c U_{nom} = 6 \text{ kV}$  and  $I_{\Sigma} = 30 \text{ A}$ :  
 1 –  $\varphi = 90^\circ$ ; 2 –  $\varphi = 45^\circ$ ; 3 –  $\varphi = 30^\circ$ ; 4 –  $\varphi = 5^\circ$

## VI. KEY FACTORS THAT DISTORT MEASUREMENT OF INFORMATION PARAMETER OF TRANSIENT ELECTRICAL QUANTITIES AT SPEF

The main factors affecting the accuracy of measurement of electrical quantities information parameters of the transition process at SPEF, include:

- transient resistance at the fault place  $R_f$ ;
- value of the total capacitive current of the network  $I_{\Sigma}$ ;
- inductance of the power supply;
- grounding mode of the network.

Computer analysis of medium-voltage cable networks showed that the amplitude and duration of the first half-wave transition of the residual current and the transient current in the faulty phase faulted line essentially depend on the transition resistance in place of SPEF and the value of the total capacitive current of the network. That is why the use of such information parameters can lead to significant errors in the evaluation of the distance to the SPEF place. The initial values of the second derivative of the faulted phase voltage and the second derivative of the zero-sequence voltage also depend significantly on the total capacitive current.

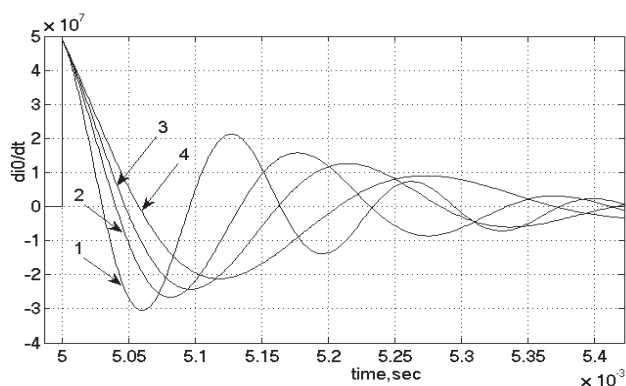


Figure 6. Calculated dependence of the normalized derivative of free transient zero-sequence current  $3i_0$  on capacitive current for network  $U_{nom} = 6 \text{ kV}$  и  $I_{\Sigma} = 30 \text{ A}$ ,  $L = 0,8 \text{ km}$   $\varphi=90^\circ$ : 1 –  $I_{\Sigma} = 10 \text{ A}$ ; 2 –  $I_{\Sigma} = 20 \text{ A}$ ; 3 –  $I_{\Sigma} = 30 \text{ A}$ ; 4 –  $I_{\Sigma} = 50 \text{ A}$

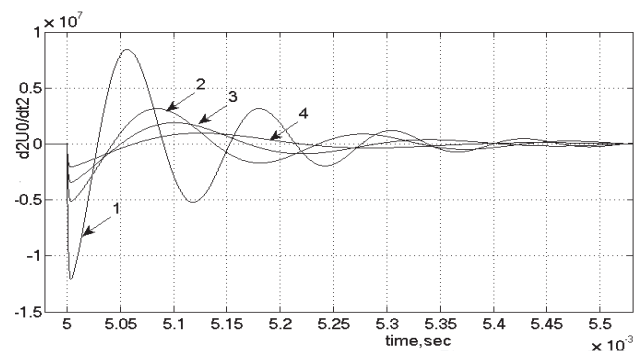


Figure 7. Calculated dependence of the normalized second derivative of free transient zero-sequence voltage  $3u_0$  on capacitive current for network  $U_{nom} = 6 \text{ kV}$  and  $I_{\Sigma} = 30 \text{ A}$ ,  $L = 0,8 \text{ km}$   $\varphi=90^\circ$ : 1 –  $I_{\Sigma} = 10 \text{ A}$ ; 2 –  $I_{\Sigma} = 20 \text{ A}$ ; 3 –  $I_{\Sigma} = 30 \text{ A}$ ; 4 –  $I_{\Sigma} = 50 \text{ A}$

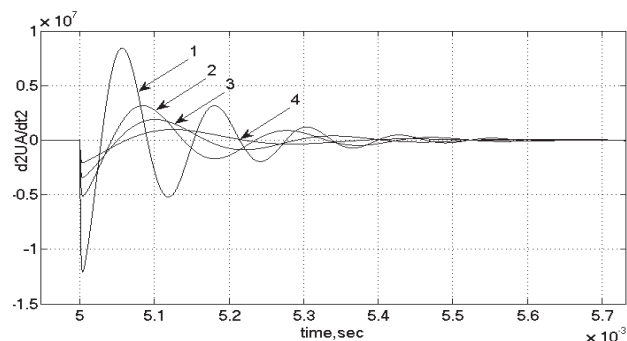


Figure 8. Calculated dependence of the normalized second derivative of free transient phase voltage  $U_A$  on capacitive current for network  $U_{nom} = 6 \text{ kV}$  и  $I_{\Sigma} = 30 \text{ A}$ ,  $L = 0,8 \text{ km}$  and  $\varphi=90^\circ$ : 1 –  $I_{\Sigma} = 10 \text{ A}$ ; 2 –  $I_{\Sigma} = 20 \text{ A}$ ; 3 –  $I_{\Sigma} = 30 \text{ A}$ ; 4 –  $I_{\Sigma} = 50 \text{ A}$

These factors do not allow to provide high accuracy measurement using the maximum value of information derived zero sequence voltage and the voltage of the faulty phase at the leading edge of the first half-wave of the specified values as information parameters. Fig. 6 – 8 show the dependence of various electrical quantities of the total capacitive current network.

The computer analysis shows that the most informative value for problem of distant SPEF determination is the initial value of derivative of the current  $3i_0'$ , which depends only on the distance to the SPEF place, and varies in direct proportion to the distance. This is confirmed by the results of mathematical modeling and simulation of simplified models of medium voltage cable networks (Fig.9).

## VII. ABOUT OBTAINED RESULTS

The above assessment of the effectiveness of using different information parameters of transition electrical quantities for SPEF location determination in medium-voltage cable networks obtained on the basis of the simplified analytical solutions and computer simulations using a fairly simple model of medium-voltage networks. The actual configuration of cable networks systems, urban and industrial power supply, as well as the distributed nature of the line parameters, can make significant adjustments in the results and evaluation. Investigation of influence of the network configuration, the distributed nature of the line parameters and other features of the real medium-voltage cable networks should make, in our opinion, the subject of further research.



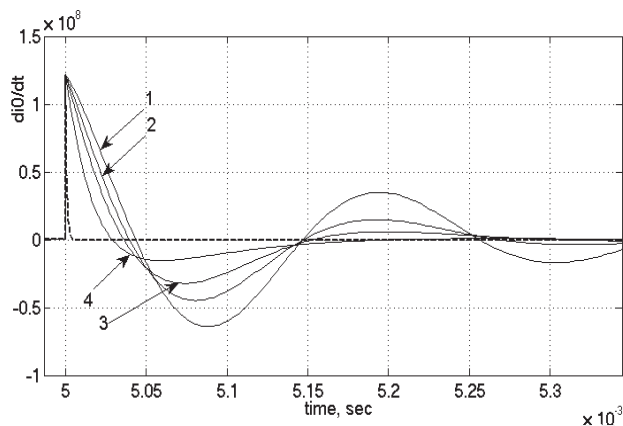


Figure 9. Calculated dependence of the normalized derivative of free transient zero-sequence current  $3i_0$  on transient resistance for network  $U_{nom} = 6$  kV And  $I_{C\Sigma} = 30$  A,  $L = 0,8$  km  $\varphi=90^\circ$ : 1 –  $R_t = 0,1$  Ohm; 2 –  $R_t = 1$  Ohm; 3 –  $R_t = 2$  Ohm; 4 –  $R_t = 5$  Ohm

### VIII. CONCLUSIONS

1. The most effective method for the study of electromagnetic transients at SPEF in medium-voltage networks in order to identify the information parameters that can be used to solve the problem of distant SPEF place determination, is a combination of analytical methods on the basis of simplified models of electrical networks and computer simulation.

2. From these analytical relations [9] for electric quantities of the transition process at SPEF the following quantities are:

- transient zero-sequence current and its free components;
- transient zero-sequence voltage and its free components.
- faulted phase current at SPEF, and the faulted phase voltage which parameters also depend on the distance to the fault place.

3. To eliminate the dependence of the information parameters of electrical quantities of the transition process from the initial phase of the insulation breakdown for distant SPEF determination normalized values of the free component of transient currents and voltages must be used. Normalized values are obtained by multiplying the measured values by the ratio of the amplitude of the phase voltage to the initial value of the faulted phase voltage at the time of the insulation breakdown.

4. The main factors affecting the accuracy of measurement of electrical quantities information parameters of the transition process at SPEF, include:

- transient resistance at the fault place  $R_t$ ;
- value of the total capacitive current of the network  $I_{C\Sigma}$ ;
- inductance of the power supply;
- grounding mode of the network.

5. The analytical solutions show that the most informative value for problem of distant SPEF determination is the initial value of derivative of the current  $3i_0$ , which depends only on the distance to the SPEF place, and varies in direct proportion to the distance.

### REFERENCES

- [1] F.A. Likhachev. Ground fault. Earth fault in networks with isolated neutral and compensated capacitive currents, Moscow, Energiya, 1971.
- [2] G. Oberdorfer Earth fault and control, Moscow, Energoizdat, 1932.
- [3] Rules of technical operation of electrical installations, Moscow, NTs ENAS, 2007.
- [4] V.E. Kachesov, L.V. Kvirishvili "On-line diagnostics of distribution networks: a problem of recognition of single-phase-earth fault in networks with resonant-grounded neutrals" in *Elektrichestvo [Electricity]*, 2010, № 12, pp. 8-18.
- [5] V.E. Kachesov "Method for determining the area of single-phase fault in the distribution network under the working voltage" in *Elektrichestvo [Electricity]*, 2005, №6, pp. 9-18.
- [6] V.E. Kachesov, V.Yu. Lavrov, A.B. Cherepanov "Parametric method for determining the distance to the fault in the distribution network" in *Elektricheskie stantsii [Electric stations]*, 2003, № 8, pp.37-43.
- [7] E.R. Bayburin "Improving the reliability of rural electric network 6 (10) kV based on the operational definition of the injury at single-phase earth faults in the parameters of the transition process without switching off consumers" DS diss., Ufa, 2002.
- [8] A.I. Shalin "Determination of the place of earth fault on overhead lines 6-35 kV Features appearance and protection devices" in *Novosti Elektrotehniki [News of Electrical Engineering]* 2005, №1 (31), pp. 73-75.
- [9] V.A. Shuin "Theory and practical implementation of protection of single-phase ground fault, based on the use of transients in electrical networks 3-35 kV" in DS diss., Moscow, VNIIE, 1994.
- [10] V.A. Shuin The initial phase relations of electrical quantities of the transition process to earth faults in cable networks 3-10 kV" in *Elektrichestvo [Electricity]*, 1991. № 10, pp. 58-61.
- [11] D. Smith Engineering Computation with MATLAB, Pearson Education Inc, 2013.

# Selection of actuating quantity for single-phase earth fault current protections of medium-voltage cable system

T. Vinokurova, O. Dobryagina, E. Shagurina, V. Shuin  
Electric power systems automatic control department  
Ivanovo State Power Engineering University, ISPEU  
Ivanovo, Russian Federation  
dobryagina\_oa@mail.ru

**Abstract** - zero sequence current protection gained widespread practice in capacity of single-phase earth faults protection in medium-voltage cable systems. The actuating quantity of digital zero sequence current protection is root-mean-square value of entering current. However, half-period average value of current increases during arcing intermittent single-phase earth faults in a lesser degree, than root-mean-square value. For this reason transient stability of Zero sequence current protection's functioning depends on type of actuating quantity used in current measuring element. The report provides a comparison of effective usage in microprocessor-based zero sequence current protection root-mean-square and half-period average value of entering currents as an actuating quantity.

**Keywords** - single-phase earth fault, zero sequence current protection, cable systems, cable systems with insulated neutral, cable systems with high-resistance grounding, actuating quantity.

## I. INTRODUCTION

Zero sequence current protection (ZSCP) gained widespread practice in capacity of single-phase earth faults (SPEF) protection in medium-voltage cable systems (in Russia – 6 - 20 kV). ZSCP can be divided into two main groups according to type of actuating value:

1) ZSCP with current measuring element (CME), sensing changes in root-mean-square value of entering current in observed time step (action time);

2) ZSCP with CME, sensing changes in half-period average value entering current (rectified value of entering current) in observed time step.

The actuating quantity of digital ZSCP is root-mean-square value of entering current. It is known (for example, [1]), that half-period average value of current increases during arcing intermittent SPEF in a lesser degree, than root-mean-square value. For this reason transient stability of ZSCP's functioning depends on type of actuating quantity used in CME. Taking this into consideration, the comparison of effective usage in microprocessor-based ZSCP root-mean-square and half-period average value of entering currents as an actuating quantity attracts interest.

## II. CONDITIONS OF PRACTICAL APPLICATION ZSCP IN 6 - 10 kV CABLE SYSTEMS

Unconditionally to grounding mode, operative current of ZSCP in medium-voltage cable systems must be selected according to the offset from internal capacitive current in protected zone in event of external SPEF [2, 3 and etc.]

$$I_{0.p.o} \geq K_{ofs} K_{tran} I_{C.int}, \quad (1)$$

where  $K_{ofs} = 1,2 - 1,3$  – offset ratio;  $I_{C.int}$  – internal capacitive current in protected zone in event of SPEF;  $K_{tran}$  – ratio, included current increase in undamaged feeder caused by free component of transient process during arcing intermittent SPEF (often called capacitive current rush ratio during SPEF  $K_{rush}$ ) and it is assumed to 4 - 5 in protection with electromechanical current relay, 2 - 2,5 – with microelectronic current relay or microprocessor-based terminals [example, 2 – 4]).

ZSCP's sensitivity in 6-10 kV systems with insulated neutral during internal SPEF:

$$K_s = (I_{C\Sigma.min} - I_{C.int}) / I_{0.p.o} \geq K_{s.min}, \quad (2)$$

where  $I_{C\Sigma.min}$  – total capacitive current of system in a minimal calculation;  $K_{s.min}$  – sensitivity ratio minimal accepted value (1,2 for signal-operating protection and 1,5 for trip-operating protection).

From (1) and (2) comes the condition of ZSCP's feasibility in neutral isolated systems:

$$I_{C.int}^* = I_{C.int} / I_{C\Sigma} \leq 1 / (1 + K_{ofs} K_{tran} K_{s.min}), \quad (3)$$

In cable systems 6 - 10 kV, operating with high-resistance grounding provided  $R_N = X_{C\Sigma} = U_{nom} / \sqrt{3} I_{C\Sigma}$  the ZSCP's feasibility condition is given by

$$I_{C_{int}^*} = \frac{I_{C_{int}}}{I_{C_{\Sigma}}} \leq \frac{\sqrt{2(K_{ofs}K_{tran}K_{s_{min}})^2 - 1} - 1}{(K_{ofs}K_{tran}K_{s_{min}})^2 - 1}. \quad (4)$$

In cable systems of medium voltage with insulated neutral, provided  $K_{ofs} = 1,2$ ,  $K_{s_{min}} = 1,2 - 1,5$  and  $K_{tran} = 2,5 - 5$ , from (3) comes that ZSCP's selectivity and sensitivity conditions are realized on feeders with internal capacitive current  $I_{C_{int}}$  less than  $\sim 10-22\%$  of the whole electrically connected system's total capacitive current  $I_{C_{\Sigma}}$ , cable systems 6 - 10 kV operating with high-resistance grounding, provided  $K_{ofs} = 1,3$ ;  $K_{s_{min}} = 1,2 - 1,5$  and  $K_{tran} = 2,5 - 5$ , from (4) comes that  $I_{C_{int}}$  is less than  $\sim 13 - 32\%$  of  $I_{C_{\Sigma}}$ , that limits ZSCP's feasibility on 6 - 10 kV electrical systems' objects.

From (3) and (4) comes that ZSCP's sensitivity and its feasibility conditions are largely depend on the value of  $K_{tran}$ -ratio. The less  $K_{tran}$  value, the more ZSCP's sensitivity and the wider its feasibility range. The value of  $K_{tran}$  is largely depends on the type of actuating quantity used for ZSCP's current measuring element.

### III. RANGE AND ROOT-MEAN-SQUARE VALUE OF NEUTRAL CURRENT DURING ARCING INTERMITTENT SPEF IN 6 - 10 kV CABLE SYSTEMS WITH INSULATED NEUTRAL

Review of range aspects and root-mean-square value of current's assessment during arcing intermittent SPEF were carried out for cable system with  $U_{nom} = 6$  kV, operating with insulated neutral, provided total capacitive current's different values  $I_{C_{\Sigma}} = 5 \dots 30$  A. System's simulation models were built in Matlab medium with help of Simulink и SimPowerSystem packages.

Peak amplitude transient current's rushes appear generally during SPEF close to busbars of nourishment center (NC). Taking this into account, arcing intermittent SPEF were simulated on NC's busbars, in accord with W. Petersen's theory [5] (with extinction of grounding arc during the first zero crossing of transient current's charging part and restrikes every 10 ms) and in accord with J. Peters and J. Slepian's theory [6] (with extinction of arc during the first zero crossing of mains frequency part and restrikes every 20 ms). During each calculation experiment oriented on range's analysis the ratio of root-mean-square value of mains frequency 50 Hz part to the system's total capacitive current  $I_{50}/I_{C_{\Sigma}}$  (for undamaged feeder -  $I_{50}/I_{C_{int}}$  ratio) and  $I_{\Sigma}/I_{C_{\Sigma}}$  ratio (for undamaged feeder -  $I_{\Sigma}/I_{C_{int}}$  ratio) were estimated (tab. 1).

From tab.1 comes, that during arcing intermittent SPEF in accord with W. Petersen's theory  $I_{\Sigma}/I_{C_{\Sigma}}$  and  $I_{\Sigma}/I_{C_{int}}$  ratios, specifying the degree of transient process' impact on effective range of entering primary current in SPEF's location and in undamaged feeder, may reach values to 12 and more, growing with the declining of  $I_{C_{\Sigma}}$  and  $I_{C_{int}}$ . For the lowering of transient processes' influence on the stability of ZSCP's functioning it is necessary to use filters, swamping out zero sequence current's upper harmonics.

TABLE 1. RESULTS OF CURRENT'S RANGE ANALYSIS IN SPEF'S LOCATION AND CURRENT'S 3i0 IN UNDAMAGED FEEDER DURING ARCING INTERMITTENT SPEF IN 6 - 10 kV CABLE SYSTEMS WITH DIFFERENT VALUES OF TOTAL CAPACITIVE CURRENT  $I_{C_{\Sigma}}$

$I_{C_{\Sigma}}$ A	SPEF in accord W. Petersen's theory				SPEF in accord with J. Peters and J. Slepian's theory			
	Current in fault location		3i0 in undamaged feeder		Current in fault location		3i0 in undamaged feeder	
	$I_{50}/I_{C_{\Sigma}}$ r.v.	$I_{\Sigma}/I_{C_{\Sigma}}$ r.v.	$I_{50}/I_{C_{int}}$ r.v.	$I_{\Sigma}/I_{C_{int}}$ r.v.	$I_{50}/I_{C_{\Sigma}}$ r.v.	$I_{\Sigma}/I_{C_{\Sigma}}$ r.v.	$I_{50}/I_{C_{int}}$ r.v.	$I_{\Sigma}/I_{C_{int}}$ r.v.
5	3,26	31,84	3,26	38,67	0,80	14,99	0,80	17,08
10	2,48	19,06	2,48	31,38	0,79	10,50	0,78	15,61
15	2,85	17,26	2,84	25,33	0,80	8,56	0,79	11,55
20	2,81	14,60	2,81	18,59	0,80	7,37	0,78	8,88
30	2,64	11,71	2,68	11,99	0,80	6,01	0,80	6,11

In a majority of digital ZSCP's implementations in actuating quantity's shaping circuit band-elimination filters are used, tuned to  $50 \pm \Delta f$  Hz frequency. The ratio of 50 Hz part's effective range in transient and steady-state SPEF modes ( $I_{50}/I_{C_{\Sigma}}$  and  $I_{50}/I_{C_{int}}$  columns in tab. 1) specifies the peak capabilities of entering zero sequence currents' frequency filtering, when all harmonics, except mains frequency 50 Hz part, are swamped out by input filters (optimum filtration). From tab.1 comes that even with optimum filtration minimum  $I_{50}/I_{C_{\Sigma}}$  and  $I_{50}/I_{C_{int}}$  ratios range within 2,7 .. 3,3.

Peak values of  $I_{50}/I_{C_{\Sigma}}$  and  $I_{50}/I_{C_{int}}$  ratios determine the value of  $K_{tran}$  in (1). From the analysis' results comes that in ZSCP's calculations for 6 - 10 kV cable systems with insulated neutral the  $K_{tran}$  ( $K_{rush}$ ) values should be taken no less, than  $3,3 / K_{ofs} = 3,3 / 1,2 = 2,75$ , that is more, than the value recommended by existed approaches for digital ZSCP  $K_{tran} = 2,0 - 2,5$ . With some margin must take the  $K_{tran} \geq 3$ .

Taking  $K_{tran} = 3$ , from (1) and (2), provided  $K_{ofs} = 1,3$ ;  $K_{s_{min}} = 1,2$ , we'll get  $I_{C_{int}} \approx 0,17$ . Consequently, the feasibility range of digital ZSCP's, using as actuating quantity root-mean-square value of entering current's 50Hz part, in cable systems 6 - 10 kV is limited by feeders, which internal capacitive current is no more than 17% of systems' total capacitive  $I_{C_{\Sigma}}$ . According to study's [1] data, the proportion of such feeders on NC constitutes no more 70%.

### IV. HALF-PERIOD AVERAGE VALUES OF ZERO SEQUENCE CURRENT DURING ARCING INTERMITTENT SPEF IN 6 - 10 kV CABLE SYSTEMS WITH INSULATED NEUTRAL

In [1] it is shown that half-period average value of current in SPEF's location and neutral currents in undamaged feeders during arcing intermittent SPEF increases less than root-mean-square value. Taking this into account, an estimation of motivation for the use in ZSCP the half-period average value of controlled current in the capacity of actuating quantity attracts interest. Such solution, particularly, offered in [7].

An action of half-period average neutral current's value was examined on simulation models of 6 kV cable system with different values of total capacitive current  $I_{C_{\Sigma}}$  during arcing intermittent SPEF (tab. 2).

TABLE II. DEPENDENCE OF HALF-PERIOD AVERAGE VALUE IN FAULT LOCATION AND NEUTRAL CURRENT IN UNDAMAGED FEEDER DURING ARCING INTERMITTENT SPEF ON BUSBARS OF NC IN 6kV CABLE SYSTEM WITH INSULATED NEUTRAL WITH DIFFERENT  $I_{C\Sigma}$  VALUES

$I_{C\Sigma}$ , A	5	10	15	20	30
<i>SPEF in accord with W. Petersen's theory (extinction of arc during the 1-st zero crossing of transient current's charging part)</i>					
$I_{hpa,\Sigma} \cdot K_f / I_{C\Sigma}$ , r.v	3,57	3,36	3,01	2,75	2,42
$I_{hpa,und} \cdot K_f / I_{Cint}$ , r.v	6,28	5,37	4,29	3,49	2,62
<i>SEF in accord with W. Petersen's theory (extinction of arc during the 1-st zero crossing of transient current's charging part)</i>					
$I_{hpa,\Sigma} \cdot K_f / I_{C\Sigma}$ , r.v	5,85	3,89	3,17	2,88	2,98
$I_{hpa,und} \cdot K_f / I_{Cint}$ , r.v	6,45	4,39	3,47	3,05	3,03
<i>SPEF in accord with J. Peters and J. Slepian's theory</i>					
$I_{hpa,\Sigma} \cdot K_f / I_{C\Sigma}$ , r.v		3,12		2,53	2,21
$I_{hpa,und} \cdot K_f / I_{Cint}$ , r.v		3,4		2,6	2,15

From tab.2 comes that  $I_{hpa,\Sigma} K_f / I_{C\Sigma}$  and  $I_{hpa,und} \cdot K_f / I_{Cint}$  ratios ( $K_f = 1,11$  – sinusoidal current's form factor) reach peak values during arcing intermittent SPEF on busbars of NC in accord with W. Petersen's model with extinction of grounding arc during the first zero crossing of transient current's charging (mid-frequency) part and declines with increase of  $I_{C\Sigma}$ . That is also evident that ratios of half-period average neutral current's values during arcing intermittent SPEF and in steady-state mode are well below, than ratios of root-mean-square neutral current's values for pointed modes that, seemingly, gives lesser values of transient current's rush ratio  $K_{tran}$  in selection of ZSCP's operation value according to (1) and, relationally, allows to increase its sensitivity.

For the lowering the influence of transient currents on half-period average value of zero sequence current during arcing intermittent SPEF in ZSCP's implementations, sensing the half-period average value of entering current, as in ZSCP, sensing root-mean-square current's value, its necessary to use filters. However, simulation models analysis showed that input filters' usage decreases half-period average value to a far lesser degree, than root-mean-square value.

Particularly, using of band-elimination filter, separating a 50 Hz mains frequency, in input current circuits of cable systems with low values of total capacitive current ( $I_{C\Sigma} = 5 \dots 10$  A) the value of  $K_{tran}$  ratio may reach (3,5 – 4,5) /  $K_{ofs} = (3,5 - 4,5) / 1,2 = 2,92 - 3,75$ , i.e. more, than for root-mean-square values. With some margin must take the  $K_{tran} \geq 4$ . Application of low-frequency filters exerts similar influence.

The results of carried out experiments shows that using in digital ZSCPs half-period average current's value in the capacity of actuating quantity don't allows to decrease transient current's rush ratio  $K_{tran}$  in (1) and provide the decrease of analyzed SPEF protection's sensitivity in comparison with usage of root-mean-square value in the capacity of actuating quantity.

## V. RANGE AND ROOT-MEAN-SQUARE VALUE OF ZERO SEQUENCE CURRENT DURING ARCING INTERMITTENT SPEF IN 6 - 10 kV CABLE SYSTEMS WITH HIGH-RESISTANCE GROUNDING

High-resistance grounding in 6-10 kV cable systems is recommended for applying with total capacitive current  $I_{C\Sigma} = 3 \dots 7$  A [8 and etc.]. Earthing resistor's value is taken equal to the capacitive system's resistance:

$$R_N = X_{C\Sigma} = U_{nom} / \sqrt{3} I_{C\Sigma}. \quad (5)$$

When choosing the earthing resistor value in accord with (5), after grounding arc extinction capacity's almost full depletion is provided in a half-wavelength (10 ms) of utility frequency, that leads to the decrease of extension potential, which imposes on system during each arc extinction and follows restrikes of grounding overvoltage arc and transient current's rushes' amplitudes. That's why intermittent arcing SPEF in cable systems with high-resistance grounding is much less dangerous for system and damaged feeder than in systems with insulated neutral.

In each calculation experiment on the basis of range analysis the ratios of root-mean-square value of utility frequency's current to the current in SPEF's location were estimated  $I_{50} / I_p = I_{50} / \sqrt{(I_{C\Sigma}^2 + I_{a\Sigma}^2)} \approx \sqrt{2} I_{C\Sigma}$  (for an undamaged feeder  $I_{50} / I_{Cint}$ ) and ratio  $I_{\Sigma} / I_p$  (for an undamaged feeder  $I_{\Sigma} / I_{Cint}$ ) (tab. 3).

From tab. 3 comes that during arcing intermittent SPEF in accord with W. Petersen's theory root-mean-square value of current in undamaged feeder can be in 10 – 20 and more excess over internal capacitive current of protected feeder. The larger intervals between grounding arc's restrikes, the lower root-mean-square value of current.

TABLE III. RANGE ANALYSIS RESULTS OF CURRENT IN FAULT LOCATION DURING ARCING INTERMITTENT SPEF WITH DIFFERENT INTERVALS  $\Delta t$  BETWEEN ISOLATION RESTRIKES IN 6 kV CABLE SYSTEMS WITH HIGH-RESISTANCE GROUNDING

		<i>SPEF in accord with W. Petersen's theory</i>		<i>SPEF in accord with J. Peters and J. Slepian's</i>			
$I_{C\Sigma}$ , A	$\Delta t$ , ms	10		20		80	
		$I_{50}/I_p$ ( $I_{Cint}$ ), r.v.	$I_{\Sigma}/I_p$ ( $I_{Cint}$ ), r.v.	$I_{50}/I_p$ ( $I_{Cint}$ ), r.v.	$I_{\Sigma}/I_p$ ( $I_{Cint}$ ), r.v.	$I_{50}/I_p$ ( $I_{Cint}$ ), r.v.	$I_{\Sigma}/I_p$ ( $I_{Cint}$ ), r.v.
$I_{C\Sigma} = 3$ A; $I_p \approx 4,24$ A	In fault location	0,73	8,9	0,91	8,89	0,19	1,76
	In undamaged feeder	0,61	22,09	0,64	16,13	0,38	3,95
$I_{C\Sigma} = 7$ A; $I_p \approx 9,9$ A	In fault location	0,73	6,13	0,76	4,96	0,19	1,17
	In undamaged feeder	0,63	9,63	0,66	7,4	0,16	1,69

Appliance of band-elimination filters, tuned to 50 Hz frequency, in input circuits of protection allows almost completely eliminate transient processes' influence on stability of ZSCP functioning during external arcing SPEFs. It's evident

that ratio of selected with help of filters 50 Hz current's part to internal capacitive current of protected feeder  $I_{50}/I_{C_{int}}$  has a peak during arcing intermittent SPEF in accord with J. Peters and J. Slepian's model and is less than 0,64 – 0,66. The fact means that while choosing of operating current for such ZSCP's implementation in 6-10 kV cable systems, functioning with high-resistance grounding, transient current's rush ratio  $K_{tran}$  may be accepted as 1.

In SPEF's location (and, correspondingly, in damaged feeder) root-mean-square value of  $I_{\Sigma}$  current during arcing intermittent SPEF increases much less in comparison with steady-state mode's of earth fault current  $I_p = \sqrt{(I_{C\Sigma}^2 + I_{a\Sigma}^2)} \approx \sqrt{2}I_{C\Sigma}$  relative to undamaged feeder. In SPEF's location (and, correspondingly, in damaged feeder) resistive component of SPEF's current, produced by grounding resistor, increases value of  $I_{50}$  part in the range of total current during arcing intermittent SPEF, and ratio  $I_{50}/I_p \approx \sqrt{2}I_{C\Sigma}$  during most dangerous for damaged feeder types of arcing SPEF in accord with W. Petersen and J. Peters and J. Slepian models falls within the limits of 0,7 – 0,9. The fact means that ZSCP with input band-elimination filter, selecting current's 50 Hz part, may be theoretically efficient not only during steady SPEF, but also during listed types of arcing SPEFs, but its sensitivity will be smaller.

Provided  $K_{tran} = 1$  from (4) comes the condition of signal-operating ZSCP's feasibility in 6 - 10 kV cable systems with high-resistant grounding  $I_{C_{int}^*} \approx 0,67$  and for trip-operating ZSCP  $I_{C_{int}^*} \approx 0,56$ . Let's assume that during arcing SPEF in accord with W. Petersen and J. Peters and J. Slepian's models 50 Hz part of current in SPEF's location in comparison with current of steady-state fault mode  $I_p = \sqrt{(I_{C\Sigma}^2 + I_{a\Sigma}^2)} \approx \sqrt{2}I_{C\Sigma}$  will be less by ~30%, than in accord with condition of signal-operating ZSCP's feasibility we will get  $I_{C_{int}^*} \leq \sim 0,5$  and for trip-operating ZSCP  $I_{C_{int}^*} \leq \sim 0,4$ .

Peaks of internal capacitive feeder currents  $I_{C_{int}^*} = I_{C_{int}}/I_{C\Sigma}$  in 6-10 kV cable systems are, generally, less than 0,35 – 0,4 [1], i.e. provided  $K_{tran} = 1$ , ZSCP in 6 - 10 kV cable systems with high-resistant, practically, has no limits of application during steady SPEF and remains functional during most dangerous for system and damaged feeder arcing SPEF in accord with W. Petersen and J. Peters and J. Slepian's models.

## VI. CONCLUSION

1) Transient stability of digital ZSCP's functioning during arcing intermittent SPEF depends on type of actuating quantity used in discriminating element. (Root-mean-square or half-period average current's).

2) Using root-meant-square value in discriminating element of digital ZSCP with filters in input current circuits, selecting 50 Hz current's part, for the offset from transient currents' rushes during external SPEF, it's necessary to accept  $K_{tran} \approx 3$ , that is more than recommended values in ZSCP's calculation approaches  $K_{tran} = 2 - 2,5$ .

3) Application in input current circuits of ZSCP's band-elimination and low-frequency filters doesn't allows to lower the  $K_{tran}$  value while using half-period-average values of entering current in the capacity of actuating quantity.

## REFERENCES

- [1] Dobryagina O.A. Issledovanie i razrabotka metodov i sredstv povisheniya dinamicheskoy ustojchivosti funkcionirovaniya tokovih zashit ot zamikanij na zemlu v setyah 6-10 kV: dis. na soisk. uchen/ step. kand. tehn. nauk [Research and development of approaches and facilities for transient stability increase of current protections from earth faults in 6-10 kV systems: Ph.D. thesis in Engineering Science] / ISPU. Ivanovo, 2012, 162 p.
- [2] Shuin V.A., Gusenkov A.V. Zashiti ot zamikanij na zemlu v elektricheskikh setyah 6-10 kV [Earth fault current protections in electrical systems 6 - 10 kV] / M.: NTF «Energoprogress», «Energetic», 2001.
- [3] Shabad M.A. Zashiti ot odnofaznih zamikanij na zemlu v setyah 6 – 35 kV [Single-phase earth fault current protections in systems 6 - 35 kV] / Uchebn. posobie. SPb.: PE-IPK, 2005, 350 p
- [4] Sirota I.M., Kislenco S. N., Mihailov A.M. Rezhimi nejtrali elektricheskikh setey [Neutral grounding mode of electrical systems] / Kiev: Naukova Dumka, 1985, 264 p.
- [5] Petersen W. Der aussetzende (intermittierende) Erdschluss. – ETZ, 1917, H. 47, 48.
- [6] J.F. Peters, J. Slepian. Voltage Induced by Areign Grounds. Tr. AIEE, 1928, Apr., p. 478.
- [7] Kolodyazhni V.V. Uovershenstvovanie tokovoj zashiti ot zamikanij na zemlu v setyah s izolirovannoj nejtral'u na osnove issledovanij peremezhshihsiya dugovih zamikanij: dis. na soisk. uchen/ step. kand. tehn. nauk [Development of current protection from earth faults in systems with insulated neutral based on researches of arcing intermittent faults: Ph.D. thesis in Engineering Science] / TPI. Tomsk, 212 p.
- [8] Khalilov F. Kh., Eudokunin G.A., Polyakov V.S. and etc. Zashita setey 6 - 35 kV ot perenapryazhenij [Protection of 6 - 35 kV systems from extra voltages] / SPb.: Energoatomizdat, 2002.

# Selective complex single-phase earth fault protection for distribution medium-voltage networks

T.Yu. Vinokurova, O.A. Dobryagina, E.S. Shagurina, V.A. Shuin

Department of electric power systems automatic control  
Ivanovo State Power Engineering University, ISPEU  
Ivanovo, Russia  
elena@shagurina.ru

**Abstract**—This article deals with selective protection against single-phase earth faults at 6 – 10 kV electrical networks. Different kinds of earth faults, factors influencing the implementation of protection, various principles of protection implementation, are described. Requirements and structure of complex protection applicable to networks with any neutral grounding mode and providing separation of various kinds of earth faults are given in this text.

**Keywords**—6 – 10 kV distribution electrical cable networks; neutral grounding mode; single-phase earth faults; selective earth faults protection

## I. INTRODUCTION

In Russia the main part of the electricity is distributed to consumers of urban and industrial power supply through the medium-voltage electrical networks (6-10kV). The area of 20 kV cable networks application is also expanding. Single-phase earth faults (SPEF) dominate at these networks (their general number is 75-90% of all electrical damages) and frequently cause faults accompanied by significant economic damage. As a rule, SPEF protection acts on a signal. Its tripping action is provided only for the generators, motors and lines, which tripping is dictated by the electrical safety requirements.

Performance effectiveness of medium voltage distribution networks, and electric reliability of consumers significantly depend on technical perfection (excellence) (selectivity and stability functioning) of SPEF protection devices. Scarce technical perfection reduces the reliability of power supply.

Variety of neutral grounding modes at electrical medium voltage networks is one of the key factors, which makes achieving of universal effective solution in SPEF protection implementation rather difficult. In Russia, medium voltage network (6-10kV) can be ungrounded systems, resonant grounding with arc-suppression reactor (ASR) or high-resistance grounding systems. Neutral grounding mode determines the principles of SPEF protection implementation and the character of the electromagnetic transients that occurs during the fault.

Another important factor is the difference in SPEF, typical for cable networks operating with the afore-referenced neutral

grounding modes. There are sustainable SPEF (SSPEF), arc intermittent fault (AIF), arc unsteady fault (AUF), self-extinguishing fault (SEF). The most dangerous kind of SPEF is AIF, which cause significant overvoltage, covering the entire power grid, and an increase of current RMS value at the fault location. AIF is the main source of double and multiple earth faults, causing disconnection of two or more feeders, as well as serious motor damages, fire in cable tunnels, etc. Therefore, in the 80s, some Russian experts offered protection for any type of connection (lines, electric motors) with acting on trip in case of AIF, and if the faults are less dangerous - SSPEF and AUF - on a signal [1].

AIF and SSPEF usually precede SEF, that's why their selective fixation can be used for diagnostics and improvement of medium voltage cable networks insulation protective treatment effectiveness [2, 3]. It is known [3, 4] that about 50% of feeders disconnection can be prevented by selective fixation of SEF and collected information using for cable networks (6-10kV) diagnostics. Effectiveness of SEF information using for diagnostics increases with fault location determination (zone-within the accuracy of the network's part, which can be isolated for maintenance tests).

Considering the above-stated, complex solution to the problem of SPEF protection at medium voltage cable networks must meet the following basic requirements:

- Complex protection has to be applicable to electrical medium voltage networks with any neutral grounding mode.
- Complex protection has to identify all kinds of SPEF, especially the most dangerous - AIF and allow possibility of separate protection action on trip or a signal, depending on the damage risk degree.
- Complex protection has to provide SEF fixation.
- Complex protection has to provide a continuity of operation for the whole time interval of SPEF existence, in case of sustainable faults, to search the fault feeder (area) by switching method.
- Complex protection has to provide, if it's possible, remote fault location determination, including the SEF.

Complex solution based on these requirements is possible only for combined protection, using different methods of fault feeder determination and SPEF kind identifying at networks with any neutral grounding mode. Only protections based on the use of different components of steady - state SPEF zero-sequence current (e.g. operating frequency components, higher harmonics components, superimposed currents) have continuity of operation. However, this type of protection does not always provide SEF fixation, selectivity and operation stability in case of AIF. As usual, only protections based on the use of transient electrical values can provide selective fixation of SEF, selectivity and operation stability in case of AIF, AUF.

Such function of a digital complex protection, providing AIF clear identification, allows fast identification of the most dangerous fault type for the network and protected feeder, and technical excellence increase of widely used protections, based on different components of the steady state SPEF current, due to their automatic lock or settings changing during the existence of AIF.

Thus, the SPEF complex protection is not just a mechanical combination of several independent protections, based on various methods, in "one device", but interaction between functions that brings into action various methods of protection implementation, in order to maximize the efficiency of their operation. Complex protection creation is possible only on a microprocessor element basis.

## II. ARC INTERMITTENT FAULTS AND ARC UNSTEADY FAULTS

Arc unsteady fault is the main kind of SPEF at cable networks (6-10kV) which is characterized by intermittent current form with a predominance of free transient components [1, 5 – 8]. Amplitude of these components reaches values up to hundreds and even thousands of amperes and depends on total capacitive current  $I_{c\Sigma}$ , distance of fault location from power source busbar, faulty phase voltage at the moment of insulation failure, and electrical network line parameters. All arc SPEF can be divided into 2 species:

- a) Arc intermittent fault.
- b) Arc unsteady fault.

Arc unsteady SPEF isn't accompanied by significant overvoltage during repeated ignitions of the grounding arc, like in case of AIF. Studies, carried out with simulation models of isolated cable networks, showed that the overvoltage value during repeated ignitions of the arc mainly depends on the time interval between repeated insulation breakdowns (Fig. 1). Analysis showed that when these time intervals are less than 0,08-0,1 s the overvoltage reach dangerous values (unfaulted phase-to-ground voltages degree is over than 2,7 - 2,8 times). In that case RMS fault currents value, as a rule, is less than total capacitive current  $I_{c\Sigma}$ . Taking this into account, in complex protection, the value of the time intervals between repeated insulation breakdowns is proposed to use as a distinction criterion between dangerous AIF and relatively safe for a network AUF.

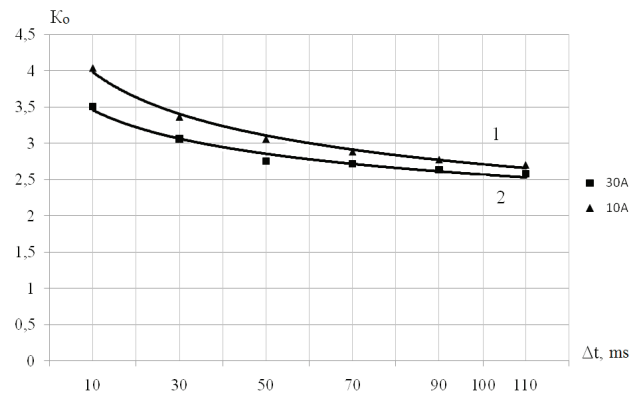


Figure 1. The overvoltage ratio  $K_O$  dependence from the time intervals between repeated insulation breakdowns  $\Delta t$  in case of AIF: 1 – 6 kV network,  $I_{c\Sigma} = 10$  A, 2 – 6 kV network,  $I_{c\Sigma} = 30$  A

## III. AIF DETECTING METHODS

The results of the arc intermittent faults and arc unsteady faults researches, carried out with simulation models of 6-10 kV cable networks in the modeling system Matlab, showed that AIF detecting can be based not only on direct measuring of the time intervals between repeated ignition of the grounding arc but also on simpler methods, which are based on higher harmonics components measuring in the spectrum of the zero-sequence currents and voltages. They are:

- A. Measuring the higher harmonics overall rate of the zero-sequence voltage  $3U_0$ .
- B. Measuring the higher harmonics overall rate of the protected feeder zero-sequence current  $3I_0$ .

During normal operation total harmonic distortion THD value have to be under 8%. Exceeding this level indicates AIF. Calculations show that if the THD=8% and individual HH components value reaches maximum permissible level, the overall level of the HH in SSPEF current will not exceed  $0,65I_{c\Sigma}$  (or  $0,65I_{C1}$ , where  $I_{C1}$  is capacitive feeder current), but in case of AIF it will exceed  $0,65I_{c\Sigma}$ .

Proposed methods can be used as a part of SPEF complex protection, as well as separate protection fault detectors locking or changing the settings, if protection doesn't provide selectivity and stability of operation in case of AIF.

## IV. MEDIUM VOLTAGE CABLE NETWORKS SPEF COMPLEX PROTECTION BLOCK DIAGRAM

The simplest zero-sequence current protection (ZSCP) and directional zero-sequence current protection (DZSCP) got wide application at 6 - 10 kV electrical power networks with isolated neutral in Russia and over countries [9]. They are also used at high-resistance grounding systems. The main ZSCP disadvantages are limiting of its application, depending on the magnitude of capacitive feeder current ( $I_{ci} = I_{ci}/I_{c\Sigma} \leq \sim 0,15-0,2$ ) and possibility of operation failures in case of AIF, which is also critical to DZSCP.

SPEF protection based on measurement of higher harmonics overall rate (HHZSCP) in protected feeder zero-

sequence current  $3I_0$  got wide application at resonant grounding by ASR electrical power networks 6 - 10 kV in Russia. HHZSCP main disadvantages are limiting of its application, depending on the magnitude of capacitive feeder current ( $I_{ci} \leq 0,05-0,1$ ) – the same as for ZSCP, and inability to detect AIF. Devices responsive to higher harmonics (HHDZSCP) direction allow obtaining more efficient solution for SSPEF protections at resonant grounding with ASR systems.

AIF clear definition by complex protection allows technical excellence increase of protections above due to their automatic lock or settings changing in case of AIF.

Proposed complex protection overall structure, including ZSCP, DZSCP, HHZSCP and HHDZSCP, is shown in Fig. 2. The main protection in the structure is that which distinguishes AIF. It is designed as directional protection with continuity of operation (DCOP), based on the use of transients electrical quantities.

### V. PRINCIPLES OF DCOP IMPLEMENTATION

One possible way of directional protection with continuity of operation embodiment is based on definition of zero-sequence power mean value sign for the whole time interval, when transient current  $i_0(t)$  exists. At the same time voltage derivative  $du_0/dt$  is used as a polarizing value. It provides protection proper operation in case of possible distortions between voltage  $u_0(t)$  and current  $i_0(t)$  initial signs ratio, which is possible because of the network neutral displacement.

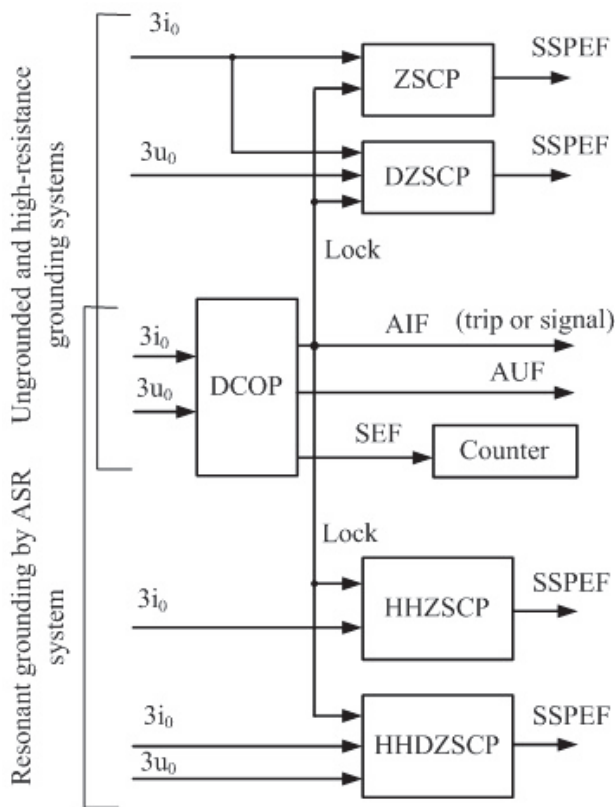


Figure 2. Complex protection functional logic diagram

Continuity monitoring of transient zero-sequence power mean value in case of the SPEF can be implemented on the basis of algorithm described by the ratio

$$J = \int_{t_0}^{t_0} i_0(t) \cdot (du_0(t)/dt) dt, \quad (1)$$

where  $t_0$  - SPEF transients observation time.

Thus, in networks with any neutral grounding mode it seems possible to implement complex protection against all types of earth faults combining previously known principles of protection implementation, well-proven itself in identifying sustainable SPEF with principles providing precise fixing and separation of various kinds of unsteady faults. This protection provides continuity of operation under both transient and steady-state conditions of SPEF and can separately acts on a signal in case of relatively safe AUF and on trip in case of AIF. Viewed principles of protection implementation are realized within the limits of joint effort with the protection devices manufacturer («EKRA» RPE Ltd). Technical specification for experimental development is currently created, preproduction prototype and experimental sample are also developing.

### CONCLUSIONS

- Basic requirements for complex protection against single-phase earth faults, including the requirement of AIF identification, that allows improving of widely used protections efficiency as well as power supply reliability, were stated.
- Studies, carried out with simulation models of isolated cable networks, showed that the risk degree of different kinds of SPEF depends on time interval between repeated arc ignitions. It was proposed to perform protection acting on trip in case of AIF, which time intervals between repeated arc ignitions are about 0,01 – 0,02 s.
- The structure of complex protection, applicable to networks with any neutral grounding mode, combining previously known principles of SPEF protection implementation and directional protection based on transient values, which provides separation of various kinds of SPEF based on measurement of time intervals between repeated insulation failures was proposed.

### REFERENCES

- [1] L.E. Dudarev, S.I. Zaporozhchenko, N.M. Luk'yantsev, «Dugovye zamykaniya na zemlyu v kabel'nykh setyakh» [Arcing earth fault in cable networks] in Elektricheskie stantsii, 1971, № 8, pp. 64 – 66.
- [2] G.M. Shalyt, «Povyshenie effektivnosti profilaktiki izolyatsii v kabel'nykh setyakh» [Improving the efficiency of prevention insulation in cable networks] in Trudy VNIIE, issue 8. Moscow: Gosenergoizdat, 1959, pp. 77 – 97.
- [3] H. Neugebauer, «Opredelenie mesta kratkovremennogo zamykaniya na zemlyu pri pomoshchi elektronnoogo rele» [Determination of the earth fault location by an electronic relay] in Energeticheskoe obozrenie, 1938, № 11, pp. 10 – 20.
- [4] V.A. Shuin, A.V. Gusenkov, A.Yu. Murzin, Ustroystvo tipa «Spektr» dlya selektivnoy zashchity ot odnofaznykh zamykaniy na zemlyu v kabel'nykh setyakh 6 - 10 kV [Unit "Spektr" for selective signaling of



- single phase earth fault at 6 – 10 kV cable networks], in Tr. IGEU, issue 2, Ivanovo, 1997, pp. 200 – 203.
- [5] G. Oberdorfer, Zamykaniya na zemlyu i bor'ba s nimi [Earth faults and their control]. Moscow: Energoizdat, 1932.
- [6] R. Vilgeym, M. Uoters, Zazemlenie neytrali v vysokovol'tnykh sistemakh [Neutral grounding in high-voltage systems]. Moscow: Gosenergoizdat, 1959.
- [7] F.A. Likhachev, Zamykaniya na zemlyu v setyakh s izolirovannoy neytral'yu i s kompensatsiey emkostnykh tokov [Earth faults at ungrounded and resonant grounding by arc-suppression reactor systems]. Moscow: Energiya, 1971.
- [8] I.M. Sirota, S.N. Kislenko, A.M. Mikhaylov, Rezhimy neytrali elektricheskikh setey [Neutral grounding modes at electrical networks]. Kiev: Naukova Dumka, 1985.
- [9] A.M. Fedoseev, Releynaya zashchita elektroenergeticheskikh sistem. Zashchita elektricheskikh setey [Relay protection of electric power systems. Protection of Electrical Networks]. M.: Energoatomizdat, 1984.

# Elektrische Festigkeit von alternativen Isoliergasen bei hohem Druck

Electrical strength of alternative insulation gases at high pressure

Prof. Dr. Michael Rossner

Fakultät Elektrotechnik (Hochspannungstechnik)  
Hochschule Coburg  
Coburg, Deutschland  
michael.rossner@hs-coburg.de

Andreas Hopf

Fakultät Elektrotechnik (Hochspannungstechnik)  
Hochschule Coburg  
Coburg, Deutschland  
andreas.hopf@hs-coburg.de

**Kurzfassung** — Schwefelhexafluorid (SF<sub>6</sub>) ist das meist verwendete Isoliergas der Hochspannungs- und Energietechnik. Neben den exzellenten Isoliereigenschaften besitzt SF<sub>6</sub> das höchste bekannte Treibhauspotential und weist eine lange Verweilzeit in der Atmosphäre auf. Allerdings besitzen alternative Isoliergase oft nur einen Bruchteil des Isoliervermögens von SF<sub>6</sub>. Die elektrische Festigkeit von Isoliergasen kann mit Druckerhöhung gesteigert werden, deshalb sind Durchschlagsmessungen an alternativen Gasen und Gasgemischen (N<sub>2</sub>, Luft, SF<sub>6</sub>) bis zu Gasdrücken von 1.1 MPa durchgeführt worden. Mit diesen Messungen wurde primär das Isoliervermögen der Alternativgase in quasihomogenen Anordnungen in Hinblick auf eine Anwendbarkeit der Paschen-Parameter auch im Hochdruckbereich untersucht. Vor dem Hintergrund der praktischen Umsetzbarkeit wurden aber auch Einflussfaktoren wie Oberflächenrauigkeiten, Startelektronenproblematik und inhomogene Feldanordnungen mit einbezogen.

**Stichwörter:** Elektrische Festigkeit, Paschengesetz, Streamer, Kanalentladung, Kugelfunkenstrecke, Mischgase, Oberflächenrauigkeit, Blitzstoßspannung, GIS, Schwefelhexafluorid

## I. EINLEITUNG

Die Gasisolation der Hochspannungstechnik kann seit den 60er bis 70er Jahren als ausgereift angesehen werden. SF<sub>6</sub> ermöglicht eine kompakte Bauweise von Hochspannungsbetriebsmitteln. Im Vergleich zu atmosphärischer Luft besitzt SF<sub>6</sub> ein dreifach höheres Isoliervermögen ( $p = 0,1 \text{ MPa}$ ). SF<sub>6</sub> erreicht ab einem Gasdruck  $p > 5 \text{ bar}$  vergleichbare Isoliereigenschaften wie Isolieröle.

Neben den positiven Eigenschaften hat SF<sub>6</sub> das höchste Treibhauspotential aller bekannten Gase (1/22800 CO<sub>2</sub> Äquivalent [14]). SF<sub>6</sub> ist im Kyoto-Protokoll gelistet und seit 2005 in der europäischen F-Gasverordnung aufgenommen. In der Hochspannungstechnik wird SF<sub>6</sub> nur in geschlossenen Kreisläufen verwendet. Monitoring, Gasrückgewinnung und Dichtewächter gewährleisten eine minimale Emission in die Atmosphäre. Diese Verfahren sind allgemein bewehrt, anerkannt und legitimiert. Dennoch besteht aufgrund deren Kosten und einem Restrisiko von ungewolltem Entweichen von SF<sub>6</sub> ein Bedarf an alternativen Isoliergasen.

In der allgemeinen Modellvorstellung der Gasentladung sind schwächende Einflüsse auf die elektrische Festigkeit, wie z.B. Feldemission,  $\beta$ -Stoßprozesse, Sekundäreffekte, Rückwirkung der Oberflächenrauigkeiten bekannt. Aus der einschlägigen Literatur [1, 2, 3] sind die Angaben über der elektrischen Festigkeit von alternativen Isoliergasen im Druckbereich von 0,5...1,1 MPa für Dimensionierungsfragen nicht ausreichend detailliert. Aufgrund dessen wurden Untersuchungen der elektrischen Festigkeit von N<sub>2</sub>, Luft und SF<sub>6</sub>-N<sub>2</sub>-Gemischen mit definierten Randbedingungen bei hohem Gasdruck durchgeführt. Im Allgemeinen werden SF<sub>6</sub>-N<sub>2</sub>-Gemische für Tieftemperaturanwendungen genutzt um den Partialdruck von SF<sub>6</sub> und somit den Taupunkt zu verringern. Bei unseren Untersuchungen bedienen wir uns der Elektroaffinität des SF<sub>6</sub>, um die elektrische Festigkeit von Stickstoff durch Beimischung von SF<sub>6</sub> zu steigern. Der Fokus lag auf den umweltfreundlichen Gasen Luft und Stickstoff. Untersuchungen mit Fluor substituierten Kohlenwasserstoffverbindungen (PFC) wurden trotz ihrer derzeit diskutierten Substitutionseigenschaften nicht durchgeführt, da auch diese Gase Beschränkungen, ähnlich der F-Gas-Verordnung aufweisen. Die Untersuchungen der Durchschlagsfestigkeit dieser Gase wurden im Hochspannungslabor der HS Coburg durchgeführt. Neben Durchschlagsversuchen mit Wechselspannungen bis 200 kV<sub>AC</sub> lag der Fokus auf Impulsspannungsmessungen bis 320 kV<sub>BIL</sub> mit unterschiedlichen Rückenzeitkonstanten. Mit dem Prüfkessel konnten bei Gasdrücken bis  $p = 1,1 \text{ MPa}$  unterschiedliche Kugelelektroden (schwach und stark inhomogene Felder) untersucht werden.

## NOMENKLATUR

Symbol	Bezeichnung	Einheit
$\alpha$	Ionisierungskoeffizient	1/m
$\eta_{AN}$	Anlagerungskoeffizient	1/m
$\eta_{Geo}$	Ausnutzungsfaktor	
$C$	Kapazität/Kondensator	F $\rightarrow$ As/V
$d$	Schlagweite	1 m $\rightarrow$ 1 mm = $10^{-3}$ m
$E$	Elektrische Feldstärke	1 V/m $\rightarrow$ 1 kV/cm = $10^5$ V/m
$E/p$	druckbezogene (reduzierte) elektrische Feldstärke	1V/(Pa m) $\rightarrow$ 1kV/(bar mm) = 10V/(Pa m)
$F$	Weibull Häufigkeitsverteilung	
$N_{krit}$	Kritische Ladungsträgermenge	
$p$	Druck	1 Pa $\rightarrow$ 1 MPa = $10^6$ Pa = 10 bar
$Q$	radioaktive Aktivität	1/s = 1 Bq
$r$	Radius	1 m $\rightarrow$ 1 mm = $10^{-3}$ m
$R_a$	Mittlere Rauigkeit	1 m $\rightarrow$ 1 $\mu$ m = $10^{-6}$ m
$R_{max}$	Maximale Rauigkeit	1 m $\rightarrow$ 1 $\mu$ m = $10^{-6}$ m
$S$	Strahlendosis	1 eV = $1,602 \cdot 10^{-19}$ J
$t, T$	Zeit	s $\rightarrow$ 1 $\mu$ s = $10^{-6}$ s
$U$	Spannung	1 V $\rightarrow$ 1 kV = $10^3$ V
$x$	Wegstrecke	m
$x_{krit}$	kritische Wegstrecke	m
$A$	Paschen-Parameter	1/(bar mm) = $10^{-2}$ /(Pa m)
$B$	Paschen-Parameter	1 kV/(bar mm) = 10 V/(Pa m)
BIL	Blitzstoßspannung (basic insulation level)	
$k$	Ionisationsbeiwert	
MWB	Messwandlerbau Bamberg	
SIL	Schaltstoßspannung (switching insulation level)	
SF <sub>6</sub>	Schwefelhexafluorid	
$X$	Anzahl der Gasdurchschläge	
$Z$	Anzahl der gehaltenen Spannungsimpulse (keine Durchschläge)	

## II. VERSUCHSANORDNUNG UND DURCHFÜHRUNG

### A. HOCHSPANNUNGS-AUFBAU

- 3-stufiger Marxgenerator (MWB)  $U_{\max} = 320 \text{ kV}$  (Abb.1 Ersatzschaltbild, Abb. 2 zugehöriger Kurvenverlauf)
- Impulsform BIL, SIL (positive und negative Polarität)
- Kapazitiver Spannungsteiler,  $T_{\text{rise}} = 12 \text{ ns}$ ,  $C \approx 33 \text{ pF}$
- Niederinduktiver Unterkondensator,  $C_N \approx 57 \text{ nF}$
- HF-Messleitung  $75 \Omega$
- Prüfgefäß  $p_{\max} = 1.1 \text{ MPa}$  und  $U_{\max} = 500 \text{ kV}_{AC}$

### B. MESSTECHNIK

- Transienten Rekorder 12 Bit  $T_{\text{Sample}} = 4 \text{ ns}$
- 300 MHz 1/10 Tastkopf
- Gesamtübersetzungsverhältnis  $\ddot{u}_{\text{ges}} = 1/18677$
- Potentialfreie Messung (Batteriebetrieb, Laptop)

### C. DATENAKQUISE (BEI IMPULSSPANNUNGSMESSUNGEN)

- Große Stichprobe  $n \geq 150$  Impulse (statistische Streuung der Durchschlagsspannung)
- 30 s Wartezeit nach jedem Gasdurchschlag
- geringster Durchschlagswert als Anfangsspannung
- höchster gehaltene Spannungsimpuls wird als 100% Durchschlagsspannung bewertet
- Annahme und Berechnung einer 3-parametrischen Weibull-Häufigkeitsverteilung der Durchschlagsspannung

$$F_{\text{Weibull}}(U) = 1 - e^{-\left(\frac{U-U_0}{U_{63}-U_0}\right)^\delta} \quad (1)$$

- Datenarchivierung in einer Datenbank

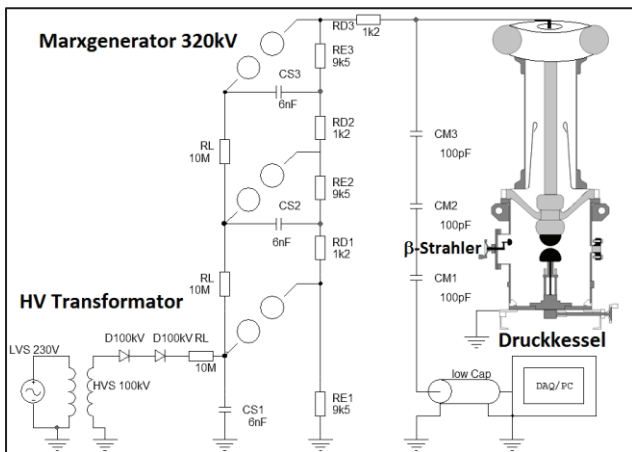


Abb. 1: 320 kV MWB Marxgenerator HS Coburg

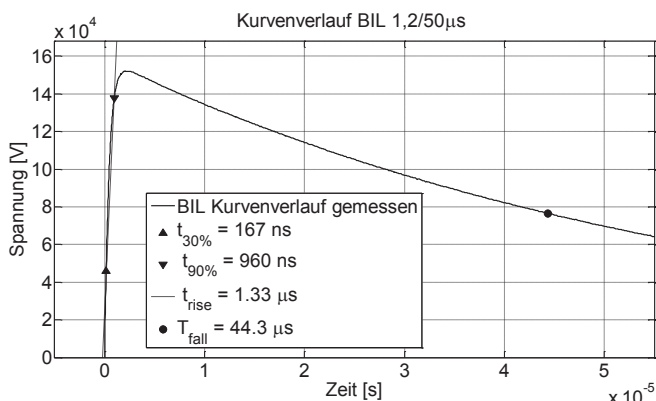


Abb. 2: BIL Kurvenverlauf 1,2/50  $\mu\text{s}$  (1,33  $\mu\text{s}$ /44,3  $\mu\text{s}$ )

Ein diskreter Wert für die Durchschlagsspannung existiert nicht, dieser unterliegt einer Häufigkeitsverteilung. Besonders bei Impulsbelastungen kann nur die Aussage über Durchschlag und kein Durchschlag getroffen werden. Hierbei spielt die Höhe der anliegenden Spannung und die Häufigkeit der Impulse eine Rolle (statistische Streuung). Mit einer großen Stichprobe von Spannungsimpulsen kann eine Verteilung zwischen der Halte- und der Durchschlagsspannung beobachtet werden.

### D. ERMITTLUNG DER DURCHSCHLAGSSPANNUNG

In der Hochspannungstechnik berücksichtigt man die Durchschlagsspannungsverteilung nach Weibull [4] Gl. (1). Zwischen der Haltespannung und der Durchschlagsspannung kann so ein kontinuierlicher Verlauf ermittelt werden.

Abbildung 3 stellt exemplarisch eine solche Spannungsverteilung dar (Häufigkeitsverteilung in Abhängigkeit der Spannung). Die Ermittlung der drei Weibullparameter erfolgte aus der Abschätzung der Halte- und Durchschlagsspannung und der 63%igen Durchschlagshäufigkeit. Für jeden Messpunkt ( $p$ - $d$ ) wurde eine solche Verteilung erstellt. D.h. bei einer gegebenen Elektrodengeometrie mit definiertem Gasdruck  $p$  und Schlagweite  $d$  (z.B.  $r_{\text{Kugel}} = 9,5 \text{ mm}$ ,  $p = 0,7 \text{ MPa}$ ,  $d = 10 \text{ mm}$ ) wurde die Höhe der Spannungsimpulse bis zum Einsetzen von Gasdurchschlägen gesteigert, danach wurde die Spannungshöhe verringert und erneut bis zu weiteren Gasdurchschlägen gesteigert. Nach einem Durchschlag wurde eine Wartezeit von 30s eingehalten. Diese Prozedur wurde mehrfach wiederholt, bis eine ausreichend große Stichprobe erzielt wurde. Jeder Einzelimpuls wurde oszilloskopiert, ausgewertet und gespeichert. So konnte eine zuverlässige Verteilung zwischen Halte- und Durchschlagsspannung ermittelt werden. Meistens wurden die Messung bei einer Anzahl von  $X > 150$  gehaltenen Spannungsimpulsen und einer Anzahl von  $Z < 50$  Gasdurchschlägen beendet.

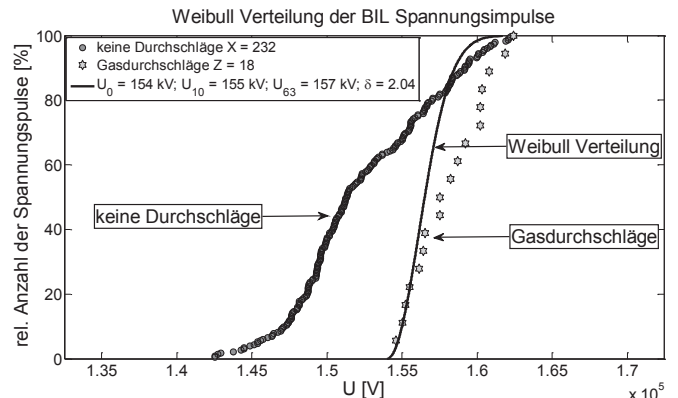


Abb. 3: Verteilung der Spannungswerte der Durchschläge, der gehaltenen Impulse und der daraus errechneten Weibullverteilung

## III. GASDURCHSCHLAG

Gase sind im Normalzustand Isolatoren. Unter Normalbedingungen befinden sich nur wenige freie Ladungsträger im Gas. Für eine selbstständige Ladungsträgervermehrung (Stoßionisation) im Gas muss die nötige kinetische Energie von einem freien Ladungsträger (vorwiegend Elektronen) aus dem äußeren elektrischen Feld für einen ionisierenden Stoß aufgenommen werden. Sobald die Zündbedingung nach Townsend bzw. Reather erfüllt ist, setzt ein Gasdurchschlag ein ( $e^k = e^{13,8 \dots 18} = 10^6 \dots 10^8$  freie

Ladungsträger, Ionisierungsbeiwert  $k$ , [1, 2]). Bei Hochdruckentladungen geht eine anfängliche Townsend-Generationslawine ausschließlich in die Kanalentladung (Streamer) über. Streamer verzerrten durch ihre hohe Raumladungsdichte das äußere elektrische Feld. Dieser felderschwache Bereich wirkt sich negativ auf das Isoliervermögen des Gases aus. Der Streamer ist im Hochdruckbereich und bei Blitzstoßspannungen hauptsächlich für den Gasdurchschlag verantwortlich ([1, 2]). Der Ionisierungskoeffizient  $\alpha$  gibt die Ionisierungen pro Weglänge an – die Gesamtanzahl der Ionisierungen pro Ladungsträger entspricht dem Ionisationsbeiwert  $k$ . Mit der Messung der Durchschlagspannung als globales Ereignis ist nur die Bestimmung des effektiven Ionisationskoeffizienten  $\bar{\alpha}$  (Differenz aus Ionisierungskoeffizient  $\alpha$  und Anlagerungskoeffizient  $\eta_{AN}$ ) möglich.

$$\int_0^{x_k} \alpha - \eta_{AN} dx = \int_0^{x_k} \bar{\alpha} dx = k \quad (2)$$

#### A. HOMOGENFELD

Nach Friedrich Paschen ist die Durchschlagspannung  $U_d$  nach Gl. (3) eine Funktion aus dem Produkt von Druck  $p$  und Schlagweite  $d$  mit den spezifischen Gasparametern ( $A, B$ ) im homogenen elektrischen Feld.

$$U_{homogen}(pd) = \frac{B \cdot pd}{\ln\left(\frac{A \cdot pd}{k}\right)} \quad (3)$$

Das Paschengesetz besitzt nur Gültigkeit für das raumladungsfreie, homogene elektrische Feld. Praktisch können homogene Felder nur schwer erzeugt werden. Mit großen Kugelradien und kleinen Schlagweiten erreicht man nahezu homogene Felder („quasihomogen“). Deshalb wurden die Messungen im quasihomogenen elektrischen Feld unternommen. Hierbei lag das Verhältnis von mittlerer zur maximalen elektrischen Feldstärke bei  $\eta_{Geo} > 93\%$  (Ausnutzungsfaktor nach Schwaiger Gl. (4),  $r_{Kugel} = 75$  mm,  $d = 1,5 \dots 15$  mm).

$$\eta_{Geo} = \frac{\bar{E}}{\hat{E}} = \frac{U}{d \cdot \hat{E}} \quad (4)$$

Die Berechnung des Ausnutzungsfaktors kann über Tabellenwerten für standardisierte Anordnungen ermittelt werden. Bei dem verwendeten Druckgefäß ist der Schutzbereich der Funkenstrecke nicht gewährleistet, deshalb wurden alle Feldverläufe simuliert (FEM). Aus der FEM-Simulation wurde der Ausnutzungsfaktor bestimmt (Abb.5).

#### B. INHOMOGENFELD

Für inhomogene Feldanordnungen kann kein geschlossener mathematischer Ausdruck, wie das Paschengesetz, formuliert werden. Nur die Integration entlang der elektrischen Feldstärke nach Gl. (2) ist hier korrekt. Die Berechnung der erzeugten Ladungsträger  $N_{krit}$  kann nach Gl. 5 und über den Ionisationsbeiwert  $k$  erfolgen. Mit der Näherung nach A. Schwaiger Gl. (6) schlägt eine Elektrodenanordnung durch, sobald die Anfangsfeldstärke  $E_a$  überschritten ist. Die Anfangsfeldstärke wird dabei wesentlich durch den Kugelradius  $r_K$  bestimmt. Mit kleinerem Radius steigt die Anfangsfeldstärke an. Veranschaulicht mit dem Volumen-Vergrößerungsgesetz, sinkt die Wahrscheinlichkeit einer

Gasentladung mit kleiner werdenden Volumen. Wenn eine Abhängigkeit zwischen Anfangsfeldstärke und Teilchenanzahl besteht, müsste eine Druckerhöhung (höhere Teilchenzahl) einen Einfluss auf die Anfangsfeldstärke haben. Deshalb wurde nach dieser These der Einfluss des Druckes auf die Anfangsfeldstärke untersucht.

$$e^{\int_0^{x_k} \bar{\alpha} dx} = e^{A \cdot p \int_0^{x_k} e^{-\left(\frac{B}{E} p\right)} dx} = e^k = N_{krit} \quad (5)$$

$$U_{inhomogen} = \eta_{Geo} \cdot E_a \cdot d \quad (6)$$

Für die Messungen im schwach inhomogenen elektrischen Feld ( $\eta > 0,2$ ; keine Vorentladungen,  $r_{Kugel} = 9,5$  mm) wurde eine asymmetrische Kugel-Platte-Anordnung verwendet. In Abbildung 4 ist anhand der hohen Äquipotentialliniendichte die hohe Feldstärke im Kugelbereich ersichtlich. Mit dieser Anordnung wurden auch Polaritätseffekte der Gasentladung untersucht. Abb. 5 zeigt sowohl den Ausnutzungsfaktor für die quasihomogene als auch für die schwach inhomogene Feldanordnung ( $r_{Kugel} = \{75; 9,5\}$  mm).

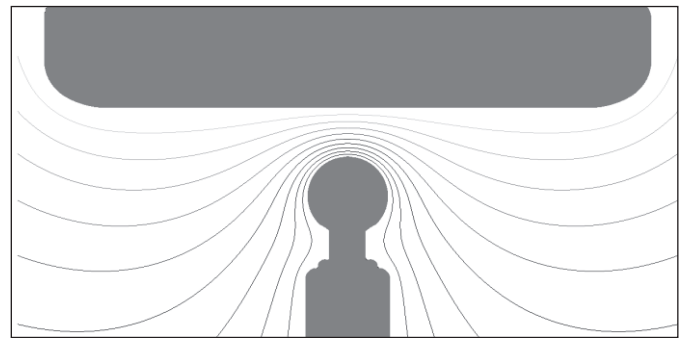


Abb. 4: Kugel-Platte-Anordnung im Prüfkessel  
 $r_{Kugel} = 9,5$  mm,  $r_{Platte} \approx 150$  mm,  $r_{Rand} = 40$  mm

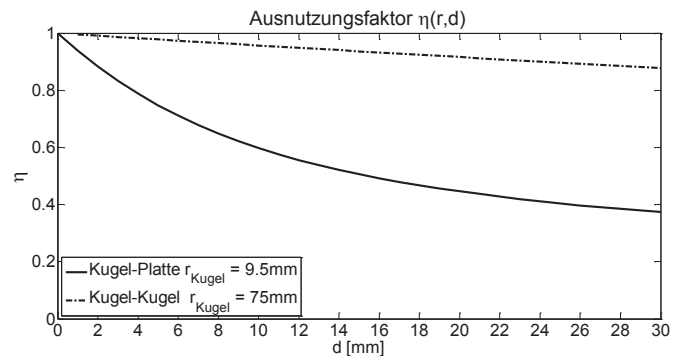


Abb. 5: Ausnutzungsfaktor Kugel-Kugel ( $r = 75$  mm) und Kugel-Platte-Anordnung ( $r = 9,5$  mm)

#### IV. EINFLUSSFAKTOREN AUF DIE ELEKTRISCHE FESTIGKEIT

##### A. MANGEL AN STARTELEKTRONEN

Die Erfüllung der Zündbedingung einer Gasentladung ist an die Ladungsträgervermehrung gebunden. Ohne ein freies Elektron (Startelektron) findet keine Stoßionisation und Ladungsträgervermehrung statt. Die Zeit bis zur Entladung  $t_d$  ist die Summe aus der Zeit bis zum Erreichen der Ansprechspannung  $t_0$ , statistischer Zündverzugszeit  $t_s$ , Kanalaufbauzeit  $t_A$  und Funkenaufbauzeit  $t_f$  (nach [1]). Deshalb kommt es bei Impulsspannungen mit kurzen Stirnzeiten vor, dass nicht immer eine Entladung einsetzt, obwohl die Zündbedingung erfüllt wäre.

Ohne Startelektron setzt ein wesentlich größerer statistischer Zündverzug ein (statistical time lag). Bei längeren Zeitkonstanten (SIL, AC oder DC) steigt die Auftretswahrscheinlichkeit eines Startelektrons und der Zündverzug verringert sich, oder ist praktisch nicht messbar (Spannungs-Zeit-Flächen-Gesetz [1]). Bei den hier durchgeführten Messungen im druckgeprüften Stahlgefäß zeigte sich besonders im Bereich der kurzzeitigen BIL-Impulse eine starke Streuung der Durchschlagsspannungen, die auf eine sehr geringe Anzahl von Startelektronen im Prüfgefäß schließen ließ. Dieses Phänomen der statistischen Verzugszeit ist in [15] beschrieben. Mit der direkten Bestrahlung eines im Prüfkessel befindlichen  $\beta$ -Strahlers war kaum eine Streuung der Durchschlagsspannungswerte feststellbar (siehe folgenden Abschnitt und Abb. 1 Position  $\beta$ -Strahler).

B. BESTRAHLUNG, VORIONISATION

Bei unseren Messungen war es notwendig die Anfangsspannung entsprechend der Weibullverteilung zu bestimmen. Ein Zündverzug durch Startelektronenmangel erschwert die Bestimmung der Anfangsspannung, somit werden ebenfalls die Paschen-Parameter fehlerbehaftet bestimmt. Die Anfangsspannung würde tendenziell zu hoch gemessen werden. Deshalb wurden Messungen bei  $\beta$ -Bestrahlung (Sr90 Q = 1,8 MBq, S = 546 keV) unternommen. Bei der 1,2/50  $\mu$ s Blitzstoßspannung stehen dann zum Zeitraum der Scheitelspannung (-3%,  $\Delta t_{3\%} = 3,8 \mu$ s) etwa 7 Startelektronen für die Stoßionisation bereit ( $V_{Gas} \approx 1,5 \text{ cm}^3$ ).

Die Bestrahlung der Funkenstrecke war im unteren Druckbereich  $p < 0.8 \text{ MPa}$  notwendig (Startelektronenmangel bei kleinen Abständen und niedrigen Spannungen). Bei Feldstärken größer 250 kV/cm und „technischer“ Oberfläche  $R_{max} = 10 \mu\text{m}$  setzt eine Feldemission ein, welche den Startelektronenmangel kompensiert. Der  $\beta$ -Strahler befand sich im Inneren des Prüfkessels mit einem Abstand von ca. 25cm zu den Elektroden. Die Bestrahlungsrichtung konnte über ein äußeres Getriebe eingestellt werden.

C. OBERFLÄCHENRAUIGKEIT

Mikroskopisch betrachtet stellen Rauigkeiten auf der Oberfläche Spitzen und Krater dar. An diesen Spitzen treten lokale Feldstärkeüberhöhungen und eine erhöhte Ionisierung auf. Des Weiteren können Elektronen leichter aus der rauen Oberfläche austreten (Flächeneffekt, evtl. anhaftende Partikel [2]). Dieser Emissionsstrom ist von der äußeren Feldstärke abhängig. Mit Erhöhung der Feldstärke steigt der Emissionsstrom exponentiell an. Teilweise bilden sich Raumladungen, welche das elektrische Feld verzerren. Generell wird die elektrische Festigkeit vermindert.

Die schwach inhomogene- und quasihomogene Elektrodenanordnung wurde mit unterschiedlichen Rauigkeiten ausgeführt um die Rückwirkung der Oberflächenrauigkeit auf die elektrische Festigkeit zu untersuchen (siehe Abb. 6 und 7).

Oberflächenrauigkeitsmessgerät der Klasse 1:

- Technische Oberfläche  
 $R_a = 0,2 \dots 0,5 \mu\text{m}$ ,  $R_{max} = 0,3 \dots 0,8 \mu\text{m}$
- Technische Oberfläche  
 $R_a = 1,8 \dots 2,8 \mu\text{m}$ ,  $R_{max} = 3,2 \dots 4,8 \mu\text{m}$
- Raue „gestörte“ Oberfläche  
 $R_a = 18 \dots 24 \mu\text{m}$ ,  $R_{max} = 30 \dots 40 \mu\text{m}$

A. Quasihomogenes Feld

Hinweise zu den Ergebnissen

- Messergebnisse aus der Blitzstoßspannungsmessung
- Positive Polarität (im Homogenfeld sind die Durchschlagsspannungen beider Polaritäten nahezu identisch)
- Ausnutzungsfaktor  $\eta_{Geo} > 93\%$
- Balken geben das 95% Konfidenzintervall der Durchschlagsspannungsverteilung nach Weibull an
- Güteklasse 5.0 (alle Gase)

Mit Hilfe der Paschen-Darstellung,  $U_d$  über  $pd$  ist es möglich, die Paschen-Parameter von Luft und  $N_2$  indirekt zu bestimmen. Abbildung 6 zeigt die Durchschlagsspannung von Luft,  $N_2$  und  $SF_6$  über dem Produkt von  $pd$ . Die Messpunkte der Durchschlagsspannungen wurden im Diagramm mit einer Paschen-Kurve ergänzt. Die Paschen-Parameter wurden zuvor abgeschätzt und iterativ an den Kurvenverlauf angepasst. Bei  $SF_6$  ist keine Berechnung der Paschen-Parameter und Angabe der Paschen-Kurve aufgrund der hohen Elektroaffinität (Elektronenanlagerung) möglich, deshalb ist der Kurvenverlauf von  $SF_6$  interpoliert.

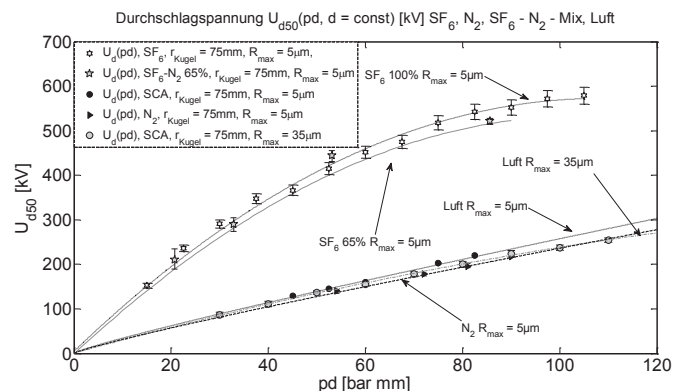


Abb. 6: Durchschlagsspannung  $U_{d50}$  von Luft ( $R_{max} = 5 \dots 35 \mu\text{m}$ ),  $N_2$ ,  $SF_6$ - $N_2$ -65%, und  $SF_6$ , in Abhängigkeit von  $pd$ , BIL Prüfung, im Quasihomogenfeld,  $\eta > 93\%$

Abbildung 7 zeigt die berechnete elektrische Durchschlagfeldstärke  $E_d(p)$  in Abhängigkeit des Drucks. Die elektrische Festigkeit, die mit dem Schwaiger-Faktor (Ausnutzungsfaktor Gl. 4) korrigiert und aus den Durchschlagsspannungen von Stickstoff,  $SF_6$  und synthetischer Luft (SCA, Synthetic Compressed Air) berechnet wurde.

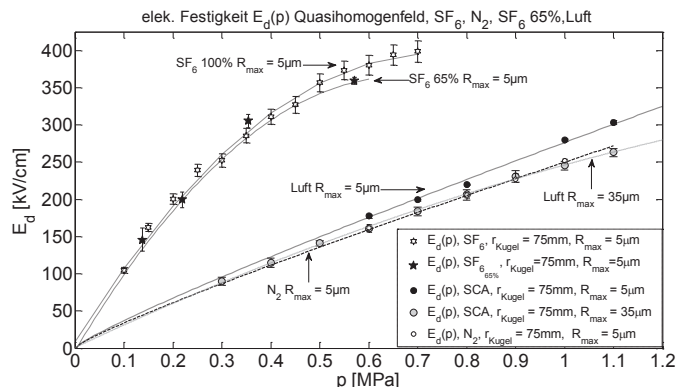


Abb. 7: Durchschlagfeldstärke  $E_d$  von Luft ( $R_{max} = 5 \dots 35 \mu\text{m}$ ),  $N_2$ ,  $SF_6$ - $N_2$ -65%, und  $SF_6$  in Abhängigkeit von  $p$ , BIL Prüfung, im Quasihomogenfeld,  $\eta > 93\%$

Die auf den Druck bezogene elektrische Einsatzfeldstärke ( $E/p$ ) ist in Abbildung 8 dargestellt (Normierung auf  $E/p$  von  $SF_6$ ). Es wird deutlich, dass sich die bezogene elektrische Festigkeit  $E/p$  mit steigendem Druck reduziert. D.h. das Isoliervermögen eines Gases steigt nicht linear mit dem Gasdruck an. Bemerkenswert ist, dass die Abnahme von  $E/p$  von  $SF_6$  stärker ist als die von Luft und Stickstoff. Dies liegt daran da der effektive Ionisierungskoeffizient  $\bar{\alpha}$  wesentlich stärker mit  $E/p$  zunimmt als beispielsweise bei Luft [1].

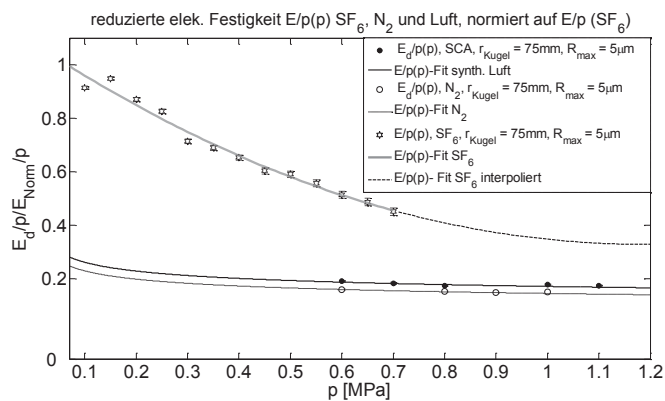


Abb. 8: reduzierte elektrische Festigkeit  $E/p$  von  $SF_6$ ,  $N_2$  und Luft, normiert auf  $E/p(SF_6)$

Abbildung 9 zeigt die elektrische Festigkeit der Gase Stickstoff und  $SF_6$  in Bezug auf die elektrische Festigkeit von synth. Luft (Quotient zwischen  $E_{SF_6}/E_{SCA}$  bzw.  $E_{N_2}/E_{SCA}$ ). Es zeigt sich, dass  $SF_6$  bei einem Druck von 0,1 MPa etwa das dreifache Isoliervermögen von Luft besitzt. Bei einem Druck von 0,7 MPa sinkt dieses Verhältnis auf etwa den Faktor 2. Weiterhin lässt sich aus diesem Diagramm entnehmen, dass Stickstoff nur etwa 90% des Luftisoliervermögens besitzt. Stickstoff hat keine Elektronenaffinität (keine Anlagerung freier Elektronen).

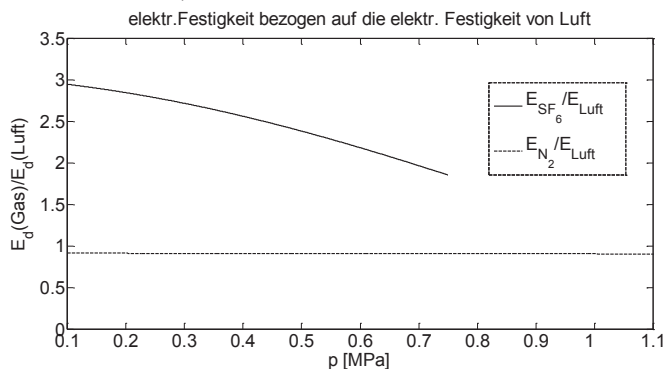


Abb. 9: elektrische Festigkeit von  $SF_6$  und  $N_2$  in Bezug zur elektrischen Festigkeit von Luft

## B. Schwach inhomogenes Feld

Hinweise zu den Ergebnissen:

- Messergebnisse aus Blitzstoßspannungsmessung
- negative Polarität (hier stets geringere Durchschlagsspannung)
- $\beta$ -Bestrahlung Sr90 ( $Q = 1,8$  MBq,  $S = 546$  keV)
- Kugelradius  $r_{Kugel} = 9,5$  mm,  $\eta_{Geo} = \{90...30\}\%$
- Balken geben das 95% Konfidenzintervall der Durchschlagsspannungsverteilung nach Weibull an
- **Nur synthetische Luft** (Synthetic Compressed Air)

Abbildung 10 zeigt die Durchschlagsspannung der schwach inhomogenen Kugel-Platte-Anordnung über der Schlagweite mit unterschiedlichen Gasdrücken als Kurvenschar an.

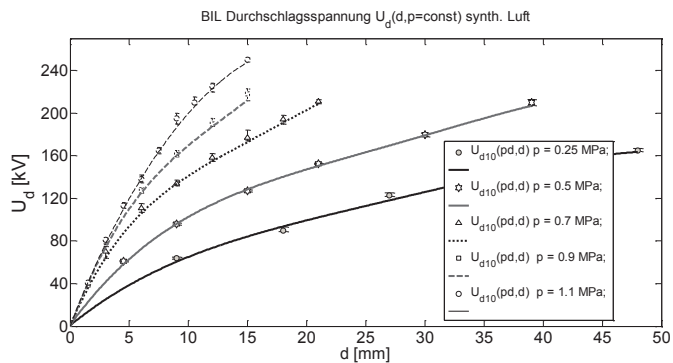


Abb. 10: Durchschlagsspannung  $U_{d50}(d, p=const.)$  der schwach inhomogenen Kugel-Platte-Anordnung

Abbildung 11 zeigt die um den Schwaiger-Faktor korrigierte (Ausnutzungsfaktor Gl. 4) elektrische „Anfangsfeldstärke“ in Abhängigkeit des Drucks. Gegeben sind zwei Kurven aus Abbildung 10 mit der Schlagweite  $d = 4,5$  mm und  $d = 15$  mm. Es zeigt sich, dass die Anfangsfeldstärke  $E_a$  praktisch unabhängig von der Schlagweite  $d$  ist. Die nichtlineare Abhängigkeit der Anfangsfeldstärke  $E_a$  vom Druck  $p$  ist aus den Messungen im quasihomogenen elektrischen Feld bekannt (siehe Abb. 7).

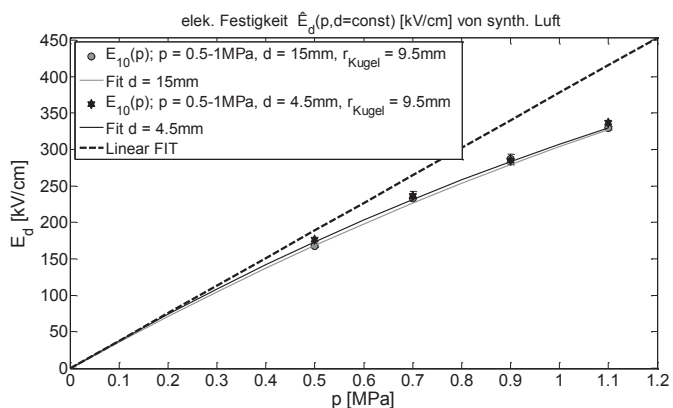


Abb. 11: Durchschlagsfeldstärke  $E_d$  der inhomogenen Anordnung  $E(p)$   $r=9,5$  mm,  $d = 4,5$  mm und 15 mm

Abbildung 12 zeigt die Kurvenschar der Durchschlagsfeldstärke  $E_d$  (mit Grenzbalken als 95% Konfidenzintervall) über der Schlagweite  $d$ . In dieser Darstellung wird auch sichtbar, dass die Anfangsfeldstärke  $E_a$  nur gering mit der Schlagweite  $d$  sinkt. Für das Absinken könnte das Volumen-Vergrößerungsgesetz verantwortlich sein.

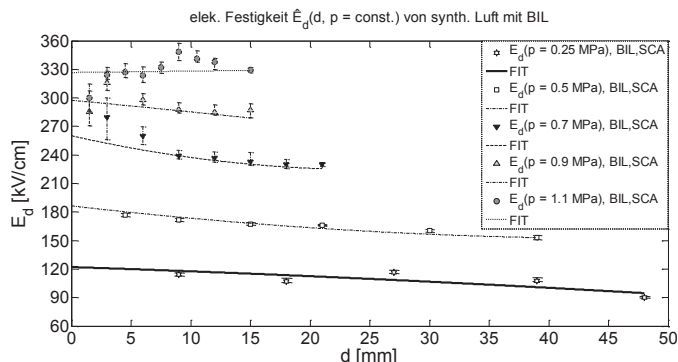


Abb. 12: elektrische Festigkeit von Luft  $E_d(d)$  der inhomogenen Anordnung  $r_{Kugel} 9,5$  mm

Mit den Messergebnissen im schwach inhomogenen elektrischen Feld konnte bestätigt werden, dass die Näherung nach A. Schwaiger siehe Gl. (6) eine gewisse Gültigkeit bis zu einem Gasdruck von  $p = 1,1$  MPa besitzt. Jedoch muss die Anfangsfeldstärke  $E_a$  der Feldgeometrie bekannt sein.

Ohne Kenntnis der Anfangsfeldstärke kann mit Hilfe von Gl. (5), der Auswertung des elektrischen Feldstärkeverlaufs (FEM Simulation) und der Paschen-Parameter die Zündbedingung numerisch berechnet werden. Eine Berechnung der Durchschlagsspannung der verwendeten Feldgeometrie war so im Voraus durch numerische Lösung der Zündbedingung möglich. Dies stützt eine Annahme, wonach die ermittelten Paschen-Parameter (aus den Durchschlagmessungen im quasihomogenen elektrischen Feld) auch für schwach inhomogene elektrische Felder bis zu einem Gasdruck von  $p = 1,1$  MPa Gültigkeit besitzen.

## VI. DISKUSSION

Bei der Untersuchung der elektrischen Festigkeit von alternativen Isoliergasen war auffällig, dass SF<sub>6</sub> stets eine höhere elektrische Festigkeit als Luft und Stickstoff im untersuchten Druckbereich besitzt. Jedoch verringert sich das Verhältnis der elektrischen Festigkeit von SF<sub>6</sub> gegenüber der elektrischen Festigkeit von Luft bei höherem Druck. Bei atmosphärischem Druck isoliert SF<sub>6</sub> dreimal besser als Luft. Bei einem Druck von 0,7 MPa isoliert SF<sub>6</sub> etwa noch doppelt so gut wie Luft.

Ein Szenario zur SF<sub>6</sub>-freien Isolation für schwach inhomogene Anordnungen wäre die Erhöhung des Gasdrucks auf 1,1 MPa und Vergrößerung der Schlagweite um 30%. Dies würde einer Isolierfähigkeit von 0,7 MPa SF<sub>6</sub> entsprechen. Bei Luft oder Stickstoff ist dieser Druck von  $p = 1,1$  MPa problemlos möglich, da eine Verflüssigung bei den gewöhnlichen Temperaturen der Erde  $\vartheta > -65^\circ\text{C}$  nicht auftritt. Die Anwendung von reinem SF<sub>6</sub> wird teilweise durch den Taupunkt eingeschränkt (Druck, Tieftemperaturen, N<sub>2</sub>-SF<sub>6</sub>-Gemisch). Der benötigte höhere Druck muss bei der Konstruktion unter Beachtung der Druckbehältervorschrift mechanisch berücksichtigt werden.

Als weiteres positives Ergebnis dieser Arbeit lässt sich festhalten, dass sich bei Luft und Stickstoff ein nahezu lineares und berechenbares Verhalten der elektrischen Festigkeit (Paschen-Kurve) gezeigt hat. Die aus den Messergebnissen ermittelten Paschen-Parameter und Paschen-Kurven zeigen über einen weiten  $pd$ -Bereich Gültigkeit mit den Messpunkten. Mit der Extrapolation der Ergebnisse könnte Luft ( $p = 1,5$  MPa) eine gleichwertige elektrische Festigkeit wie SF<sub>6</sub> bei  $p = 0,7$  MPa besitzen. Um diese These zu verifizieren, sind weitere Messungen in diesem höheren Druckbereich geplant (quasihomogen, schwach bis stark inhomogen Feld).

Aus den empirischen Messungen im schwach inhomogenen elektrischen Feld ist auffällig, dass die Anfangsfeldstärke  $E_a$  nahezu unabhängig von der Schlagweite ist. Die elektrische Festigkeit der untersuchten Gase im quasihomogenen und schwach inhomogenen elektrischen Feld ist miteinander vergleichbar. D.h. die Näherung nach Schwaiger (6) zur Berechnung der Durchschlagsspannung einer schwach inhomogenen elektrischen Anordnung ist für einfache Geometrien im untersuchten Bereich des Ausnutzungsfaktors ( $\eta = 0,9 \dots 0,4$ ) nach unseren Messergebnissen ebenso möglich, wie eine numerische Berechnung für beliebige Geometrien mit

Hilfe der Integration entlang (Gl. 2) des Feldstärkeverlaufs unter Zuhilfenahme der Paschen-Parameter.

Das Verhalten der elektrischen Festigkeit im Hochdruckbereich  $p = 0,5 \dots 1,5$  MPa mit stark inhomogenen elektrischen Feldern wurde in dieser vorliegenden Arbeit nicht behandelt. Weitere Messungen im stark inhomogenen Feld sind geplant und werden noch durchgeführt.

## VII. REFERENZEN

- [1] A. Kuchler, „Hochspannungstechnik Grundlagen-Technologie-Anwendung“ Springer Verlag Berlin Heidelberg, pp. 137-259, 2009
- [2] M. Beyer, W. Boeck, K. Möller, W. Zaengl, „Hochspannungstechnik, Theoretische und praktische Grundlagen für die Anwendungen,“, Springer Berlin Heidelberg New York, 1986
- [3] A. Schwaiger „Beitrag zur elektrischen Festigkeitslehre“ Springer Archiv für Elektrotechnik, XI. Band 1. Heft., 15.04.1922
- [4] W. Hauschild, W. Mosch, „Statistik für Elektrotechniker“ VEB Verlag Technik, Berlin 1984, Kap 2 – 3, S20-170,
- [5] D. Imamovic, M. Muhr, „Dielektrische Eigenschaften von Isoliergasen für HGÜ-Anwendungen“ Technische Universität Graz, 2011
- [6] D. Gautschi, F. Meyer, Y. Kieffel „Verwendung alternativer Gase für metallgekapselte Hochspannungsschaltanlagen“ Alstom GmbH, 2014
- [7] Yoshida Tadahiro „The Development and practical use of a new 24kV dry air insulated switchgear“, Mitsubishi, 1986
- [8] Y.Qiu, E. Kuffel „Dielectric strength of gas mixtures comprising“ IEEE Transactions on power apparatus and systems, vol. PAS-102, No. 5, Mai 1983
- [9] A. M. Mahddy, H. I. Anis, S.A. Ward, “Electrode roughness effects on the breakdown of air-insulated apparatus”, IEEE Transactions on dielectric and electrical insulation, Vol. 5 No.4, Aug. 1998
- [10] N. Wiegart, L. Niemyer, F. Pinnekamp, W. Boeck, J. Kindesberger, R. Morrow, W. Zaengl, M. Zwicky, I. Gallimberti, S.A. Boggs, „Inhomogeneous field breakdown in GIS – the prediction of breakdown probabilities and voltages“, IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 3, No. 3, July 1988
- [11] E. Finkelmann, „Der elektrische Durchschlag verschiedener Gase unter hohem Druck“, VDE Stuttgart Archiv für Elektrotechnik, S. 282-286, 1936
- [12] A. K. Vijh, „Electric strength and molecular properties of gaseous dielectrics“, IEEE, Transactions electric insulation, Vol. EI-12 No 4, August 1977
- [13] N. H. Malik, A. H. Qureshi, „A Review of electrical breakdown in mixtures of SF<sub>6</sub> and other gases“, IEEE Transactions electrical insulation, Vol. EI-14 No 1, February 1979
- [14] P. Forster, V. Ramaswamy. ”Changes in Atmospheric Constituents and in Radiative Forcing.” Cambridge University Press, Cambridge und New York 2007, S. 212
- [15] B. Gänger, „Die elektrische Festigkeit verdichteter Gase I“ VDE Karlsruhe 34.Band Heft 2 S.633-652,1940

# Electricity supply reliability of the industrial enterprises with local power plants and the outage cost evaluation

Alina Iuldasheva, Aleksei Malafeev  
 Department of Industrial Electric Power Supply  
 Nosov Magnitogorsk State Technical University  
 Magnitogorsk, Russia  
 alinayuldasheva1@gmail.com

**Abstract**— In this article, the algorithm of reliability evaluation of electricity supply systems operation is presented. It includes evaluation of the reliability of consumer's electricity supply and the reliability of power generation by the local power plants. Proposed algorithm is based on the method of sequential network reduction and allows calculating the reliability indices of the selected consumer or of the certain point of power distribution. This algorithm is implemented in the program complex (PC) KATRAN. The calculation of reliability indices allows assessing the consumer's outage cost and the interruption costs of the enterprise's power plants.

**Keywords**- electricity supply reliability; reliability indices; power flow direction; sequential network reduction; electricity supply interruption costs.

## I. INTRODUCTION

Annual electricity shortage caused by the accidents for the large industrial enterprises in Russia is now several million kilowatt-hours. This situation calls for the development and practical application of calculation methods of the electricity supply systems reliability. The analysis of existing methods of assessing the reliability of electricity supply systems [1], [2], [3], [4], [5], had shown that the predominant methods and algorithms are focused on the simple open-loop networks and just small number of techniques designed for the backbone networks. Their application to the objects such as the electricity supply system of a large enterprise, which has, along with the multi-level-open networks of several voltage levels, the local energy sources and the closed-looped sections on the voltage of 110-220 kV, is difficult. Thus, the task of development the method of the equivalent reliability indices calculation for meshed interconnected network and creation of the software on the basis of such algorithm is important today.

## II. ESTIMATION OF STRUCTURAL RELIABILITY OF A LARGE INDUSTRIAL ENTERPRISE

The algorithm for structural reliability evaluation of electricity supply system was developed at the Department of Industrial electric power supply, TU Magnitogorsk.

At the primary stage, the steady-state mode calculation, which is based on the method of sequential network

reduction [6], is carried out. It is necessary for the further consideration of power flow direction when the reliability indices are calculated. This procedure makes it possible to exclude from the calculation the part of scheme which is not involved to the electricity transmission to any particular consumer.

The recursive bypass of the scheme, which starts with the selected element, is organized in the PC KATRAN [7]. The integrated power flow is defined for each connection with the adjacent elements. If the power flow direction is positive, the flag is set for the element, and then this element will be involved in the equivalent reliability indices calculation. The full bypass of the scheme is carried out, if there is identified an element for which the power flow direction is negative, such element is excluded from the scheme for the structural reliability calculation.

As an example, simple scheme of power supply of the consumers L1 and L2, receiving power from 3 sources G1, G2, G3 (Fig. 1) is considered. The power flow direction is determined for evaluation of reliability relatively to the consumer L2. The result is that element "B" is excluded from the scheme for reliability calculation.

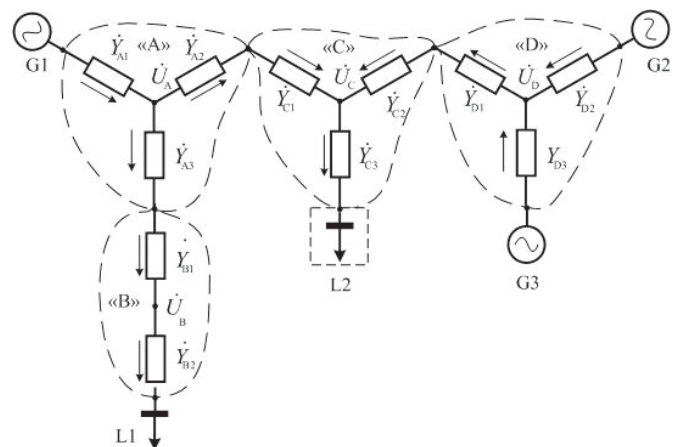


Figure 1. Nodalization diagram.





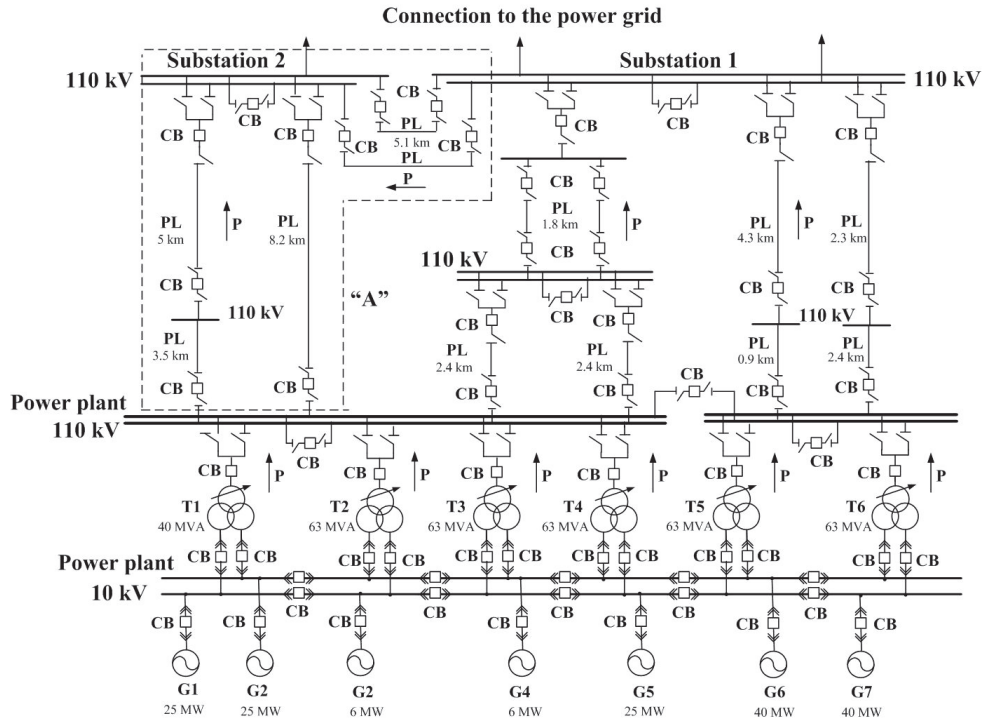


Figure 4. The fragment of the scheme of electricity supply system of the Iron and Steel Works:  
G - generator, T – transformer, CB – circuit breaker, PL – power line

TABLE I. THE RESULTS OF RELIABILITY INDICES CALCULATION

Operating mode	Probability of no-failure, $p_{ekv}$	Failure intensity, $\lambda_{ekv}$ (1/h)	Restoration time, $T_r$ (h)
Normal operating mode	0.9986	0.005987	0.2338
Planned maintenance of 1 CB, failure of 1 PL	0.9912	0.006043	1.4562

### III. DAMAGE ASSESSMENT

Characteristic feature of the large industrial enterprise is the existence of local power plants. In general, the electricity supply interruption costs of such enterprise consist of the system's damage, the consumer's outage cost and the interruption costs of the enterprise's power plants.

1. The system's damage consists of the damage from frequency reducing in electricity supply system, the damage of consumers which was disconnected by the under-frequency load shedding (UFLS), the costs of creating the repair capacity reserve in system in case of the long lock-generating capacity of the power plant in repair modes.

2. The consumer's outage cost  $D_c$  (4) is caused by sudden interruption in the electricity supply, the consequence of which is the spoilage costs and the violation of technological process:

$$D_c = d_0 \cdot \Delta P \cdot T_r \quad (4)$$

where  $d_0$  – the average damage, depending on the type of production, (RUB/kW·h) [12];  $\Delta P$  – reducing of the power plant load during  $T_r$ , (kW),  $T_r$  – system's recovery time, (h).

3. The electricity supply reliability of consumers with local power plant is mostly determined by the reliability of generating equipment. The interruption costs of the enterprise's power plant  $D_{st}$  (8) include the following components:

a) The damage from electric power underproduction  $D_u$  (5), which is caused by interruption of the power plant equipment operation. In this situation consumers would have to buy additional amount of electric power at a higher price:

$$D_u = (C_g - C_p) \cdot \Delta P_{st} \cdot T_r \quad (5)$$

where  $(C_g - C_p)$  – the difference between the cost of electricity generated  $C_g$  by enterprise's power plants and purchased electricity  $C_p$ , (RUB/kW·h);  $\Delta P_{st}$  – underproduction of power by local power plant during  $T_r$ , (kW).

b) The damage associated with additional fuel consumption  $D_f$  (7), which can appear in case of necessity of starting generating equipment operation, if it was stopped because of electricity interruption. The value of this damage depends on the time of liquidation of emergency mode (6):

$$T = T_r + T_{start} \quad (6)$$

where  $T_{start}$  – time necessary for starting equipment operation, (h); for example, the time to set generator load from hot position is about 0.5 hours and from cold position – from 3 to 8 hours.

$$D_f = k_{st} \cdot d_0 \cdot \Delta P_{st} \cdot T \quad (7)$$

where  $k_{st}$  - coefficient depending on the time of liquidation of emergency mode  $T$ :  $k_{st} = 2$ , if  $T > 1$ h;  $k_{st} = 1$ , if  $T < 1$  h.

$$D_{st} = D_u + D_f \quad (8)$$

System's damage for the considered above example insignificant, because there are no consumers which can be disconnected by the UFLS and effect of system's frequency reducing for this scheme will be small in any operating mode. Main components of the total damage  $D$  (9) for large industrial enterprise with local power plants are the consumer's outage cost  $D_c$  and the interruption costs of the enterprise's power plant  $D_{st}$ :

$$D = D_c + D_{st} \quad (9)$$

For the scheme (Fig. 4) on the basis of the reliability indices calculation the damage was assessed:  $D_c = 427\,854$  (RUB),  $D_{st} = 449\,384$  (RUB),  $D = 877\,238$  (RUB).

For the calculation the following values were taken:  $C_g = 1.1$  (RUB/kW·h),  $C_p = 2.39$  (RUB/kW·h),  $d_0 = 18.3$  (RUB/kW·h),  $T_{start} = 0.1$  (h),  $\Delta P = 100$  (MW),  $\Delta P_{st} = 50$  (MW).

Thus, the probability of no-failure in normal operating mode  $p_{ekv} = 0.9986$  shows that electricity supply system of the Iron and Steel Works is reliable, but damage from the unreliability ( $D = 877\,238$  RUB) is high. To reduce its value some recommendations were given to increase reliability of the enterprise. For example, we can change the system structure by adding more protective devices or by updating of equipment.

#### CONCLUSION

The proposed algorithm makes it possible to calculate the basic reliability indices – probability of no-failure, failure intensity and recovery time. This algorithm can be applied for the schemes of any complexity, regardless of what elements predominate – connected in series or parallel, because the same procedure is used for the node elimination. Consideration of the power flow direction allows to carry out the on-line analysis of planning operating modes with account of scheme configuration. The comparison of different variants of normal and repair maintenance schemes of network, in the task of

regime planning and reconstruction, is possible on the basis of reliability and damage indices assessment. The developed algorithm within the PC KATRAN is implemented in the exploitation at OJSC MMK (Joint Stock Company Magnitogorsk Iron and Steel Works, Russia). Thus, the algorithm presented in this paper can be used to evaluate the reliability of an existing distribution system and to provide useful planning information regarding improvements to existing systems and the design of new distribution systems.

#### REFERENCES

- [1] R. Allan and M.G. Da Silva. "Evaluation of reliability indices and outage costs in distribution systems," IEEE Trans. Power Systems, vol. 10, no. 1, pp. 413 – 419, Feb. 1995.
- [2] R. Billinton, R. Allan, "Reliability Evaluation of Power Systems," 2nd ed., New York: Plenum Press, 1996, p. 514.
- [3] R. Billinton and W.Y. Li. "Reliability assessment of electric power systems using Monte Carlo methods," New York: Plenum Press, 1994.
- [4] P. Carer, J. Bellvis, M. Bouissou, J. Domergue, J. Pestourie, "A new method for reliability assessment of electrical power supplies with standby redundancies," Proceedings of the 7th International Conference on Probabilistic Methods Applied to Power Systems (PMAPS'02), Naples, Italy, pp. 179 – 184, Sept., 2002.
- [5] M.H.J. Bollen, "Method for reliability analysis of industrial distribution systems," IEE Proceedings C, 140(6): 1993, p. 497.
- [6] A. I. Yuldasheva, A. V. Malafeev, "Reliability evaluation for electric power supply management," Proceedings of the International scientific symposium. Electrical power engineering 2014, TU Varna, p. 10 – 12, Sept., 2014.
- [7] V. A. Igumenshev, A. V. Malafeev, O. V. Bulanova, Y. N. Rotanova, E. A. Panova, A. V. Khlamova, V. M. Tarasov, E.B. Yagolnikova, N.A. Nikolaev, V. V. Zinoviev, Certificate 2012612069 Russia. Programme "The complex of automated modal analysis KATRAN 6.0". – Publ. in the bulletin. "Programme for the computer, database, TIMS", 2012, № 2, pp. 500 – 501.
- [8] C. Kelley, "Solving Nonlinear Equations with Newton's Method," SIAM, Philadelphia, 2003, p. 104.
- [9] V. Y. Zamyshlyayev, O. M. Kotov, V. P. Oboskalov, "Evaluation of structural reliability indices with failures such as "fault"," Power from the point of view of Youth: Scientific work of III International scientific and technical conference. Ekaterinburg: Ural Federal University, 2012, P. 1, pp. 534 – 539.
- [10] V. G. Kitushin "Reliability of power systems," Moscow: Graduate school, 1984, p. 256.
- [11] A. I. Yuldasheva, A. V. Malafeev, "The estimation of computational complexity of algorithm for calculating reliability measures," Problems of energy and sources saving (special issue), №3 – 4, Tashkent, 2013, pp. 200 – 206.
- [12] V. A. Venikov, L. A. Zhukov, G. E. Pospelov "Electrical systems. Operation modes of electrical systems and networks," T. 6, Moscow: Graduate School, 2003, p. 345.

# Lastabwurfkonzept auf Basis von Jahresmittelwerten

André Richter, Ines Hauer  
Institut für Elektrische Energiesysteme (IESY)  
Otto-von-Guericke-Universität Magdeburg  
Magdeburg, Deutschland  
andre.richter@ovgu.de

**Kurzfassung** — Vor dem Hintergrund des steigenden Anteils von erneuerbaren Erzeugungsanlagen im Netz werden immer mehr konzeptionelle Anpassungen zur Sicherstellung der Systemstabilität notwendig, um z.B. einen vermehrten Leistungsfluss vom Verteilungsnetz zum Übertragungsnetz zu berücksichtigen. Die vorgestellten Untersuchungen befassen sich speziell mit dem frequenzabhängigen automatischen Lastabwurf gemäß eines modifizierten 5-Stufenplans zur Behebung der Unterfrequenz. Da die Schutzsysteme bzw. die Frequenzrelais unabhängig von der Lastflussrichtung automatisch auslösen, kann es im Problemfall dazu kommen, dass anstatt Lasten Erzeugungsanlagen vom Netz getrennt werden. Für die Lösung dieser Problematik wurde in den Untersuchungen ein neues, alternatives Lastabwurfkonzept auf Basis von Jahresmittelwerten analysiert und unter Anwendung verschiedener Szenarien an einem Netzmodell getestet. Dafür wurden auf Grundlage einer gegebenen Datenbasis der 50Hertz Transmission GmbH Referenzwerte je Transformator und anschließend die Wahrscheinlichkeit, dass an einem Transformator die geforderte Last abgeschaltet werden kann, ermittelt. Weiterhin werden Lastabwurf und Erzeugerzeitreihen berechnet sowie eine Lastabschätzung für jedes Szenario vorgenommen und in das Modell implementiert. Das Paper bietet abschließend einen qualitativen Vergleich des aktuellen Lastabwurfkonzepts auf Basis der Jahreshöchstlast mit dem neuen Konzept auf Basis des Jahresmittelwerts.

**Keywords** - Lastabwurf; Jahresmittelwertkonzept; automatische Frequenzentlastung; 5 - Stufenplan; Jahreshöchstlastkonzept

## I. EINLEITUNG

Erneuerbare Energien bieten die Chance für eine nachhaltige Stromversorgung, die Deutschland vor allem in technologischer Hinsicht eine Vorreiterrolle ermöglicht. Damit einhergehend ist die Energiewende eine Aufgabe, auf die sich verändernden Netz- bzw. Einspeise- und Verbrauchersituationen einzugehen und neue Konzepte zur Wahrung der Systemstabilität zu erarbeiten. Eine Herausforderung stellt dabei die gelegentliche Umkehr des klassischen Top-Down- zum Bottom-Up-Leistungsfluss zwischen Übertragungs- und Verteilungsnetz dar. Klassische Schutzsysteme, insbesondere Frequenzrelais, die bei Unterfrequenz einen automatischen Lastabwurf unabhängig von der Lastflussrichtung ausführen, sind von dieser Situation beeinflusst. Beispielsweise kann für die automatische Frequenzentlastung (AFE) bei Unterfrequenz, anstatt eines Lastabwurfs, ein Erzeugungsabwurf durchgeführt werden. Gegenstand der durchgeführten Untersuchung, vor dem Hintergrund des frequenzabhängigen Lastabwurfs, war die Anwendbarkeit eines neuen, innovativem Lastabwurfkonzepts

auf Basis von Jahresmittelwerten, anstatt wie bisher durch Verwendung einer (Stichtags-) Jahreshöchstlast. Gleichzeitig wurde in dieser Untersuchung zur Anwendbarkeit des neuen Lastabwurfkonzepts, auf den FNN-Hinweis: „Technische Anforderungen an die automatische Frequenzentlastung unter Berücksichtigung einer veränderten Erzeugungssituation“ Bezug genommen, um einen modifizierten 5 - Stufenplan zu entwickeln [1]. Die Analyse basierte dabei auf realen Leistungsmesswerten des Übertragungsnetzbetreibers (ÜNB) 50Hertz Transmission und erfolgte sowohl statisch als auch dynamisch.

## II. GRUNDLAGEN ZUM LASTABWURF

### A. Frequenzstabilität

Damit ein frequenzabhängiger Lastabwurf notwendig wird, befindet sich das betrachtete elektrische Netz außerhalb des stabilen Betriebszustandes. Dabei ist gleichzeitig die Regelleistung des Netzes nicht ausreichend, um die Netzfrequenz zu stabilisieren [1]. Stabilität eines elektrischen Netzes ist vor diesem Hintergrund gekennzeichnet durch ein Gleichgewicht zwischen erzeugter und verbrauchter Wirk- und Blindleistung sowie Verlusten. Der gestörte Betrieb des Netzes, welcher bei nicht hinreichender Regelreserve zu Unterfrequenz führt, wird bspw. durch Laständerungen, Erzeugungsausfälle oder Betriebsmittelausfälle verursacht. Diese starken Änderungen der Betriebssituation bewirken ein Leistungsungleichgewicht sowie eine abhängige Frequenzänderung [2].

In erster Linie dient die Regelreserve als Teil der Systemdienstleistungen, die gemäß TransmissionCode 2007 durch den ÜNB bereit zu stellen ist, der Wiederherstellung des Leistungsgleichgewichts. Daraus folgend ergibt sich die Erhaltung der Netzfrequenz in Folge von kleinen Störungen im Bereich von 49,8 Hz bis 50,2 Hz. Ist die durch Kraftwerke bereitgestellte Regelreserve nicht ausreichend, um die Frequenzstabilität zu gewährleisten greift der 5 - Stufenplan gemäß TransmissionCode 2007, TABELLE 1. Die Rahmenbedingungen für den flächendeckenden Unterfrequenz-Systemschutz im Bereich zwischen 48,0 Hz und 49,2 Hz fordern, dass nach auslösen aller Unterfrequenzrelais mindestens 50 % der Last (vor Eintritt der Unterfrequenz) vom Netz getrennt wird. Der Lastabwurf in den einzelnen Stufen wird durch die Verteilungsnetzbetreiber (VNB), in Absprache mit den ÜNB, sichergestellt. Dabei sind die Einstellungen in den Frequenzrelais gemäß der Referenznetzlast (bisher Stichtag: Jahreshöchstlast) so festzulegen, dass der geforderte prozentuale

TABELLE 1: 5 - Stufenplan (vgl. [3])

Stufen	Maßnahme
Stufe 1: 49,8 Hz	Alarm
Stufe 2: 49,0 Hz	Lastabwurf 10-15 % der Netzlast
Stufe 3: 48,7 Hz	Lastabwurf weitere 10-15 % der Netzlast
Stufe 4: 48,4 Hz	Lastabwurf weitere 15-20 % der Netzlast
Stufe 5: 47,5 Hz	Kraftwerkstrennung

Anteil abgeschaltet wird [3].

Für die Untersuchung der Lastabwurfkonzepte im dynamischen Modell wurden sowohl die Frequenzregelung in Kraftwerken und im Verbundsystem als auch der Selbstregelleffekt der Last berücksichtigt. Die Primärregler an den Generatoren sind in erster Linie dafür verantwortlich, dass die Netzfrequenz nahe der Nennfrequenz von 50 Hz gehalten bzw. nach einem Lastsprung stabilisiert wird. Soll ein Kraftwerk respektive ein Verbundsystem auf eine Frequenzänderung reagieren, folgt dieses bei der Leistungsänderung einer bestimmten Statik  $s$ . Die Statik  $s$  wird ermittelt aus dem Verhältnis von Frequenzabweichung  $\Delta f_G$  zur Nennfrequenz  $f_N$  in Relation zum Verhältnis von Leistungsänderung am Generator  $\Delta P_G$  zur Generatornennleistung  $P_N$ . Typische Werte für die Statik sind im Bereich von 4 bis 8 % [5].

$$s = \frac{\frac{\Delta f_G}{f_N}}{\frac{\Delta P_G}{P_N}} \quad (1)$$

Ein weiterer Einflussfaktor auf das Frequenzverhalten im Netz, bei Laständerung, ist neben der Primärregelreserve, der Selbstregelleffekt der Last. Der Selbstregelleffekt wird durch die Netzkennzahl der Last  $K_L$  beschrieben, welche wesentlich geringer als die allgemeine Netzkennzahl  $K$  eines Verbundsystems ist. Die Netzkennzahl beschreibt das Vermögen eines Netzes, schnell und ausreichend Leistung zur Wiederherstellung der Systembilanz und somit zur Frequenzhaltung, für den Fall der Frequenzänderung, bereitzustellen (im UCPTE-Netz 30000 MW/Hz, 1996 [6]) [5]. Dementgegen wird mit der Netzkennzahl der Last die frequenzabhängige Leistungskennlinie der einzelnen Lasten charakterisiert. Der Selbstregelleffekt der Last wird in Verbundnetzen mit 1 % / Hz angenommen [4].

#### B. FNN-Hinweis: Technische Anforderungen an die AFE

Der technische Hinweis des FNN wurde ebenfalls vor dem Hintergrund des steigenden Anteils der dezentralen Erzeugung sowie der einhergehenden Problematik der klaren Zuordnung von Lasten entwickelt. Der Technische Hinweis bietet konzeptionelle Ansätze zur Berücksichtigung der Erneuerbaren Energien bei der Anwendung der automatischen Frequenzentlastung. Die Ansätze dienen als Grundlage zur Entwicklung eines modifizierten 5 – Stufenplans (vgl. TABELLE 2) sowie zur Bestimmung der Referenznetzlast für das Lastabwurfkonzept auf Basis von Jahresmittelwerten. Der für die Untersuchungen entwickelte modifizierte 5 - Stufenplan weist vier, anstatt drei, kontinuierliche Lastabwurfstufen mit der Differenzierung in 10 % (best case) und 15% (worst case)

Stufengröße, im Bereich von 49,0 Hz bis 48,1 Hz, auf. Damit werden 40 % bzw. 60 % der Last, in Abhängigkeit von der Stufengröße, bis zur Kraftwerkstrennung abgeworfen.

#### C. Lastabwurfkonzepte

Grundlage für die Auslegung des automatischen Lastabwurfs ist bisher die Jahreshöchstlast, die an einem Stichtag (z.B. 7.12.2011) im elektrischen Versorgungsnetz gemessen wird. Die Verteilnetzbetreiber (VNB) müssen in Absprache mit dem verantwortlichen ÜNB die Frequenzrelais derart installieren und parametrieren, damit in den entsprechenden Stufen (vgl. TABELLE 1) der geforderte prozentuale Anteil dieser Referenzlast (Jahreshöchstlast) abgeschaltet werden kann.

Entsprechend dem Technischen Hinweis des FNN [1] soll diese Verfahrensweise dahingehend geändert werden, dass als Referenzlast der Jahresmittelwert zu verwenden ist. Mit Anwendung des Jahresmittelwertes sollen Jahres- und tageszeitliche Schwankungen der Erneuerbaren Energien berücksichtigt werden. Bei der Bestimmung der Jahresmittelwerte werden die Abgänge in das Mittelspannungsnetz in drei Fälle unterschieden. Gemäß Abbildung 1 werden bei der Bestimmung der Referenznetzlast nur Mittelspannungsabgänge nach Fall 1 ( $P_{1,Mittel}$ ) und Fall 2 ( $P_{2,V,Mittel}$ ) berücksichtigt, an denen im Jahresdurchschnitt das Verteilungsnetz aus dem Hochspannungsnetz versorgt wird. Das bedeutet, dass nur Übergabestellen, deren Anzahl an Viertelstundenmittelwerte mit Bezug größer ist als die Anzahl der Viertelstundenmittelwerte mit Rückspeisung, in Betracht gezogen werden. An diesen Übergabestellen ergibt sich die Referenznetzlast nach [1] zu:

$$P_{Last,mittel} = P_{1,mittel} + P_{2,mittel}^v \quad (2)$$

### III. LASTABWURFBERECHUNG UND MODELLIERUNG

Die Untersuchungen, zur Anwendbarkeit des neuen Lastabwurfkonzepts im Vergleich zum bisherigen Konzept mit Jahreshöchstlast, beruhen auf der Datengrundlage des ÜNB 50Hertz Transmission GmbH. Die verwendete Datengrundlage besteht aus Zeitreihen (Wirkleistungsmesswerte bzw. vertikale Netzlast) zu den Umspannwerken 380/110 kV vom ÜNB zum jeweiligen VNB für den Zeitraum von einem Jahr. Insgesamt wurden die Messwerte hinsichtlich ihrer Mittelwerte, Rückspeisung, maximaler und minimaler (monatlicher-) Messwert in monatsähnlichen Zeiträumen von 4 Wochen ausgewertet. Anschließend wurde die Regelzone mit den zugehörigen Umspannstationen entsprechend der VNB-Gebiete eingeteilt. Weiterhin wurden für die Untersuchungen 10

TABELLE 2: MODIFIZIERTER 5 - STUFENPLAN IN ANLEHNUNG AN FNN [1]

Stufen	Maßnahme
Stufe 1: 49,0 Hz	Lastabwurf 10 %/15 % der Netzlast
Stufe 2: 48,7 Hz	Lastabwurf weitere 10 %/15 % der Netzlast
Stufe 3: 48,4 Hz	Lastabwurf weitere 10 %/15 % der Netzlast
Stufe 4: 48,1 Hz	Lastabwurf weitere 10 %/15 % der Netzlast
Stufe 5: 47,5 Hz	Kraftwerkstrennung

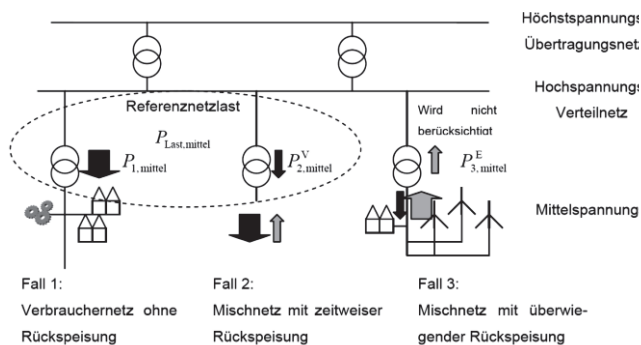


Abbildung 1: Bestimmung der Referenznetzlast aus den Jahresmittelwerten nach dem technischen Hinweis des FNN [1]

Szenarien innerhalb des Zeitraums anhand der Intensität (hoch/gering) von Wind- und Photovoltaikeinspeisung (PV) identifiziert. Zusätzlich wurde eine Unterscheidung nach Starklast und Schwachlast anhand der vertikalen Netzlast getroffen und 10 Szenariotage mit einem Viertelstundenzeitpunkt ausgewählt. Eine Übersicht zu den Szenarien bietet TABELLE 3.

### A. Referenznetzlast

Anhand des gegebenen Datenpools war die Referenznetzlast, für das bestehende Lastabwurfkonzept auf Basis der Jahreshöchstlast (JHL-Konzept), an einem Tag im Februar (17.45-18.00 Uhr) am größten. Zur Berechnung des Referenzwertes der Jahreshöchstlast wurden alle vertikalen Lasten der Transformatoren, in den zugeordneten VNB-Gebieten, zu diesem Zeitpunkt, aufsummiert. Für das Jahresmittelwertkonzept wurde jedoch in den Untersuchungen nicht der Jahresmittelwert für die Bildung des Referenzwertes herangezogen, sondern der maximale monatliche Mittelwert. Diese Herangehensweise beruht auf der Auswertung der Zeitreihen des Datenpools, bei der mehr Transformatoren einen negativen Wert, also eine Rückspeisung von VNB zu ÜNB, als beim maximalen monatlichen Mittelwert aufwiesen. Der maximale Mittelwert repräsentiert den Monat, mit der durchschnittlich größten vertikalen Netzlast. Das bedeutet, dass in dem Monat die Einspeisung aus erneuerbaren Energien z.B. Windkraftanlagen geringer war, als in anderen Monaten und Abgänge nach Fall 3 das Ergebnis weniger verfälschen, als bei Verwendung des Jahresmittelwertes. Da die Einspeisung nach Fall 3 hier trotzdem berücksichtigt wird, stellt die Wahl des maximalen monatlichen Mittelwertes als Referenzlast ein worst-case Szenario dar. Ferner wird in den folgenden Darstellungen der Untersuchung der max. monatliche Mittelwert als Jahresmittelwertkonzept (max JM-Konzept) bezeichnet. Für das max JM-Konzept ergab sich eine Referenznetzlast die ca. 80 % des Referenzwertes der Jahreshöchstlast entspricht. Zur

TABELLE 3: DARSTELLUNG DER SZENARIEN

Wind(hoch) & PV(hoch)	Starklast / Schwachlast
Wind(hoch) & PV(gering)	Starklast / Schwachlast
Wind(gering) & PV(hoch)	Starklast / Schwachlast
Wind(gering) & PV(gering)	Starklast / Schwachlast
Durchschnittstage	

Bestimmung beider Referenznetzlasten blieben Transformatoren mit negativem Wert sowie mit negativem max. monatlichem Mittelwert unberücksichtigt.

### B. Lastabwurfberechnung auf Basis von Messdaten

Auf Basis der Messwerte an den Transformatoren wurden die Referenzwerte für den Vergleich der Konzepte JHL und max JM je Transformator ermittelt. Anschließend konnte anhand des entwickelten 5 - Stufenplans, der Lastabwurf je Transformator berechnet werden. Die Berechnung des Lastabwurfs (Lastabschaltung) je Stufe an einem Transformator ist dabei im Wesentlichen von drei Faktoren abhängig:

1. Stufenweite von 10 % oder 15 %, die unabhängig vom Transformator oder Umweltfaktoren konstant ist
2. Wahrscheinlichkeit das geforderte Last von 10 - 60 % der Referenznetzlast am Transformator abgeschaltete werden kann
3. Referenznetzlast am Transformator

Die Netzlast, die ausgehend vom Referenzwert (Jahreshöchstlast / Jahresmittelwert) in den Stufen abgeschaltet werden soll, ist auf Grund tages- und jahreszeitlicher Schwankungen nicht zu jeder Zeit verfügbar. Mit Hilfe berechneter Stufenplanabschaltwahrscheinlichkeiten  $P_{n,W}$ , entsprechend dem gewählten Referenzwert  $P_{n,Referenz}$  und der prozentualen Abschaltung  $r = 10-15\%$  je Stufe ist es möglich die Last  $Last_{Ab}$  je Stufe abzuschätzen, die unter einem Transformator tatsächlich abgeworfen wird (3). Ausgehend von der abgeschalteten Last in Stufe 1  $Last_{Ab}(St1)$  ergibt sich die in Stufe 2 abgeschaltete Last  $Last_{Ab}(St2)$  aus  $Last_{Ab}(St1)$  zuzüglich weiterer  $r=10\%/15\%$  des Referenzwertes, die nur mit der Stufenabschaltwahrscheinlichkeit  $P_{n,W}(St2)$  verfügbar ist (4). Die Berechnungen für die weiteren Stufen erfolgte analog.

$$Last_{Ab,n}(St1) = r \cdot P_{n,Referenz} \cdot P_{n,W}(St1) \quad (3)$$

$$Last_{Ab,n}(St2) = Last_{Ab,n}(St1) + r \cdot P_{n,Referenz} \cdot P_{n,W}(St2) \quad (4)$$

$$Last_{Ab,n}(St3) = Last_{Ab,n}(St2) + r \cdot P_{n,Referenz} \cdot P_{n,W}(St3)$$

...

Abbildung 2 zeigt den Einfluss der Wahrscheinlichkeit, dass eine Last abgeschaltet werden kann, auf den tatsächlichen Lastabwurf. Desweiteren ist dies das Ergebnis der gesamten Regelzone als Summe der Einzelergebnisse der Transformatoren. Die Konzepte sind dabei für eine Lastabwurfstufenweite von 15 % je Stufe dargestellt und verdeutlichen, dass nach dem JHL-Konzept mehr Last in den Stufen abgeworfen wird, als nach dem max JM-Konzept. Weiterhin zeigt sich von Stufe zu Stufe, dass unabhängig vom Prinzip die abgeschaltete Last immer mehr vom Referenzwert abweicht. Dies weist auf eine Verringerung der Wahrscheinlichkeit hin, dass die geforderte Last im Netz vorhanden ist.

### C. Simulationsmodell

Für die dynamische Untersuchung der Anwendbarkeit des neuen max JM-Konzepts im Vergleich zum bestehenden JHL-Konzept war es notwendig ein Simulationsmodell (in PSS@NETOMAC) zu entwerfen. Dafür wurde das Übertragungsnetz der 50Hertz Transmission vereinfacht in dem

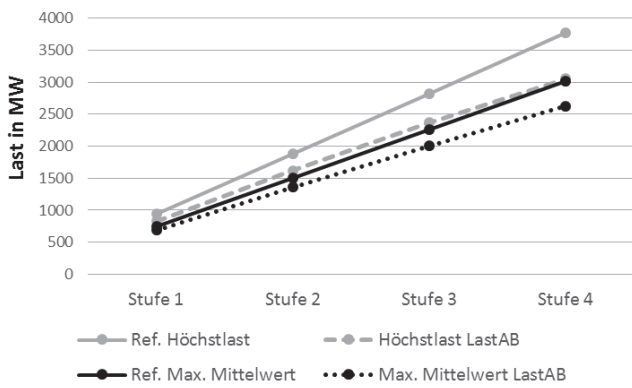


Abbildung 2: Vergleich der tatsächlich abschaltbaren Last mit dem Referenzwert

es in verschiedene Gebiete unterteilt worden ist, welche den unterlagerten VNB entsprechen. Zur Nachbildung der Erzeugung in den Netzgebieten wurde die dort installierte Kraftwerksleistung durch jeweils einen Generator nachgebildet und entsprechend gegebener Netzstruktur miteinander verbunden. Eine Nachbildung der installierten Leistung aus erneuerbaren Energien (EE) erfolgte im Modell als Last und wurde entsprechend der veröffentlichungspflichtigen Daten nach EEG ermittelt [5]. Die an die Regelzone der 50Hertz Transmission angrenzenden Nachbarübertragungsnetze wurden mit jeweils einem Generator abgebildet und die installierte Einspeiseleistung nach Daten des ENTSO-E [4] und des BMWI [6] parametrisiert. Die Hinterlegung von Lastzeitreihen im Modell erfolgte durch abschätzende Berechnung der Lasten ( $P_{Last(VNB)}(t)$ ) aus der vertikalen Netzlast ( $P_{VERTIKAL(VNB)}(t)$ ) im nachgebildeten VNB-Gebiet und der erneuerbaren Einspeisung in dem entsprechenden Gebiet (5). Die Abschätzung erfolgte dabei mit entsprechender Unterscheidung für die 10 Szenarien. Eine Differenzierung der Szenarien, nach Stark- oder Schwachlast, basiert auf der vertikalen Netzlast aus dem gegebenen Datenmaterial.

$$P_{LAST(VNB)}(t) = P_{VERTIKAL(VNB)}(t) - P_{WIND(VNB)}(t) - P_{PV(VNB)}(t) - P_{BIO(VNB)}(t) \quad (5)$$

Die Nachbildung der Erzeugerzeitreihen für Wind- und PV-Einspeisung, unter Berücksichtigung regionaler Wettercharakteristika in den VNB-Gebieten, resultiert aus der Verwendung des Regionalen Modells (REMO) des Max-Planck Institutes für Meteorologie (MPI-M) und der installierten EE-Leistung [7]. Die Parametrierung des Netzmodells hinsichtlich des Verhaltens der Primärregelreserve beruhte auf vorangegangenen Untersuchungen und entspricht den Vorgaben der ENTSO-E Richtlinien [4].

#### IV. ERGEBNISSE

Die Ergebnisse der Untersuchung werden folgend in statisch und dynamisch unterschieden. Die statischen Ergebnisse zeigen Charakteristika des gegebenen Datenpools sowie ein Vergleich der Lastabschaltung auf Grundlage der Referenzwerte zum JHL- und max JM-Konzept. Die dynamischen Ergebnisse beziehen sich auf den qualitativen Vergleich anhand der Konzepte unter Verwendung des vorgestellten Netzmodells. Der anschließend vorgestellte Vergleich der Konzepte erfolgt sowohl statisch als auch dynamisch. Exemplarisch wird das Durchschnittsszenario

grafisch dargestellt, da sich die Ergebnisse qualitativ nicht verändern.

#### A. Statische Ergebnisse

Die Ergebnisse aus der Auswertung der Zeitreihen, für den gegebenen Datenpool, zeigen deutlich den Hintergrund der Untersuchung, mit der vermehrten Rückspeisung aus dem Verteilnetz in das Übertragungsnetz. Bei der Analyse der monatlichen Mittelwerte fallen an einzelnen Transformatoren starke Differenzen zwischen maximalen und minimalen monatlichen Mittelwerten bis zu 190 MW auf. Das heißt, es gibt Monate in denen Leistung hauptsächlich aus dem Übertragungsnetz bezogen wird, obwohl der Jahresmittelwert negativ ist. Dies weist auf einen großen Anteil erneuerbarer Erzeuger hin.

Vergleichend zeigt Abbildung 3 die Lastabschaltung für das aktuelle Jahreshöchstlastkonzept und das alternative Jahresmittelwertkonzept für die Stufenweiten 10 % (best case) und 15 % (worst case) in Bezug zu der Lastabwurfstufe. Die Wahl des Referenzwertes sowie die gewählte Stufenweite weisen einen deutlichen Einfluss auf die Höhe der abgeworfenen Last auf. Beim Vergleich der Referenznetzlastverfahren wird unabhängig von Lastabwurfstufe und Stufenweite im Fall des max JM-Konzept weniger Last abgeworfen als beim JHL-Konzept. Jedoch wird beim JHL-Prinzip mit 10 % im Vergleich zum max. JM-Prinzip mit 15 %-Stufenweite weniger Last abgeworfen, d. h. mit dem Mittelwertprinzip (10 % und 15 %) wird ein Bereich aufgespannt zwischen dem sich der Verlauf des JHL-Prinzips (10 %) befindet. Das Mittelwertverfahren bietet somit die Möglichkeit einer feineren Abstufung der Lastabschaltung. Ferner zeigt sich, dass die gesamte abgeworfene Last von Stufe 1 bis Stufe 4 für jedes Referenznetzlastprinzip ansteigt. Ebenso wird für beide Konzepte in Starklastszenarien eine höhere Last abgeschaltet als für Schwachlastszenarien. Weiterhin ist ein Einfluss der Wahrscheinlichkeit auf den Lastabwurf festzustellen. Die Wahrscheinlichkeit sinkt umso mehr, je größer die geforderte Lastabschaltung wird. Beim JHL-Prinzip, mit der höheren Referenzlast, sinkt die Wahrscheinlichkeit somit mehr als beim max JM-Konzept, welches zu einem diskontinuierlichen Lastabwurf über alle Stufen, vor allem beim JHL-Prinzip in Stufe 4, führt.

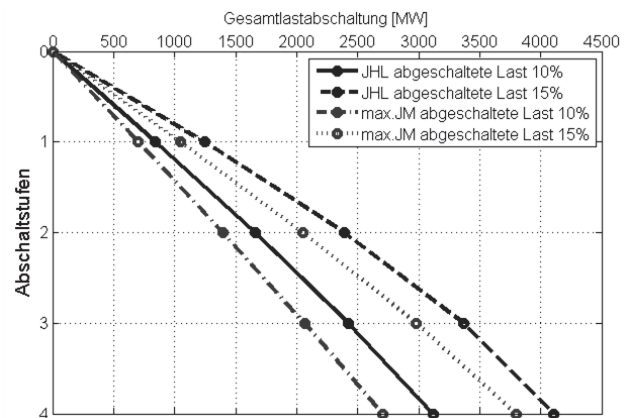


Abbildung 3: Durchschnittsszenario Lastabwurf im Vergleich in Bezug auf 10 % und 15 % der Referenznetzlasten (Höchstlast: JHL, max. Mittelwert: max. JM)

### B. Dynamische Ergebnisse

Der Vergleich der Verfahren basiert in der dynamischen Untersuchung auf dem entwickelten modifizierten 5 - Stufenplan mit 4 anstatt 3 Lastabwurfstufen. Weiterhin sind die erzielten quantitativen Ergebnisse stark vom verwendeten Netzmodell abhängig, wodurch ausschließlich eine qualitative Aussage möglich ist. Für die Untersuchung einer Störung im dynamischen Netzmodell wurde nach Eingabe aller Szenariodaten eine Störung herbeigeführt, indem die Last an einem Knoten iterativ, bis zum Auslösen einer Stufe erhöht wurde. Diese Untersuchung wurde für beide Konzepte und für die Stufenweiten 10 % und 15 % bis zum Erreichen der Netzfrequenz von 47,5 Hz (Stufe 5) durchgeführt. Bei 47,5 Hz trennen sich dann die Erzeugungsanlagen vom Netz. Weiterhin wurden die Untersuchungen im Netzmodell für den ungestaffelten Lastabwurf durchgeführt. Das bedeutet, dass alle Frequenzrelais im Netzmodell gleichzeitig bei vordefinierten Frequenzen einen Lastabwurf in der entsprechenden Stufe herbeiführen. Abbildung 4 zeigt die Frequenz mit entsprechender Stufenauslösung in Abhängigkeit von der im Netz implementierten Störung. Dabei war grundsätzlich ein Offset, zum Überschreiten der Primärregelreserve und zum Erreichen der kritischen Frequenz von 49 Hz notwendig. Stufe 1 löste dabei immer bei beiden Konzepten gleichzeitig aus, da das System am Anfang jedes Szenarios denselben Arbeitspunkt aufweist.

Generelle Ergebnisse aus der dynamischen Betrachtung sind:

- Bei Störungen sinkt die Frequenz schneller für Starklastszenarien, als für Schwachlastszenarien, aufgrund der relativ konstanten Lastabschaltung über alle Szenarien.
- Ab Stufe 2 bis Stufe 5 steigt die Störung für jede Stufe in der Reihenfolge max. JM (10 %), JHL (10 %), max. JM (15 %) und JHL (15 %) unabhängig vom Szenario. Dabei liegt der Verlauf von JHL 10 % immer im Bereich zwischen max. JM 10 % und max. JM 15 %.
- Dies ist vergleichbar mit den Verläufen der Lastabschaltung.
- Das System hält mit dem Jahreshöchstlastverfahren größeren Störungen stand, als mit dem Mittelwertverfahren. Die Unterschiede zwischen den

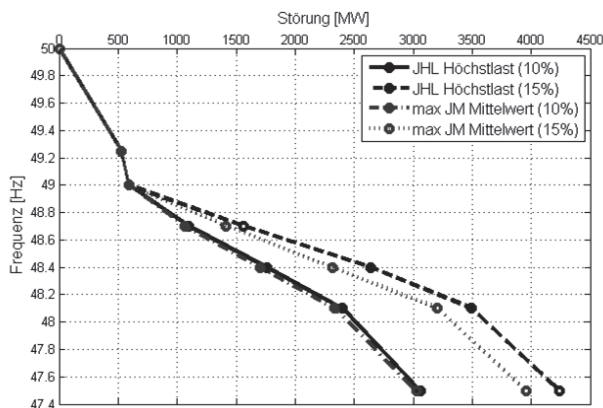


Abbildung 4: Stufenschaltung in Abhängigkeit von der Störung bei ungestaffeltem Lastabwurf, Durchschnittsszenario

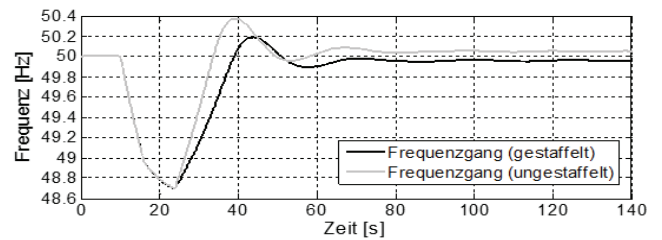


Abbildung 5: Vergleich gestaffelter und ungestaffelter Lastabwurf (max JM 10%)

Störungswerten in Stufe5 (47,5 Hz) sind jedoch im Verhältnis zu den Referenzwerten der Verfahren relativ gering.

- Unabhängig vom Verfahren und Szenario ist das System für den worst case störungsresistenter, als für den best case, aufgrund der insgesamt größeren Lastabschaltung.

Weiterhin wurde festgestellt, dass ein ungestaffelter Lastabwurf unabhängig vom Lastabwurfkonzept zum Überschwingen der Frequenz größer als 50,2 Hz führen kann. Abbildung 5 zeigt eine Reduzierung der Überschwinger unter die kritische Frequenz von 50,2 Hz durch Verwendung des gestaffelten Lastabwurfs (schwarzer Frequenzgang). Der gestaffelte Lastabwurf bedeutet im Wesentlichen, dass nicht alle Frequenzrelais bei derselben Frequenz auslösen, sondern in einer vordefinierten Reihenfolge. Die Reihenfolge kann durch verschiedenen Frequenzen in einem Bereich um die Referenzfrequenz definiert werden. Mit diesem Vorgehen ist es unter Umständen nicht notwendig die gesamte Last einer Stufe abzuwerfen und eine Dringlichkeitsreihenfolge für die Lastabwurfknoten aufzustellen.

### V. ZUSAMMENFASSUNG

Die Untersuchung bietet, unter dem Gesichtspunkt der Frequenzhaltung, die spezifische Untersuchung des neuen Lastabwurfkonzepts auf Basis von Mittelwerten zur Realisierung des automatischen Lastabwurfs bei Unterfrequenz. Die Realisierung erfolgte dabei mit Hilfe eines modifizierten 5 - Stufenplans mit vier Lastabwurfstufen. Die Wirksamkeit des max JM-Konzepts wurde mit dem aktuell verwendeten Prinzip auf Grundlage der Stichtagjahreshöchstlast – Jahreshöchstlastprinzip, anhand eines gegebenen dynamischen Modells für verschiedene Szenarien verglichen. Das Modell stellt dabei eine Nachbildung der Regelzone des ÜNB 50Hertz Transmission mit den unterlagerten Verteilungsnetzgebieten dar. Für die Verteilungsnetze wurden die Referenznetzlasten, für jeden Transformator auf Basis des maximalen monatlichen Mittelwerts berechnet und aufsummiert. Die Lastabschaltung, je Stufe und Verteilungsnetzgebiet, wurde für zwei Stufenweiten (10 % und 15 %) als Produkt aus Stufe, Referenznetzlast und Wahrscheinlichkeit, dass die geforderte Last abgeschaltet werden kann, berechnet. Weiterhin wurden für die Verteilungsnetze, mit Hilfe der installierten Leistung aus EE und der REMO-Datenbank, die Erzeugerzeitreihen je Szenario für Last und EE im Netzmodell implementiert. Für den anschließenden Vergleich der Konzepte, Jahreshöchstlast und Jahresmittelwert, wurden in dem Netz je Szenario und je Verfahren die Störungswerte sukzessive, über alle



Lastabwurfstufen bis zum Erreichen der Frequenzdestabilisierung (47,5 Hz), erhöht. Der Vergleich der Verfahren wurde anschließend auf Basis der Störgröße bei Stufe 5 (47,5 Hz) vorgenommen. Die Ergebnisse der statischen Untersuchung zeigen im Wesentlichen in jeder Stufe, bei gleicher Stufenweite, eine geringere Lastabschaltung mit dem Mittelwertprinzip im Vergleich zum Jahreshöchstlastprinzip. Aufgrund der vereinfachten Nachbildung des Netzes bieten die Ergebnisse der dynamischen Untersuchung ausschließlich einen qualitativen Vergleich der Verfahren. Die Untersuchungen zeigen, dass ein gestaffelter Lastabwurf einem ungestaffelten Lastabwurf vorzuziehen ist, da ein Überschwingen der Frequenz über 50,2 Hz verhindert werden kann. Aus den Vergleichen der Verfahren geht hervor, dass das System mit dem Jahreshöchstlastprinzip größeren Störungen stand hält als mit dem Jahresmittelwertprinzip. Jedoch sind die Unterschiede zwischen den Störungswerten in der fünften Stufe im Verhältnis zu den Referenzwerten der Verfahren relativ gering. Mit diesem Resultat kann eine Anwendbarkeit des Lastabwurfkonzepts auf Basis von Jahresmittelwerten festgestellt werden. Weiterhin kann das Lastabwurfkonzept auf Basis der Stichtagjahreshöchstlast, unter der Bedingung, dass ein Stichtag mit hoher Last und geringer Erneuerbarer Einspeisung definiert wird, beibehalten werden.

Im Kontext der Frequenzhaltung ist der Beitrag der Windenergieanlagen, speziell in der 50Hertz Transmission Regelzone, bei Erzeugungsausfall zu betrachten. Im Gegensatz

dazu muss zukünftig, auf Grund des hohen Stromanteils aus erneuerbaren Erzeugungsanlagen in Verbindung mit einer geringen Last im 50Hertz Netz, das Problem der Überfrequenz näher untersucht werden. Dabei könnte sich unter anderem an dem Netzentwicklungsplan 2013 orientiert werden, der selbst für ein moderates Szenario A 2023 eine Verdopplung der installierten Leistung der Erneuerbaren prognostiziert [8].

#### QUELLEN

- [1] FNN/VDE, Technische Anforderungen an die automatische Frequenzentlastung unter Berücksichtigung einer veränderten Erzeugungssituation, technischer Hinweis, FNN, Juni 2012.
- [2] Adolf J.Schwab, „Elektroenergiesysteme - Erzeugung, Transport, Übertragung und Verteilung elektrischer Energie“, 3., neu bearbeitete und erweiterte Auflage, Springer-Verlag Berlin Heidelberg, 2012.
- [3] VDN Verein der Netzbetreiber, TransmissionCode 2007: Netz- und Systemregeln der deutschen Übertragungsnetzbetreiber, VDN, Ed., 2007.
- [4] ENTSO-E Operation Handbook, P1 – Policy 1: Load-Frequency Control and Performance, 2009.
- [5] Johannes Schwippe, Lars Wenning, „Modellierung und dynamische Simulation von Energieversorgungsnetzen“, Technische Universität Dortmund, Fakultät für Elektrotechnik und Informationstechnik, Dortmund, 2010.
- [6] BMWI, Bericht der deutschen Übertragungsnetzbetreiber zur Leistungsbilanz 2012 nach EnWG § 12 bs. 4 und 5, Stand 28.09.2012.
- [7] 50Hertz Transmission GmbH, EEG-Anlagenstammdaten (aktueller Stand), <http://www.50hertz.com/en/165.htm>, Abruf am 18.10.2013.
- [8] Übertragungsnetzbetreiber, Netzentwicklungsplan 2013, zweiter Entwurf, S.35, 2013

# Parametrierung einer kontinuierlichen DC-Spannungsregelcharakteristik für vermaschte HGÜ-Netze

Franz Linke, Anne-Katrin Marten und Dirk Westermann

Technische Universität Ilmenau

Ilmenau, Deutschland

franz.linke@tu-ilmenau.de, anne-katrin.marten@tu-ilmenau.de, diwe@tu-ilmenau.de

**Abstract**—The energy turnaround caused a lot of challenges for the power system as well in the distribution level as in the transmission level. For the transmission level significant distances between areas of high renewable generation, storage capacities and centers of load require a bulk power transmission. As the existing transmission system is not designed for such tasks, a suitable solution is a meshed HVDC grid spanning the existing AC grid. Most state of the art methodologies for controlling DC node voltages can provoke DC oscillations due to their points of discontinuity. This paper proposed a new continuous local control characteristic and presents a methodology for its parameterization according to available AC balancing control capabilities.

**Keywords** – HGÜ, vermaschte-HGÜ-Netze, DC-Spannungsregelung, kontinuierliche Regelcharakteristik

## I. HGÜ-TRANSPORTNETZ

Im Zuge der Energiewende steigen die Belastungen des aus zentral gespeisten Großkraftwerken gewachsenen Drehstromübertragungssystems. Die Dezentralisierung erneuerbar erzeugter Energien in flächenmäßig weit ausgeprägten und von den Lastschwerpunkten weit entfernten Gebieten steigern die Transportdistanzen, die zu transportierenden Energiemengen und die Transportverluste. Somit werden hohe Investitionskosten für den Netzausbau notwendig. Falls dieser als AC-Netzausbau stattfindet, fallen zusätzlich hohe Investitionskosten für Kompensationsanlagen an.

Dabei bedingt volatile Erzeugung aus Erneuerbaren Energien starke Änderungen des Leistungsflusses und kann zu Spannungsstabilitätsproblemen führen. Der gleichzeitige Wegfall von Erzeugungsanlagen mit Blindleistungseinspeisefähigkeit sorgt für Probleme bei der Detektion und Klärung von Fehlerzuständen des Drehstromübertragungsnetzes durch die somit signifikant reduzierte Kurzschlussleistung.

Diese Voraussetzungen schaffen die Idee das bestehende AC-Transportnetz mit Hilfe eines überlagerten HGÜ-Netzes zu entlasten. Vorteile bestehen in den geringeren Kosten zur Übertragung großer Energiemengen über lange Transportwege, der Bereitstellung von Systemdienstleistungen wie der Blindleistungseinspeisung sowie der vollständigen Regelbarkeit der Energieübertragung. Aus Systemführungssicht bietet dabei ein

vermaschtes HGÜ-Netz durch seine (n-1)-Sicherheit die bestmögliche Alternative.

Das Fehlen der Frequenz als Indikator für das Energiegleichgewicht zwischen Erzeugung und Verbrauch sowie die freie Wählbarkeit der Leistungsübertragung stellen dabei neue Anforderungen an das Regelungskonzept.

Die derzeitigen DC-Spannungsregelungsmechanismen werden im Kapitel II behandelt. Kapitel III zeigt einen neuen mathematischen Regelfunktionsansatz, dessen Parametrierung im vierten Teil mit anschließenden Beispielen beschrieben wird. Die Parametrierung erfolgt dabei so, dass möglichst wenig Regelleistung für das DC-Netz über das AC-Netz transportiert werden müssen. Somit soll eine zusätzliche Belastung des AC-Transportnetzes vermieden werden. Das letzte Kapitel gibt eine kurze Zusammenfassung.

## II. DC SPANNUNGSREGELUNG

In HGÜ-Netzen schlägt sich ein Energieungleichgewicht unmittelbar in einer Veränderung der DC-Spannung nieder. D.h. wird über eine Zeit  $t$  mehr Leistung in das HGÜ-Netz eingespeist als ausgespeist wird bzw. durch Verluste verloren geht, steigt die DC Spannung. Bei einem Leistungsdefizit über eine gewisse Zeit  $t$  sinkt dagegen die DC-Spannung (1). Das Speichermedium in HGÜ-Netzen, welches in AC-Systemen durch die rotierenden Massen repräsentiert wird, sind die Kapazitäten der Leitungen  $C_L$  und die DC-seitigen Ausgangskapazitäten der Umrichter  $C_C$  (2). Beide sind sehr stark technologieabhängig, aber in jedem Fall so klein, dass ein Energieungleichgewicht innerhalb weniger Millisekunden zu einer signifikanten DC-Spannungsänderung führt.

$$u_{DC} \cong \frac{1}{C \cdot u_{DC}} \int_{t_0}^{t_1} (p_{in}(\tau) - p_{out}(\tau)) d\tau + u_{0,DC} \quad (1)$$

$$\cong u_{0,DC} + \frac{1}{C \cdot u_{DC}} (e_{in}(t_0, t_1) - e_{out}(t_0, t_1))$$

$$C = \sum_k C_{C,k} + \sum_{km} C_{L,km} \quad (2)$$

Doch die DC-Spannung ist nicht nur ein Indikator für das Energiegleichgewicht des DC-Netzes. DC-Spannungsunter-

schiede zwischen Knoten des DC-Netzes sind auch ein Indikator für Leistungsflüsse auf den DC-Leitungen. Eine starre Regelung auf die DC-Nennspannung an jedem Knoten des Netzes ist somit nicht zielführend, da das HGÜ-Netz dann keine Transportaufgabe mehr übernehmen kann.

Bereits in großer Anzahl existierende HGÜ Punkt-zu-Punkt-Verbindungen gewährleisten die Energiestabilität innerhalb des HGÜ-Systems dadurch, dass ein Umrichter eine gewünschte Leistung in das HGÜ-System einspeist und der andere Umrichter über eine DC-Spannungsregelung das Energiegleichgewicht sichert. [1] Eine Übertragung auf DC-Netze ist dann schwierig, wenn nur ein Umrichter das Energiegleichgewicht eines großen Netzwerkes vornehmen muss [1], [2].

Um das Energiegleichgewicht in einem großen HGÜ-Netz mit vielen Umrichtern und einer kontinuierlichen Änderung der Leistungsflussrichtungen zu gewährleisten, wird in der Literatur eine lokale Regelung der DC-Spannungen an mehreren Umrichtern anhand einer  $p$ - $u$ -Kennlinie vorgeschlagen.

Dafür wird davon ausgegangen, dass jeder Umrichter von einer zentralen Einheit einen Sollarbeitspunkt erhält. Dieser kann eine Sollspannung  $u_{DC,ref}$  und / oder eine Sollleistung  $p_{DC,ref}$  des Umrichter enthalten. Demzufolge muss die Kennlinie eines Umrichters diesen Referenzarbeitspunkt beinhalten. Grundsätzlich können dafür drei Kennlinienarten unterschieden werden: Voltage Droop Regelung, Regelung auf eine konstante Spannung und Regelung auf eine konstante Leistung [3].

Diese drei Grundarten der Regelungscharakteristik sind in Abbildung 1 dargestellt. Die Droop-Regelung zeichnet sich durch eine Droop-Konstante  $k_{DC}$  aus, die angibt wie stark sich die Leistung des Umrichters bei einer Abweichung von der Referenzspannung ändert (siehe auch (3)).

$$\frac{1}{k_{DC}} = \frac{p_{DC,ref} - p}{u_{DC,ref} - u} \quad (3)$$

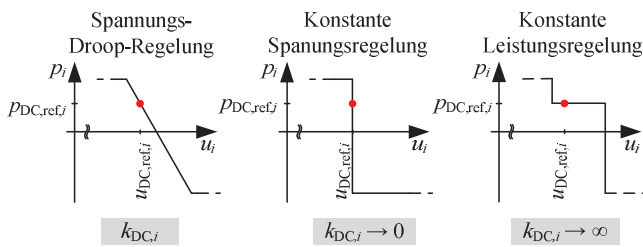


Abbildung 1: Grundarten der kennlinienbasierten Umrichterregelung

Die konstante Spannungsregelung wurde erstmals in [4] beschrieben und später in [5] wiederentdeckt. Wenn dieses Regelungskonzept in einem HGÜ-System eingesetzt wird in dem mehrere Umrichter entsprechend einer solchen Kennlinie regeln, kann dies zu Schwingungen führen [2], [5]. Aus diesem Grund wurde ursprünglich durch [2] die Spannungs-Droop-Regelung vorgeschlagen und in [6] für Offshore-HGÜ-Systeme wieder vorgeschlagen. Die Spannungs-Droop-Regelung zeigte diverse Vorteile gegenüber der konstanten Spannungsregelung hinsichtlich Ausregelzeit und ihrer transienten Regeleigenschaften [7], [8]. Da in Europa sowohl für die Offshoreanwendung bezüglich der Verbindung von Wind-

parks untereinander und an Land als auch für die kontinentale Langstreckenübertragung parallel zum existierenden AC-Netz der Einsatz von HGÜ-Systemen diskutiert wird, was eine große Anzahl an Umrichtern im HGÜ-Netz bedeutet, schlägt eine Vielzahl an Publikationen die Verwendung von Spannungs-Droop- oder abgewandelten Regelungskennlinien vor [9]-[11]. Diese sind noch einmal in [12] zusammengefasst und in Abbildung 2 dargestellt.

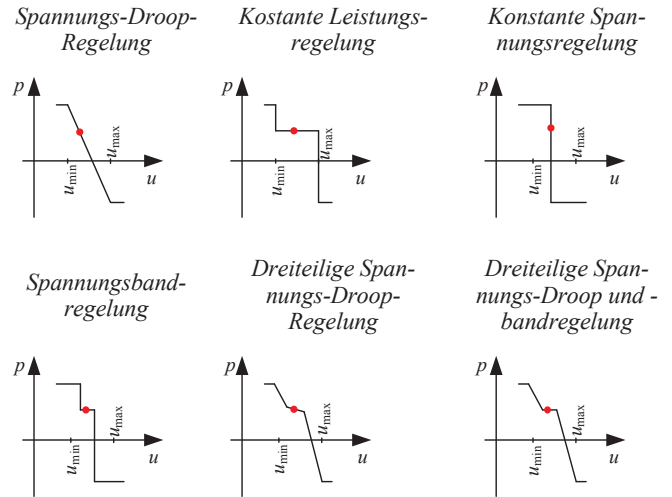


Abbildung 2: Abschnittsweise stetige Spannungsregelkennlinien

Eine dieser ist die dreiteilige Spannungs-Droop- und Spannungs-bandregelung. Diese definiert einen kleinen Toleranzbereich um die Referenzspannung in dem kein Regeleingriff stattfindet, vergleichbar zum  $\pm 20$  mHz Band bei der Frequenzregelung im AC-Netz in Europa. Dies verhindert überflüssige Regeleingriffe bei geringfügig fluktuierender Spannung.

Die Anwendung der in Abbildung 2 gezeigten Regelcharakteristika können mit Ausnahme der Droop-Regelung unter bestimmten Voraussetzungen zu ungedämpften Schwingungen im HGÜ-System führen [13]. Dies ist vor allem durch die Übergänge zwischen den abschnittsweise stetigen Bereichen der Regelcharakteristik und der damit abrupten Änderung der Droop Konstante  $k_{DC}$  begründet. Um diese Unstetigkeitsstellen herum können durch Zeitkonstanten oder Totzeiten in der Umrichterregelungen und bei kleinen Kapazitäten des DC-Systems Schwingungen entstehen.

Um die Vorteile z.B. der dreiteiligen Spannungs-Droop- und -bandregelung bzw. der dreiteiligen Droopregelung zu wahren, wird eine kontinuierliche Regelcharakteristik [14] mit ähnlichen Eigenschaften aber ohne Unstetigkeitsstellen in Kapitel III vorgeschlagen. Sodass Oszillationen um Unstetigkeitsstellen nicht mehr auftreten können.

### III. REGELFUNKTION

Die Eigenschaft einer stetigen Regelfunktion mit den wesentlichen Charakteristika der in Kapitel II beschriebenen abschnittsweise stetigen Funktionen lässt sich mit Hilfe einer Sigmoidfunktion (4) realisieren (siehe Abbildung 3).

$$f(x) = \frac{1}{1 + e^x} \quad (4)$$

Eine Sigmoidfunktion ist durch einen Wendepunkt charakterisiert, um den diese Funktion punktsymmetrisch ist und durch eine obere und untere Schranke (siehe Abbildung 3). Der Abstand zwischen oberer und unterer Schranke der Funktion (Amplitude) kann durch entsprechende Parametrierung der Funktion ebenso definiert werden, wie der Anstieg der Funktion um den Wendepunkt.

Die dreiteilige Spannungs-droop- und -bandregelung wird im Folgenden betrachtet, da sie Regeleinriffe bei minimalen Abweichungen um den Referenzarbeitspunkt vermeidet. Diese Funktionalität ist auch bei der Leistungs-Frequenz-Regelung im AC-Netz durch ein zulässiges Frequenzband um die Sollfrequenz von  $\pm 20$  mHz realisiert und soll mit Hilfe dieser Funktion auch auf die Regelung des Energiegleichgewichts im DC-Netz übertragen werden.

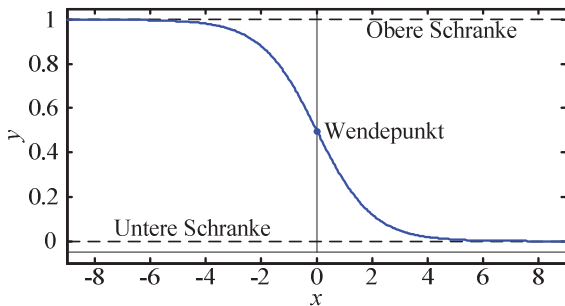


Abbildung 3: Sigmoidfunktion

Diese Regelfunktion kann aus der Summation zweier Sigmoidfunktionen entsprechend (5) in stetiger Form abgebildet werden, wie dies in Abbildung 4 dargestellt ist.

Die Parametrierung der Funktion erfolgt so, dass die Umrichter bei Erreichen der maximal zulässigen Spannung  $U_{max}$  die maximal mögliche Umrichterleistung mit einer Genauigkeit von 99.99% aus dem DC-Netz entnehmen (6) und umgekehrt bei Erreichen der minimal zulässigen DC-Spannung  $U_{min}$  die maximale mögliche Umrichterleistung in das DC-Netz einspeisen (7). Dafür werden die Wendepunkte der beiden Sigmoidfunktionen  $U'_{min}$  und  $U'_{max}$  jeweils zwischen DC-Sollspannung  $U_{soll}$  und maximal bzw. minimal zulässiger DC-Spannung gewählt.

Die Anstiege der Sigmoidfunktionen um die beiden Wendepunkte  $h_l$  und  $h_r$  werden so groß gewählt, dass mindestens die oben genannten Bedingungen aus (6) und (7) erfüllt sind und die Doppelsigmoidfunktion durch den Sollarbeitspunkt bestimmt durch  $P_{soll}$  und  $U_{soll}$  mit einer Genauigkeit von z.B. 0.001% entsprechend (8) verläuft.

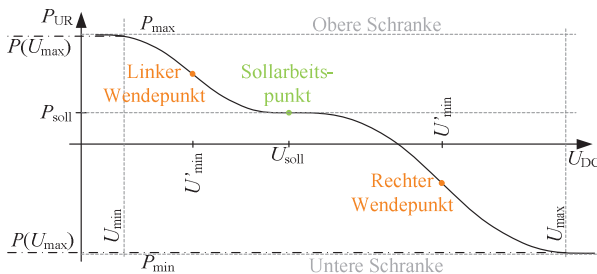


Abbildung 4: Spannungs-droop- und -bandregelung als stetige DC-Spannungs-Regelfunktion

$$P_{UR,i}(U_{DC,i}) = \frac{P_{soll} - P_{min}}{e^{h_r(U_{DC,i} - U'_{min})} + 1} + \frac{P_{max} - P_{soll}}{e^{h_l(U_{DC,i} - U'_{max})} + 1} + P_{min} \quad (5)$$

$$P_{UR,i}(U_{max}) = 99,99\% \cdot P_{min} \quad (6)$$

$$P_{UR,i}(U_{min}) = 99,99\% \cdot P_{max} \quad (7)$$

$$99,999\% \cdot P_{soll} < P_{UR,i}(U_{soll}) < 100,001\% \cdot P_{soll} \quad (8)$$

Die Doppelsigmoidfunktion besitzt neben den festen Parametern  $U_{min}$ ,  $U_{max}$ ,  $P_{min}$ ,  $P_{max}$ ,  $U_{soll}$  und  $P_{soll}$  vier Parameter die frei wählbar sind. Diese sollen so gewählt werden, dass eine optimale Reglerfunktion bezüglich der AC-Netzcharakteristika definiert wird. Eine solche Möglichkeit zur Bestimmung der Parameter  $U'_{min}$ ,  $U'_{max}$ ,  $h_l$ , und  $h_r$  wird im Kapitel IV vorgestellt.

#### IV. PARAMETRIERUNG REGLERFUNKTION

Die Variablen  $P_{min}$  und  $P_{max}$  sind durch die jeweiligen Umrichtergerenzen festgelegt und definieren die obere und untere Schranke der DC-Spannungsregelfunktion. Der Umrichterleistungssollwert  $P_{soll}$  der am Knotenpunkt einzuspeisenden bzw. zu entnehmenden Leistung wird von einem zentralen Leitsystem z.B. im Rahmen der Betriebsmitteleinsatzplanung berechnet und den Umrichtern vorgegeben.

Für das Gesamtsystem oder auch für jeden einzelnen Knoten im DC-Netz werden Spannungsgrenzen definiert. Dabei ist die obere Spannungsgrenze durch die maximale Isolationsspannung und eine Sicherheitsmarge und das untere Spannungsband in der Regel so festgelegt, dass das Spannungslevel im DC-System allgemein möglichst hoch ist, um die Transportverluste gering zu halten.

Der Bereich der Regelcharakteristik um den Sollarbeitspunkt wird zum einen maßgeblich durch die Lage der Wendepunkte der beiden Sigmoidfunktionen  $U'_{min}$  und  $U'_{max}$  bestimmt. Wird eine Regelfunktion gesucht, die um den Sollarbeitspunkt möglichst flach ist, werden die Wendepunkte nah an die Spannungsgrenzen  $U_{max}$  und  $U_{min}$  verschoben.

Die Steilheiten  $h_l$  und  $h_r$  um die Wendepunkte werden nach unten durch die Bedingungen (6) und (7) beschränkt, d.h. diese beiden Bedingungen definieren Mindeststeilheiten für beide Sigmoidfunktionen. Das Ansprechverhalten der Regelung um den Referenzarbeitspunkt kann somit durch die Lage der Wendepunkte eingestellt werden.

Die kontinuierliche Regelcharakteristik regelt die DC-Spannung. In ihrer Gesamtheit stellen diese Charakteristiken somit bei einer Störung das Energiegleichgewicht im DC-System wieder her. Diese DC-Regelleistung wird bei Nichtvorhandensein von direkt an das DC-System angeschlossenen Lasten oder Erzeugern aus dem AC-Netz bezogen.

Die Parametrierung der Doppelsigmoidfunktion und damit die Definition der Wendepunktpositionen soll so erfolgen, dass möglichst wenig Regelleistung für das DC-Netz über das AC-Netz transportiert werden muss.

Es wird angenommen, dass das DC-Netz nicht nur parallel zu einem synchronen AC-Transportnetz betrieben wird, sondern auch asynchrone AC-Netze miteinander verbindet. Ein solches Szenario ist z.B. die DC-Anbindung eines Offshore-

windparks durch das DC-Netz als auch ein planmäßig oder unplanmäßig entmaschtes AC-Netz.

Theoretisch kann DC-Regelleistung aus allen angeschlossenen AC-Netzen bezogen werden. Da die Erzeugungsleistung von Offshoreparks in der Regel nicht signifikant erhöht werden kann und deren Drosselung nur in Netznotfallsituationen möglich ist, eignen sich Umrichter, die an solchen Netzen installiert sind eher nicht zur Bereitstellung von DC-Regelleistung. Umrichter im Onshore-AC-Netz in der Nähe von regelleistungsfähigen konventionellen Kraftwerken eignen sich dagegen sehr gut für die Bereitstellung von DC-Regelleistung.

Es wird außerdem angenommen, dass auch Speicher zukünftig vermehrt für die Bereitstellung von Regelleistung genutzt werden können, sodass auch Umrichter in der Nähe von signifikantem Speichervermögen eine sehr gute Eignung für die Bereitstellung von DC-Regelleistung aufweisen. Dies vermeidet eine unnötige Belastung des AC-Netzes mit dem Transport von DC-Regelleistung.

Folgende Informationen sind somit notwendig, um eine kontinuierliche Regelcharakteristik entsprechend der vorstehenden Annahmen zu parametrieren:

- Verfügbare Regelleistung aus Kraftwerken nahe des betrachteten Umrichters
- Verfügbare Regelleistung aus Speichern nahe des betrachteten Umrichters
- Verfügbare Regelenergie aus Speichern nahe des betrachteten Umrichters

Die verfügbaren Reserven um einen Umrichter-AC-Anschlusspunkt beziehen sich nicht nur auf den AC-Anschlussknoten selbst, sondern auch auf benachbarte Knoten. Somit wird um jeden Umrichter-AC-Knoten ein Gebiet definiert, dessen verfügbare Regelreserven betrachtet werden. Wie groß das Gebiet um den Umrichter-AC-Knoten ist, wird vom verantwortlichen Netzbetreiber definiert. Wenn AC-Knoten zu weit entfernt von einem HGÜ-Umrichter entfernt liegen, ist es sinnvoll, diese nicht mit in die Betrachtung einzubeziehen. Bei deren Regelleistungsabruf für das DC-Netz müsste diese Leistung ansonsten weit über das AC-Netz transportiert werden, was mit der vorgeschlagenen Methode vermieden werden soll. Liegen AC-Knoten mit verfügbaren Regelleistungsreserven sehr nah an zwei HGÜ-Umrichtern, so fällt die Zuordnung zugunsten des näher gelegenen Umrichters aus.

Wie bereits beschrieben, wird durch die Leitwarte jedem Umrichter ein Sollarbeitspunkt zugewiesen, der sich eindeutig durch Sollspannung und Sollleistung definiert. Durch die Sollleistung und die festen Leistungsgrenzen des Umrichters sind die maximal durch den Umrichter bereit zu stellende positive  $P_{DC\_balance}^+$  bzw. negative DC-Regelleistung  $P_{DC\_balance}^-$  festgelegt, wie dies in Abbildung 5 dargestellt ist.

Dieser maximale positive bzw. negative Bedarf wird in Relation zu den nahe des Umrichters zur Verfügung stehenden Potentialen durch Kraftwerke und Speicher gesetzt. So wird die Lage der beiden Wendepunkte bestimmt. Das Verhältnis zwischen maximal notwendiger und verfügbarer positiver Regelleistung bestimmt die Lage des linken Wendepunkts und

das Verhältnis zwischen maximal notwendiger und verfügbarer negativer Regelleistung die Lage des rechten Wendepunkts. Das Verhältnis wird dabei auf 1 beschränkt.

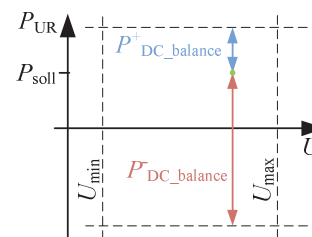


Abbildung 5: Maximal durch den betrachteten Umrichter bereitzustellende positive und negative DC-Regelleistung

Ein Verhältnis von 1 bzw. -1 bei negativer Regelleistung bedeutet, dass genau so viel Regelleistung nahe des Umrichters zur Verfügung steht, wie maximal vom Umrichter angefordert werden kann. Der Wendepunkt  $U'_{min}$  bzw.  $U'_{max}$  würde demnach sehr dicht an der Sollspannung  $U_{soll}$  liegen. Ein Verhältnis von 0 bedeutet, dass gar keine Regelleistung nahe des Umrichters bereitgestellt werden kann. Der Wendepunkt würde in diesem Fall nahe der absoluten Spannungsgrenzen  $U_{max}$  bzw.  $U_{min}$  liegen.

Diese Betrachtung wird für alle drei aufgeführten Kriterien separat durchgeführt. Die beiden Kriterien für Speicher (Regelleistung und Energie) werden multiplikativ miteinander verknüpft und anschließend additiv mit dem Ergebnis für verfügbare Regelleistung aus Kraftwerken nahe des Umrichters zu einem Gesamtindikator verbunden. Ebenso wie die Verhältnisse der Einzelbetrachtungen ist auch der Gesamtindikator auf 1 bzw. -1 (für negative Regelleistung) gedeckelt. Der Gesamtindikator für positive bzw. negative Regelleistung definiert final die Lage der Wendepunkte.

Im anschließenden Teil bestimmt der Algorithmus die minimale Steilheit der rechten und linken Sigmoidfunktion so, dass die Anforderungen aus (6), (7) und (8) erfüllt werden. Die finalen Steilheiten  $h_l$  und  $h_r$  können unter der Restriktion der minimalen Steilheiten frei gewählt werden. Im folgenden Kapitel werden einige Beispiele der Parametrierung dargestellt.

## V. NUMERISCHE FALLSTUDIEN

Im Folgenden werden drei Beispiele für die Parametrierung der zuvor vorgestellten kontinuierlichen DC-Spannungsregelungsfunktion vorgestellt. Dabei wird für die Umrichter Kennlinien 1 und 2 jeweils ein vom Leitsystem vorgegebener Arbeitspunkt angenommen, der bei  $u_{soll} = 1,01$  p.u. und  $p_{soll} = 0,375$  p.u. liegt. Im 3. numerischen Fallbeispiel wird die Wirkung der vorgeschlagenen Parametrierungsmethode auf das AC-Netz gezeigt.

### A. Umrichter Kennlinie 1

Für die Umrichter Kennlinie 1 wird angenommen, dass die installierten Leistungen aller nahe des betrachteten Umrichters lokalisierten Speicher groß genug sind, um die maximal benötigte positive als auch negative DC-Regelleistung zu decken. Der kumulierte Speicherfüllstand aller nah am Umrichter installierten Speicher stellt eine Restriktion hinsichtlich der Speicher dar. Es sei angenommen, dass die Speicher kaum gefüllt sind und lediglich 10% der Energie zur Verfügung stellen können, die maximal als positive DC-Regelleistung

benötigt werden. Diese Betrachtung setzt voraus, dass die Leitwarte alle 15 Minuten einen neuen Sollwert für jeden Umrichter berechnet. Im worst case muss ein Umrichter also 15 Minuten lang die maximale positive oder negative DC-Regelleistung zur Verfügung stellen können. Der kumulierte Speicherfüllstand und die maximale Speicherkapazität bestimmen weiterhin, dass 90% der maximal notwendigen negativen Regelleistung durch die Speicher aufgenommen werden können (siehe auch Abbildung 6). Konventionelle Kraftwerke in der Nähe des betrachteten Umrichters können darüber hinaus einen Anteil von 70% sowohl zur positiven als auch zur negativ maximal benötigten DC-Regelleistung bereitstellen.

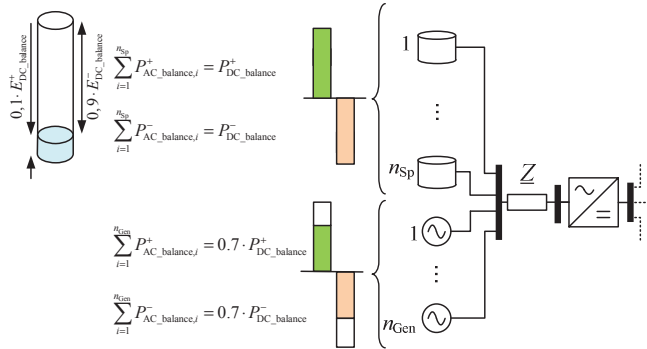


Abbildung 6: Szenario für Umrichter kennlinie 1

Speicher und Kraftwerke nahe des betrachteten Umrichters können somit einen 100%-igen Beitrag zur negativen DC-Regelleistungsbereitstellung leisten. Eine positive Abweichung der DC-Sollspannung führt somit unmittelbar zu einer signifikanten Reduzierung der Umrichterleistung.

Durch den geringen Anteil, den die Speicher zur Bereitstellung von positiver DC-Regelleistung leisten können, ist der Anteil der zur maximalen positiven DC-Regelleistungsanforderung geleistet werden kann etwas geringer. Die Änderung der Umrichterleistung bei einer negativen Abweichung vom Spannungssollwert resultiert somit in einer geringeren Steigerung der Umrichterleistung, wie dies in der Charakteristik in Abbildung 7 zu erkennen ist.

Anhand der vorhandenen Kraftwerks- und Speicheranteile nahe des Umrichters ergeben sich die Wendepunkte zu  $U'_{min} = 1,0064$  und  $U'_{max} = 1,0105$ . Damit für diese Wendepunkte die Anforderungen aus (7) – (9) erfüllt werden, ergeben sich die Anstiege zu  $h_1 = 201$  und  $h_r = 3459$ .

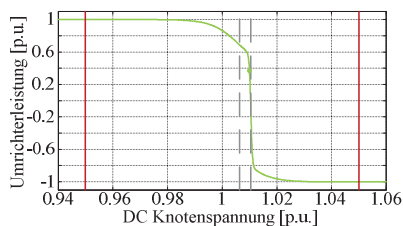


Abbildung 7: Kontinuierliche Regelcharakteristik 1

### B. Umrichter kennlinie 2

Für Umrichter kennlinie 2 wird angenommen, dass weder Speicher noch Kraftwerke nahe des betrachteten Umrichters installiert sind die positive oder negative Regelleistung bereitstellen können. Dies ist in Abbildung 8 veranschaulicht.

Dementsprechend beteiligt sich der zugehörige Umrichter bei Änderungen der Spannung um den Arbeitspunkt nicht an der Wiederherstellung des DC-Energiegleichgewichts (siehe Abbildung 9 a)).

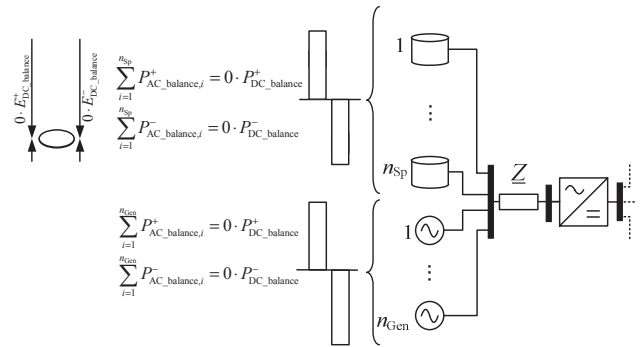


Abbildung 8: Szenario für Umrichter kennlinie 2

Die Wendepunkte können nicht exakt auf die äußeren Spannungsgrenzen  $U_{min}$  und  $U_{max}$  gelegt werden, da ansonsten die Bedingungen (7) und (8) nicht erfüllt werden können. Demzufolge werden  $U'_{min}$  und  $U'_{max}$  sehr nah an diese äußeren Grenzen definiert:  $U'_{min} = 0,9501$  und  $U'_{max} = 1,4999$ . In diesem Fall ist das Kriterium (9) immer erfüllt, wenn auch die Kriterien (7) und (8) erfüllt sind. Dafür ergeben sich die Steilheiten der beiden Sigmoidfunktionen zu  $h_1 = 92002$  und  $h_r = 115097$ . Diese Charakteristik entspricht dann einer konstanten Leistungsregelung. Beispielhaft wird in Abbildung 9 b) ein sehr schmaler Bereich um den linken Wendepunkt gezeigt, der den kontinuierlichen Verlauf der Funktion zeigt.

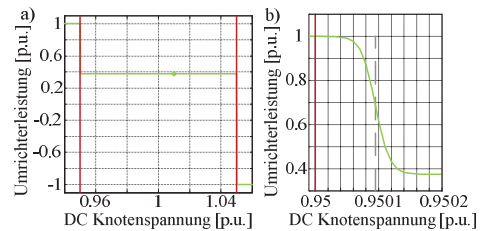


Abbildung 9: Kontinuierliche Regelcharakteristik 2 über den gesamt zulässigen Arbeitsbereich des Umrichters a) und nahe der Unterspannungsgrenze b)

### C. Szenario im AC-Netz

Für ein 9-knotiges AC-Netz mit 5-knotigem HGÜ-Overlay-Netz wird die vorgeschlagene Parametrierung an allen fünf Umrichtern angewendet. Zur Vereinfachung wird in diesem Beispiel nur die Regelleistung, die durch Kraftwerke bereitgestellt werden kann, betrachtet. In Abbildung 10 a) sind die  $p-v$ -Kennlinien gezeigt, die mit der vorgeschlagenen Parametrierung erstellt wurden. Außerdem ist dort für jeden Umrichter auch eine weitere Kennlinie gezeigt, die ohne die vorgeschlagene Parametrierung erstellt wurde.

Für beide Fälle ist der Effekt auf die AC-Leistungsflüsse nach einer Störung des DC-Gleichgewichts um -100 MW gezeigt. In Abbildung 10 b) sind die Leistungsflussänderungen dargestellt, die sich nach der Störung im AC-Netz ergeben, wenn die vorgeschlagene Parametrierung nicht angewendet wird. Die positive Wirkung der vorgeschlagenen Parametrierung ist in Abbildung 10 c) erkennbar.

Es fordert in diesem Fall der Umrichter die DC-Regelenergie an, der diese vor Ort beziehen kann. Die AC-Leistungsflüsse im Rest des Netzes bleiben davon nahezu unberührt, sodass die AC-Transportkapazitäten anderweitig genutzt werden können.

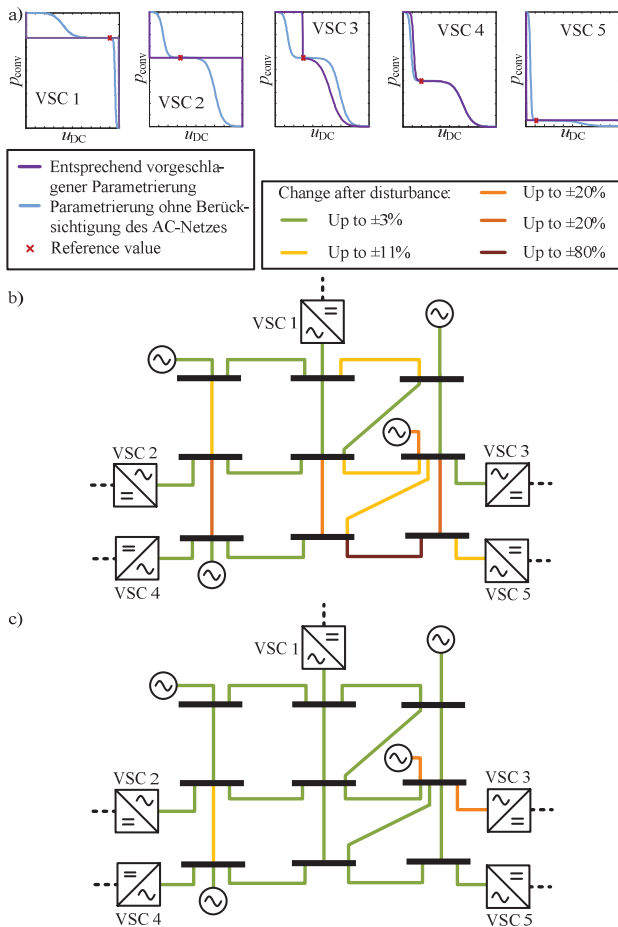


Abbildung 10: Parametrierung der  $p$ - $v$ -Kennlinie. a) Kennlinien mit und ohne Anwendung der vorgeschlagenen Parametrierung, b) Leistungsflüsse im AC-Netz nach einer Störung im HGÜ-Netz ohne vorgeschlagene Parametrierung und c) nach der gleichen Störung mit vorgeschlagener Parametrierung

## VI. ZUSAMMENFASSUNG

Der Betrieb eines vermaschten HGÜ-Netzes stellt aus Systemführungssicht eine neue Herausforderung an das Leitsystem. Der Wegfall der Frequenz als Indikator für das Erzeuger- und Verbraucherenergiegleichgewicht sowie die durch die rotierende Massen fehlende große Energiespeicherkapazität bedingt ein sehr schnelles und automatisiertes Regelverhalten, das idealerweise auf lokalen Messungen beruht. Unter den bisherigen lokalen Regelcharakteristika wird die dreiteilige Spannungs-Droop- und -bandregelung (siehe Abbildung 2) favorisiert, da sie ähnlich zur Leistungs-Frequenz-Regelung in AC-Netzen auch eine Art Totband um die Sollspannung vorsieht, sodass kleine Abweichungen vom Sollwert nicht zu einer unmittelbaren Anregung der Regelung führen. Diese und auch andere bestehende Regelcharakteristika mit abschnittsweise linearen Regeleigenschaften können durch ihre Unstetigkeitsstellen zu ungedämpften Schwingungen im DC-System führen. Die Anwendung einer stetigen Regelfunktion kann dem entgegen wirken.

In diesem Paper wird eine derartige Regelfunktion vorgestellt, die auf Basis von zwei Sigmoidfunktionen erstellt wird. Es wird außerdem ein Verfahren zu dessen Parametrierung vorgeschlagen. Dieses beruht darauf, dass sich vor allem AC-Knoten an der Bereitstellung von DC-Regelenergie beteiligen, die in unmittelbarer Nähe Regelkapazitäten aus Kraftwerken oder Speichern verfügbar haben. Dagegen beteiligen sich AC-Knoten mit sehr wenigen oder gar keinen Regelkapazitäten erst bei Erreichen des zulässigen DC-Spannungsbandes an der Regelung des DC-Energiegleichgewichtes. Das vorgestellte Verfahren wählt die Wendepunkte der kontinuierlichen Regelfunktion dementsprechend. Außerdem werden die beiden für die vorgestellte Regelfunktion notwendigen Anstiege so bestimmt, dass mit den definierten Wendepunkten die verfügbaren Umrichterleistungsgrenzen im vorgegebenen DC-Spannungsband möglichst gut ausgenutzt werden und der Referenzarbeitspunkt auf der Regelcharakteristik liegt.

## QUELLEN

- [1] P. Thepparat, Analysis of the Combined and Coordinated Control Method for HVDC Transmission, Ph.D. Thesis, TU Ilmenau, Shaker Verlag, ISBN 978-3-8322-9045-0, 2010.
- [2] B. K. Johnson, R. H. Lasseter, F. L. Alvarado and R. Adapa, Expandable multiterminal DC systems based on voltage droop, *Transactions on Power Delivery*, vol. 8, no. 4, Oct. 1993.
- [3] Cigré Working Group B4-52, Technical Brochure 533, "HVDC Grid Feasibility Study", Dec. 2012.
- [4] Y. Tokiwa, F. Ichikawa, K. Suzuki, H. Inokuchi, S. Hirose and K. Kimura, Novel Control Strategies for HVDC Systems with Self-Contained Converter, *Electrical Engineering in Japan*, vol 113, no. 5, p. 1-13, 1993.
- [5] T. Nakajima and S. Irokawa, "A control system for HVDC Transmission by Voltage Sourced Converter", in Proc. IEEE PES Summer Meeting, 1999.
- [6] T. Haileselassie, K. Uhlen and Tore Undeland, Control of Multiterminal HVDC Transmission for Offshore Wind Energy, *Nordic Wind Power Conference*, 2009.
- [7] M. Avendano-Mora, M. Barnes and J.Y. Chan, Comparison of Control Strategies for Multiterminal VSC-HVDC Systems for Offshore Wind Farm Integration, in Proc. 7<sup>th</sup> IET International Conference on Power Electronics, Machines and Drives (PEMD), Apr. 2014.
- [8] C. D. Barker and R. S. Whitehouse, Autonomous Converter Control in a Multi-Terminal HVDC System, in Proc. 10<sup>th</sup> IET International Conference on AC and DC Power Transmission (ACDC 2010), 2010.
- [9] J. Beerten, D. Van Hertem and R. Belmans, VSC MTDC Systems with a Distributed DC Voltage Control – A Power Flow Approach, in Proc. IEEE PowerTech 2011, June 2011.
- [10] T. M. Haileselassie and K. Uhlen, Impact of DC line Voltage Drops and Power Flow of MTDC Using Droop Control, *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 27, no. 3, Aug. 2012.
- [11] L. Xu, L. Yao and M. Bazargan, DC Grid Management of a Multi-Terminal HVDC Transmission System for Large Offshore Wind Farms, in Proc. International Conference on Sustainable Power Generation and Supply, 2009.
- [12] T. K. Vrana, J. Beerten, R. Belmans and O. B. Fosfo, A classification of DC node voltage control methods for HVDC grids, *Electric Power System Research*, vol. 103, p. 137-144, 2013.
- [13] A.-K. Marten, D. Westermann, L. Vento and P. Favre-Perrod, Factors influencing oscillations within meshed HVDC grids and implications for DC voltage control, in Proc. 9<sup>th</sup> International Conference on Critical Information Infrastructures Security, Oct. 2014.
- [14] A.-K. Marten and D. Westermann, Power flow participation in an interconnected power system with an embedded HVDC grid, in Proc. ISGT Europe, 10/2012.

# Generation Management in Distributed Networks

Martin Ostermann  
University of Kaiserslautern  
Chair for Energy Systems and Energy Management  
Kaiserslautern, Germany  
ostermann@eit.uni-kl.de

**Abstract**—Due to the increase in electricity production from renewable energy sources, the share of volatile electricity supply rises in German distribution networks. Since these networks are, for historical reasons, not designed for the supply of distributed generation, this already leads to an overloading of the network resources, today. In this work, different distributed generation management concepts are presented, which should avoid this overloading by temporarily reducing the power supply. To simulate these methods, the supply from solar, wind, biomass and cogeneration power plants is modeled. The implementation of these distributed generation management concepts depends on the available information from measurement points. Finally, an evaluation of the different generation management methods is made, taking the implementing costs and the benefit of avoiding overloads into account.

**Keywords**—generation management; distributed generation; cogeneration; measurement points; costs; overload

## I. INTRODUCTION

In recent years, based on new insights into global climate change, a new environmental awareness has arisen in the European Union (EU) and especially in Germany. This has led to massive energy and climate policy changes within the entire EU region, in terms of new targets for the reduction of greenhouse gas emissions for the community of states. On the other hand, every country in the international community received its own targets, which have to be achieved through individual strategies. As a result the new energy concept forced a social and political supported departure from conventional energy generation towards a greater support for renewable energies. The Renewable Energy Law (Erneuerbare-Energien-Gesetz = EEG) specifies the target to increase the share of renewable electricity generation to at least 80% until 2050 [1]. Because of the associated promotion of renewable generation facilities, a massive expansion of decentralized renewable generation facilities has launched.

Particularly in medium- and low-voltage grids, the increased supply of distributed generation already leads to problems of network security, because of overloads. These overloads result mostly through changed network topologies due to maintenance but can also occur at normal switching states, favored by certain load and weather conditions [2]. To avoid these problems, the distributed generation management is used in Germany allowing a temporary reduction of the power from decentralized generation units connected to the network. The idea is to maintain security of supply and optimal absorption of the energy generated by renewable energies in the grids. Currently used forms of generation management

have great potential to minimize the reduction of power, because all generation units, behind the detected overload, have to reduce their power supply equally. Hence, a procedure to bring the power reduction to a minimum, is required to avoid unnecessary costs. The complexity to maintain these goals increases due to the limited observability in medium- and low-voltage levels, because of missing measurement devices to examine the condition of the network.

This paper will discuss different concepts for distributed generation management to avoid overloads in the grid at lines or transformers. The design of these concepts is based on information from measurement devices. Thus, concepts of generation management for different dimensions of observability will be developed. In addition, an optimization to minimize the reduced power and therefore the compensation costs will be created.

For low-voltage grids the supply of solar power plants on roofs and combined heat and power plants (CHPP) are modelled. Additionally, in case of medium-voltage networks solar farms are modelled next to wind and biomass power plants. These concepts are simulated on medium- and low-voltage test-grids, developed by the Chair for Energy Systems and Energy Management (ESEM).

Finally, an evaluation is made, taking the total costs and benefits into account.

## II. CONCEPT DEVELOPMENT

### A. Overloading of network operating resources

Due to the strong expansion of distributed generation, as a result of the promotion of renewable energies by the EEG, the supply in medium- and low-voltage networks has changed in recent years. This situation will be intensified by the expected further increase in distributed generation.

So far, current distribution networks, in particular the low-voltage grids, typically distinguish themselves through an orderly flow of power from the transformer to the connected consumers. Accordingly, the highest network load was usually at the entry point to the higher voltage level. The dimensioning of the network, therefore followed the maximum load on the substation, voltage stability and thermal fatigue loading of the lines. Hence, the existing distribution networks are not designed for the new emerging power flow situations, resulting from the increasing supply of decentralized generation units and new power-intensive consumers [3].



By reversing the direction of power flow due to a decentralized supply and increasing consumption in the future, power flows may occur which may exceed the load capacity at lines or transformers. If these overloads appear undetected in an unmonitored network, damages to the network infrastructure can emerge and would cause high costs to repair.

Overloading the lines means, the exceeding of the thermal current limit, by the power flow. Therefore, the thermal current limit is crucial for the load capacity. The acceptable load capacity of transformers is, for a short time, significantly higher than the rated power. Thus, in this paper transformers are assumed as overloaded, if the load exceeds a limit of 120% of the rated power of the transformer.

As a result of overloading lines or transformers a temperature limit is exceeded, which causes damages as mentioned above.

### *B. Observability of distribution networks*

In contrast to high-voltage grids in German distribution networks, sensors providing information about the current network conditions are very rare to find. This is the case, because the assumption of a one directional power flow was made, during the initial planning of the network design. In addition, the share of distributed generation was negligible, so that area-wide coverage with measurements was not necessary and the costs for implementing measurement devices could be saved [3]. Only the transformers of the substations medium-voltage grids next to busbar feeders are monitored. Currently, low-voltage grids are not monitored at any point. However, to intervene in the context of a distributed generation management, information about the network condition are prerequisite. Without information, existing overloads cannot be monitored and no generation management can take place. Furthermore, in this paper medium- and low-voltage grids are equipped with different amounts of measuring devices to get these information according to the used generation management concept and the voltage level.

## III. MODELLING DECENTRALIZED GENERATION UNITS AND THE LOAD OF HOUSEHOLDS

### *A. Modelling of solar power plants*

In this paper, two types of solar power plants are modelled. In low-voltage networks, the supply of solar energy through photovoltaic systems on rooftops is determined. Solar power plants in medium-voltage networks are a model of significantly bigger solar parks. The power supply of a PV-system to a network is fixed to the radiation of the sun and the size and efficiency of the solar module. The energy of the solar radiation impinging on the surface of the PV-module depends strongly on the following factors: longitude/latitude, orientation to cardinal direction, inclination of the PV-module and most important, the weather condition. Thereafter, the resulting power supplied to the connected network is influenced by the size of the PV-module and the efficiency of the solar cells and the converter as well as the pollution degree of the module. In low-voltage grids the size of the PV-modules depend on the size and surface of the rooftops. For medium-voltage grids the

total size of the PV-modules is identified based on the average installed capacity over several rural grid operators.

### *B. Modelling of wind turbines*

The power contained in the wind is determined by the air density, the flown through area and most important the wind velocity. The wind velocity primarily depends on the three factors: location, height and roughness of the ground. The factor location means, that by moving from the coast to the interior the mean wind velocity decreases. According to the Rayleigh-distribution the frequency of high wind speeds declines. Besides, with increasing height the wind velocity rises according to the logarithmic wind profile, which involves the roughness of the ground as a component.

Because wind turbines are incapable to convert the whole power contained in the wind into electrical power, it is necessary to determine a total efficiency factor. The main factor of the total efficiency is represented by the power coefficient of the rotor. The power coefficient itself depends on the pitch angle of the rotor blades and the tip-speed-ratio. The power coefficient has its overall maximum at a pitch angle of zero. As a result a wind turbine will operate with a pitch of 0° until the nominal power is reached. After that, the rotor blades will be adjusted, bounding the power output to the nominal power for changing wind speeds. The modelled wind turbines are only considered for the medium-voltage grids and have been set to a nominal power of 1.5 MW, which corresponds approximately to the average installed capacity of the considered grid operators.

### *C. Modelling of cogeneration units*

The cogeneration units in this paper are modelled as heat led CHPP. In a heat-controlled operation mode, the thermal power output of the plant follows the total heat demand of a building. Beneath the heat demand for room heating, the energy demand for hot water has also to be taken into account. The demand for hot water depends on the weekday and the number of people living in the considered household. Both heat demands form the total heat demand required to scale the CHPP.

The required heat demand, to heat up the building, has been calculated according to DIN 4108-6 and 4701. Therefore, losses like transmission heat losses due to the outer shell of the building, heat bridges and additional windage losses are considered. Profits as a result of solar gains on transparent and opaque surfaces next to internal profits, like heat gains generated by people or electrical devices, are considered as well. To calculate the gains, the same solar radiation time row as for solar power plants has been used. This leads to a heat demand of 21 MWh per year for a one family household in an averagely existing building.

To dimension the nominal thermal power of the CHPP, often a percentage of the thermal peak load is chosen. The lower limit of the thermal load of the motor is assumed as half the nominal thermal power to avoid damages. For the same reason, once activated, the CHPP has to work for at least 1.5 hours each cycle in order to prevent frequent on - off switching. The production of electrical power corresponds to a

share of the generated thermal power. This share decreases by the declining efficiency of the CHPP with lower heat demands. To guarantee an optimal economic operation, a buffer reservoir, with a capacity to absorb the nominal thermal power of the plant for at least 1.5 hours, has to be added [4]. Because of using a buffer reservoir the efficiency to produce electrical power of the cogeneration unit increases. Since, the efficiency is highest by operating the CHPP with nominal thermal power, the buffer has to absorb heat to enable an operation at maximum power during moments with heat demands below the nominal thermal power. Additionally the operating time of the CHPP can be extended due to the buffer by absorbing heat at times with a heat demand below the lower thermal limit. In addition, heat from a peak boiler to support high demands can be saved by releasing stored energy.

The modelled CHPP is dimensioned to 2.2 kW nominal thermal power with approximately 1.1 kW electrical power. The operation time of the CHPP reaches around 6000 full-load hours over a year by using a buffer reservoir.

#### D. Modelling of biomass power plants

Biomass power plants are also regenerative decentralized generation units like wind turbines and solar power plants. However, biomass power plants do not depend on fluctuating environmental conditions, so the supply of biomass can be assumed as constant [5]. Biomass plants are only considered for medium-voltage grids and like the other plant models, their nominal power is calculated by the average of the installed capacity of several rural grid operators.

#### E. Loads of the households

For different types of electrical devices used in households, such as washing-machines or electrical water conditioning, the daily load profiles have been determined. This has been done by identifying the moment of their activation with certain probabilities, the typical load profile under operation and their power demand. Thereafter, this electrical equipment has been distributed to the households of the considered network with a certain probability.

### IV. TECHNICAL AND REGULATORY PROVISIONS

The technical and regulatory provisions are forming the framework around the developed generation management concepts. Both, regulatory or technical provisions determine the obligations of grid or plant operators.

#### A. Regulatory Specifications

Grid operators are according to § 12 EEG obliged to purchase, transfer and distribute the generated energy of decentralized generation units by reinforcing or expanding the network. However, if network congestion problems occur, the grid operators are eligible to reduce the power of renewable generating and cogeneration units connected to the grid, as laid down in § 14 EEG. But only power plants which can be controlled remotely are able to respond to a generation management.

For renewable energy power plant operators as well as for operators of CHPP only nominal capacities of more than 100 kW are obligated to be equipped with technical devices to reduce the supply remotely, according to § 9 EEG. In addition, grid operators need to have online information of the actual power supply for such plants. For solar power plants, installed capacities of more than 30 kW require technical facilities that enable remote control. Plants with an installed capacity of less than 30 kW either comply with the requirement under § 9 EEG or the maximum active power must be limited to 70% of the installed capacity. Additionally, the grid operator has to compensate 95% of the reduced supply of the power plants, according to § 15 EEG.

Corresponding to these regulations, all power plants of the simulated medium-voltage grids are equipped with such technical devices, since all of them are larger than 100 kW. Additionally, only for low-voltage grids concepts to limit the supply to 70% of the installed capacity can be provided. In this paper only CHPPs cannot be remotely controlled due to generation management, because their nominal power is too small to have a significant impact.

#### B. Technical Specifications

For reducing the active power by a distributed generation management, set points of 100%, 60%, 30% and 0% related to the maximum active power output have been proven as efficient for low-voltage grids, according to VDE-AR-N 4105. For medium-voltage grids these set points are related to the agreed power at the connection point, which is equated with the nominal power in this paper.

If the supply of a generating plant exceeds the set point related to the maximum active power, it has to be reduced. This must be achieved by the plant operator, since the network operator only defines the signal. Since biomass power plants are similar to CHPPs, these levels cannot be applied, because usually the technical minimum power is >50% of the nominal power. For lower set points than 60% only a full deactivation is possible. Also the delaying reaction to power reduction measures and the slow ramp-up afterwards have to be considered [6].

### V. CONCEPTS OF DISTRIBUTED GENERATIONS MANAGEMENT SYSTEMS

The generation management provides, if necessary, a temporary power reduction of the supplying renewable energy generating plants. These interventions at generating facilities take place by using a remote control signal for power reduction.

For reducing the power, three different approaches will be presented in this paper. At first, a concept limiting the power output of all units in the network. Second, a power reduction of all units behind the network congestion with the same set point by using individual measurement points or smart meter. Third, a method using a genetic algorithm, to optimize the reduction of power to a minimum in order to reduce the compensatory costs under the usage of smart meter.

*A. Fixed power limitation to 70% of the installed capacity*

This concept can only be considered for low-voltage grids, because just solar power plants smaller than 30 kW have the opportunity to choose a limitation to 70% of the installed power. Thus, in this concept no remote control or any measurement points are necessary, so no costs for additional technical devices arise. However, for an economical assessment the opportunity costs have to be considered.

*B. A scheme of setting individual measurement points*

In this approach, the detection of an overload bases solely on the information from the measurement points distributed in the network. These measurement points can be placed at the lines of the network or at the transformers. Accordingly, only the detected overload at the placed measurement point can be used as an indicator of congestion. Hence, there is no information about the rest of the network.

If an overload is detected, the power of all generation units behind the measurement point will be reduced equally on the basis of the set points mentioned in Chapter IV/B. For example after detecting an overload at the transformer all generation units of the network will be reduced. After detecting an overload the power reduction takes place gradually, starting at 60% as the first reduction step and ending at 0%. This procedure is performed until the overload is eliminated due to the supply of decentralized generation units. To simulate this approach, for low voltage-grids two different spots for measurement points have been selected. First, a generation management by placing a measurement point only at the transformer. For the second concept the individual measurement points have been placed at the outgoing feeders of the transformer station. Due to this concept for each of these feeders a measurement point has to be placed. These network position were selected because without any further information these points can be seen as most critical.

Since in medium voltage networks measurement points at the transformer and the busbar feeders typically already exist no measurement devices are necessary to calculate the costs of these grids.

*C. A concept with extensive use of measurement points and uniform power reduction*

In case of a widespread penetration of smart meters on all connection points of households a state estimation of the network to determine overloads at all lines and the transformers is possible. After an overload of one or more lines, all generation units contributing to the overload are determined by a sensitivity analysis. To eliminate network congestions, overloads of the lines will be considered first, because often after eliminating overloads at the lines, also a transgression of the transformer capacity limit is prevented. Additionally the elimination of overloads starts at the line with the greatest overload, since usually smaller overloads at other lines are often prevented, too. Like with the previous concept, the power reduction will be the same for all contributing generation units.

Besides the costs to install smart meters at all households, no additional costs for individual measurement points occur because the considered. Moreover, in contrast to the concepts

mentioned before, all overloads can be detected and only the power of plants contributing to the overload have to be reduced.

*D. Concept to optimize the power reduction*

This concept corresponds to the previous, but optimizes the power reduction of the generation units by trying to find the best set point for each unit. For concepts with few individual measurement points, an optimization associated with the following procedure is not possible, because the network state is not known. The optimized reduction of active power of decentralized generation units, in order to avoid overloads, is an optimization problem with a large set of possible solutions. Finding the optimal solution for such complex problems requires full enumerating algorithms, with the disadvantage of a prohibitive computation time for complex tasks. To find a solution in an acceptable time often meta-heuristics are used. These methods can be characterized as a mixture of heuristics and exact algorithms. As one of the most frequently used meta-heuristics a genetic algorithm is selected in this paper.

The main goal of the developed algorithm is to avoid all overloads by reducing the power of the generation units as little as possible to minimize the compensatory costs. In order to meet this objective, at first generation units contributing to an overload have to be determined by a sensitivity analysis. Thereafter the power limits of the overloaded transformers or lines have to be specified. In case of overloading the transformer, this limit is set to 1.2 times of its rated power. For overloads at lines, the limit is set to their thermal power limits. The genetic algorithm is programmed to find for each generation unit the optimal set point, to get the power flow as close as possible to the considered power limit.

At first a starting population of individuals, corresponding to a vector of different set points with the length of all contributing plants, has to be established. These individuals consist of genes, illustrated as boxes in the following figure, which are corresponding to a contributing generation unit and its assigned set point. Such an individual is exemplarily shown in Figure 1.

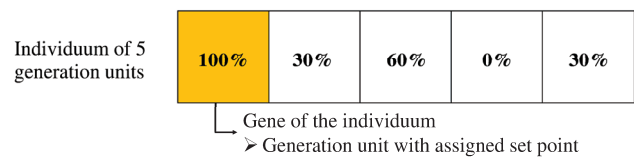


Figure 1. Exemplarily individual of the genetic algorithm

The set points (100%, 60%, 30% and 0%) are given to the units with uniformly distributed probability. Each individual corresponds to a possible placing of set points to all generation units contributing to the overload. By reducing the power of the plants according to their assigned set points of the individual a certain power flow results at the overloaded network resource. The resulting power flow corresponds to the quality of an individual as a possible solution and is called the “fitness” of this individual. The closer the power flow due to the set points of an individual can get to the described power limit the better is the fitness of this individual. Figure 2 shows

the basic procedure of the developed algorithm with dots as the previously described individuals.

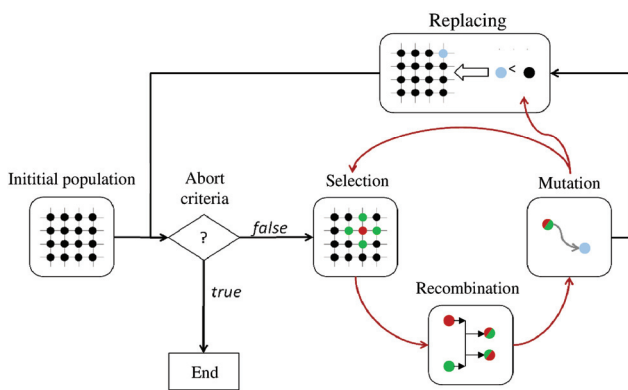


Figure 2. General procedure of the genetic algorithm [7]

In order to find solutions with a sufficiently high quality an abortion criteria as a range of an acceptable quality of the possible solutions has to be set. In this paper, only individuals with a fitness of more than 95% of the capacity limit are accepted. The genetic algorithm will be aborted only if five individuals of the population fulfill the mentioned abortion criterion. Thereafter, the end result of the genetic algorithm corresponds to the best of these five acceptable solutions. If the starting population does not contain enough individuals matching the abortion criterion, individuals with a better fitness have to be generated. Thus, two individuals (parents) must be recombined in order to generate new possibilities to assign set points to all generation units. Recombination means the generation of new individuals by interchanging the set points from a parent individual to another for all generation units behind a randomly determined position. The mentioned recombination process is exemplarily shown in Figure 3.

parent 1	100%	30%	60%	0%	30%
parent 2	60%	0%	30%	100%	100%
child 1	100%	30%	60%	100%	100%
child 2	60%	0%	30%	0%	30%

Figure 3. Recombination process of two individuals

To prevent the elimination of many set point combination possibilities an individual has to find its recombination partner solely in its nearby neighborhood in the population. This neighborhood is illustrated as the green points in Figure 2. As a result, the pool of combination possibilities can be maintained as big as possible because also individuals with a lower fitness are considered. Thereafter, each gene (box) of the resulting individuals (children) can mutate with a certain probability.

This probability corresponds to the reciprocal of the amount of contributing generation units. In this context, a mutation means a random alteration of the set point of the element. Subsequently, the fitness for the children has to be determined by identifying their proximity to the limit. Thereafter, the children are compared to the individuals in the population with the worst fitness. If the children are closer to the capacity limit, these individuals in the population will be replaced by them. This process continues until enough individuals in the population meet the abortion criteria. To restrict the computation time, if a certain limit of iterations is reached, the abortion criteria of 95% of the capacity limit will be set down stepwise to extend the range for acceptable solutions.

## VI. SIMULATION ENVIRONMENT

The developed generation management systems were simulated for medium- and low-voltage grids. The simulation of generation management for low-voltage grids used rural and suburban test grids. Figure 4 shows a suburban test-grid as an example.

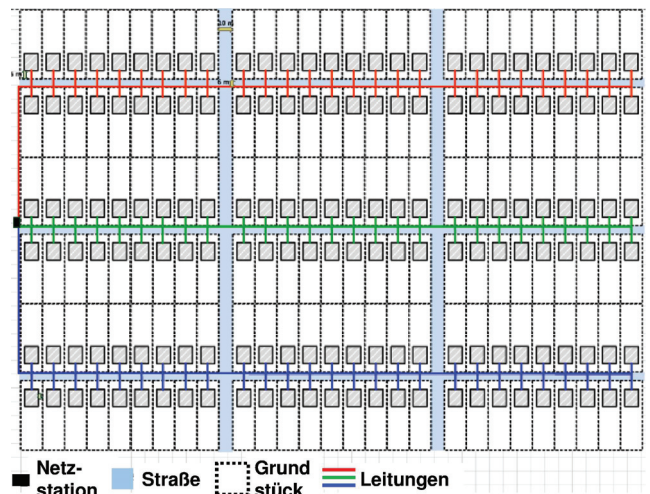


Figure 4. Suburban low-voltage test-grid [6]

All simulated low-voltage grids were built as radial networks. Each home stands for a house containing different types of households. For the various test grids these houses also differ in the numbers of households. Therefore the energy consumption of the houses varies between each other for every grid. Additionally each house is simulated as a load. For houses with installed PV-systems on the roof or a CHPP the load can therefore be negative in the case of supply due to high solar radiation or low loads of the households [8].

For medium-voltage grids rural networks with high or low population densities were simulated. Each low-voltage grid connected is modelled as a load with changing signs in case of energy supply or consumption. For modelling villages or small cities, different numbers and types of low-voltage grids were grouped together. The installed decentralized generation units of the medium-voltage grids were also modelled as loads. These grids were built as ring networks divided to radial networks by an open disconnecting switch [9].

## VII. RESULTS

### A. Determining the benefit and the costs

To evaluate the concepts, the benefit in terms of avoiding overloads, has to be calculated for each concept. Hence, a reference scenario has been identified. For this scenario no power reduction takes place and all occurring overloads at the lines or transformers have been recorded. The benefit of the concept is therefore equivalent to the avoided hours of overloads at transformers or lines, related to the reference scenario with a weighting factor for each type of overload. To compare the concepts economically, the annuity costs for implementing the different concepts have been considered with an assumed interest rate of 6%. Therefore, the depreciation of the investment costs for a duration of 20 years, fixed operating costs, opportunity costs and the compensatory costs have to be taken into account. The investment costs of concepts with individual measurement points aggregate to the costs of the devices to monitor transformers or lines at the corresponding location in the network. For concepts requiring extensive use of measurement points, the investment costs arise from each house connection, equipped with a smart meter.

### B. Cost-benefit assessment

In Figure 5 the developed concepts are represented for a suburban, radial, low-voltage network with 162 detached one-family houses. This network corresponds also to the network shown in Figure 4. For simulating the concepts, a penetration of 75% of the households with PV-systems and a uniform weighting factor for overloads at transformers or lines is assumed.

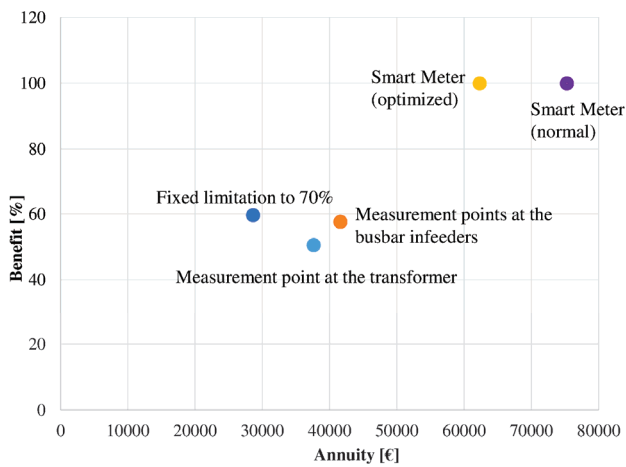


Figure 5. Evaluation of the concepts

As it is shown in Figure 5, all concepts are able to reduce the amount of overloads in the network, but only concepts using smart meters are capable to avoid all arising overloads. By comparing both approaches of the individual measurement concept, it can be seen, that with a higher level of observability due to more measurement points the benefit of the concepts increases. The simulation of the developed concepts for all test grids has shown, that placing measurement point at positions considered as most critical has not been sufficient to detect all

overloads in the majority of the simulated networks. Only for small networks with just few households these concepts were able to detect every occurring overload.

By evaluating the costs, the concepts with an extensive use of measurement points are obviously the most expensive. But by optimizing the reduction of active power, a large part of the costs can be saved due minimizing the compensatory costs. For all simulated low-voltage grids, the concept with a fixed limitation of the power output always requires the lowest costs due to only considering opportunity costs. For medium-voltage grids the cost benefit ratio is significantly lower as in low-voltage grids for concepts with individual placed measurement points. That is the case because of already existing measuring devices at network positions considered as most critical in terms of overloads.

## VIII. CONCLUSION

As long as only individual measurement points are placed, not all overloads due to the supply of the modelled power plants and loads of the households might be detected. Therefore, the observability determines the benefit of the generation management. Only concepts with an extensively usage of measurement points, by smart meter are capable to avoid all overloads in the network just by using generation management systems. Every increase of observability causes much higher costs but with a genetic algorithm optimizing the power reduction much of the arising costs can be saved.

A closer analysis of the cost benefit ratio has not been made, since repairing operating resources of the grid because of an overload has not been taken into consideration. Hence, a comparison of the concepts in terms of the cost-benefit ratio is not sufficient because the concepts detect different quantities of overloads at the simulated test-grids.

## REFERENCES

- [1] BMWi: "Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energieen (EEG), 2014
- [2] Metz, D., Mengapche, D., Shivakumaraiah, N.: Effizientes Erzeugungsmanagement regenerativer Erzeuger in Verteilnetzen bei Lastflussproblemen und Netzengpässen", 13. Symposium Energieinnovation, 2014
- [3] Neusel-Lange, N.: "Dezentrale Zustandsüberwachung für intelligente Niederspannungsnetze", Berlin: epuli GmbH, 2013.
- [4] Schöttle, H.: "Analyse des Least-Cost-Planning-Ansatzes zur rationellen Nutzung elektrischer Energie", Dissertation, Universität Karlsruhe, Karlsruhe, 1998.
- [5] Ausschuss für Bildung, Forschung und Technikfolgenabschätzung: "Regenerative Energieträger zur Sicherung der Grundlast in der Stromversorgung", Deutscher Bundestag, Berlin, 2012.
- [6] Düvel, B. et al.: "Gemeinsame Verbändeempfehlung: Ermittlung von Entschädigungszahlungen nach § 12 Abs. 1 EEG 2009", [https://www.bdew.de/internet.nsf/res/722468E70B908CBAC1257BEA005244E0/\\$file/165\\_neu\\_2012-01-13\\_Verbaendeempfehlung-Entschaedigungszahlungen-Par12EEG2009.pdf](https://www.bdew.de/internet.nsf/res/722468E70B908CBAC1257BEA005244E0/$file/165_neu_2012-01-13_Verbaendeempfehlung-Entschaedigungszahlungen-Par12EEG2009.pdf) (called 10.10.2014).
- [7] Alba, E.; Dorronsoro, B.: Cellular Genetic Algorithms, Berlin, Springer, 2008
- [8] Rui, H.; Wellßow, W.H.: Technical and Economic Evaluation of Power Management in Smart Cities. VDE Kongress, Frankfurt, 2014
- [9] Rui, H.; Arnold, M.; Wellßow, W.H.: Synthetic Medium Voltage Grids for the Assessment of Smart Grid Techniques. IEEE Conference on Intelligent Smart Grids Technologies (ISGT), Berlin, 2012

# Einfluss dezentraler Wärmepumpen auf die Netzausbaukosten des Niederspannungsnetzes

Linda Rupp<sup>1</sup>, Marc Brunner<sup>2</sup>, Stefan Tenbohlen  
Institut für Energieübertragung und Hochspannungstechnik (IEH)  
Universität Stuttgart  
<sup>1</sup>linda-rupp@gmx.de, <sup>2</sup>marc.brunner@ieh.uni-stuttgart.de

In diesem Paper werden anhand von Monte-Carlo-Simulationen die Auswirkungen von Wärmepumpen auf die Netzausbaukosten eines Niederspannungsnetzes untersucht. Es kann gezeigt werden, dass mit einer zentralen Regelung der Wärmepumpen die auftretenden Spannungsbandverletzungen aufgrund von Photovoltaikanlagen (PVA) reduziert, jedoch nicht vollständig behoben werden können. In Verbindung mit einer Wirkleistungsregelung der PVA lässt sich jedoch effektiv eine Reduktion der Spannungsbandverletzungen erreichen. Wärmepumpen führen hierbei zu einer weiteren Senkung der Kosten des Einspeisemanagements, indem sie die ansonsten abgeregelte Energiemenge aufnehmen und in Wärme umwandeln. Methodisch wird auf eine probabilistische Netzplanung zurückgegriffen, welche wirtschaftliche Vorteile gegenüber einer worst-case gestützten Betrachtung aufweist. Es zeigt sich, dass ein Einspeise- bzw. Verbrauchsmanagement unter bestimmten Umständen wirtschaftlicher sein kann als ein klassischer Netzausbau. Die Ergebnisse lassen jedoch zudem vermuten, dass derartige Feststellungen stark von der jeweiligen Netztopologie abhängen und nicht pauschal beantwortet werden können.

*Keywords*-Power2Heat, Wärmepumpen, Spannungsregelung, Netzausbau, Probabilistische Netzplanung

## I. EINLEITUNG

Der zunehmende Ausbau dezentraler Erzeugungsleistung durch PVA und Windkraft führt zu einem bidirektionalen Leistungsfluss, wobei der Betrag der Einspeisung die Last, auf die das Netz ursprünglich ausgelegt war, in manchen Zeiten übertrifft. Vor allem in der Niederspannungsebene fallen hierdurch erhebliche Kosten durch einen PV-getriebenen Netzausbau an. Die klassische Netzplanung nutzt bei einem Auftreten von Spannungsbandverletzungen eine worst-case gestützte Betrachtung, um die Versorgungssicherheit zu gewährleisten. Bei der probabilistischen Netzplanung wird die Häufigkeit der Netzzustände in den Planungsprozess miteinbezogen. Hierbei lassen sich auch innovative Netzbetriebsstrategien integrieren und deren netzstützendes Potential bestimmen.

Wärmepumpen bilden eine Schnittstelle zwischen dem Wärme- und dem Stromsektor und haben in Verbindung mit der hohen Markt reife integrierter thermischer Speicher in stationären Anwendungen ein hohes Lastverschiebungspotential. Seit 2013 werden durch das Label „Smart Grid Ready“ [1] Wärmepumpen ausgezeichnet, die sich in ein intelligentes Stromnetz integrieren lassen und damit aktiv zur Netzstabilität bei-

tragen können. Der vorliegende Beitrag beschreibt eine Methode, den Einfluss von zentral netzgeführten Wärmepumpen auf die Netzausbaukosten eines Niederspannungsnetzes zu bestimmen.

## II. METHODIK

Als Bewertungsgrundlage des Einflusses zentral netzgeführter Wärmepumpen wird angenommen, dass die anfallenden Kosten einer PV-Wirkleistungsregelung den klassischen Netzverstärkungsmaßnahmen eines PV-getriebenen Netzausbaus gegenüber stehen. Im Folgenden wird zunächst die Umsetzung einer zentralen, netzgeführten Regelung der Wärmepumpen sowie einer Wirkleistungsregelung der PVA beschrieben. Weiterhin wird die Berücksichtigung der Kosten und Berechnung der Wirtschaftlichkeit sowie die allgemeine Simulationsmethodik näher erläutert.

### A. Regelung der Anlagen

Generell wird zur Reduktion der Netzausbaukosten in einem ersten Schritt die Wirkleistungseinspeisung der bestehenden PV-Anlagen reduziert. Hierfür werden, wie nachfolgend beschrieben, die Wärmepumpen zur zusätzlichen Netzstützung eingesetzt. In einem letzten Abschnitt wird dargelegt, inwiefern die zusätzliche Spannungsstützung durch Wärmepumpen den Netzausbau beeinflussen kann und somit Kosten reduziert werden können.

#### 1) Netzgeführte Regelung der Wärmepumpen

Die Wärmepumpen werden, wie in [2] vorgeschlagen, zentral und in Abhängigkeit der Spannung geregelt. Die Regelung greift ab dem Auftreten einer Spannung, die größer als 1.01 p.u. ist. Für den Betrieb der Wärmepumpen stehen 3 Leistungsstufen zur Verfügung, die abhängig vom Spannungshub sind:

- 30%  $P_{el}$  bei  $1.01 < U < 1.02$  p.u.
- 50%  $P_{el}$  bei  $1.02 < U < 1.025$  p.u.
- 100%  $P_{el}$  bei  $U > 1.025$  p.u.

Die Spannung wird zentral überwacht. Das Netz wird zusätzlich in Netzgebiete unterteilt, da eine spannungssenkende

Wirkung maßgeblich davon abhängt, ob die Spannungsüberhöhung im selben Netzgebiet stattfindet. Befindet sich eine Wärmepumpe in einem Netzgebiet mit einer Spannungsüberhöhung, bekommt sie eine „weiche Anlaufempfehlung“. Dies bedeutet, dass der Empfehlung nur nachgekommen werden muss, wenn es die thermische Kapazität des Pufferspeichers zulässt. Als nächster Schritt wird deshalb die interne Speichertemperatur überprüft. Ist diese kleiner als die maximale Speichertemperatur, springt die WP mit der geforderten Leistungsstufe an. Für den Fall, dass die WP kein Anlaufsignal erhält wird sie wärmegeführt, d.h. in Abhängigkeit des Wärmebedarfs für Heizung und Warmwasser des Haushalts, geregelt.

## 2) Regelung der PV-Anlagen

Die PVA werden dezentral geregelt. Die variable Wirkleistungsregelung setzt ab einer Spannung von 1.025 p.u. ein. Bei erstmaligem Auftreten einer Überspannung am Netzknoten wird die Einspeiseleistung des letzten Simulationsschritts der PVA gespeichert. Bei jeder weiteren Spannungsüberschreitung wird die Wirkleistung der PVA auf den gespeicherten Wert abgeregelt. Dies hat physikalisch zur Folge, dass PVA, die sich weiter vom Slack-Knoten entfernt befinden, früher betroffen sind. Bei der Berechnung der Kosten der Wirkleistungsregelung werden die PVA innerhalb eines Netzgebietes zusammengefasst.

## 3) Hierarchische Struktur der Regelung

Zur Stabilisierung der Spannung im Netzgebiet werden folgende Regelungsmechanismen in zeitlicher Reihenfolge zugeschaltet bzw. im letzten Schritt das Netz erweitert.

- 1) Zentrale Wärmepumpenregelung ab 1.01 p.u.
- 2) Wirkleistungsregelung PV ab 1.025 p.u.
- 3) Netzverstärkungsmaßnahme

Die Netzverstärkungsmaßnahme (z.B. eine zweite, parallele Leitung) wird somit erst durchgeführt, wenn sich diese als wirtschaftlicher erweist als eine Wirkleistungsregelung der PVA. Bei mehreren betroffenen Anlagen an einem Strang wird eine Netzverstärkung bis zur entferntesten Anlage durchgeführt. Hierbei wird der betroffene Pfad (Leitungstyp, Länge der Leitung) aus den Simulationen mithilfe eines Optimierungsalgorithmus zur Suche des kürzesten Weges ermittelt, die Wirksamkeit der Parallelleitung überprüft und die anfallenden Kosten berechnet.

## B. Berücksichtigung der Kosten

Um Kosten zu bestimmen, ist zunächst ein geeigneter Vergleich festzulegen. Hierbei wird angenommen, dass Ersatzzahlungen der Wirkleistungsregelung den Kosten für Netzverstärkungsmaßnahmen gegenüberstehen. In Tabelle 1 sind die Annahmen der Kosten dargestellt. Die Anfangsinvestition der verschiedenen Leitertypen setzt sich jeweils aus Kabel sowie Grabungskosten zusammen. Die Betriebskosten fallen jährlich an.

Tabelle 1: Kostenannahmen für die Berechnung der Netzausbaukosten und Ersatzzahlungen der PV-Wirkleistungsregelung [3]

Leitername	Grabungskosten [T€/km]	Kabelkosten [T€/km]	Betriebskosten [€/km]	Barwert [T€/km]
4x35 mm <sup>2</sup> (NAYY-J)	78	3,5	10,5	81,63
4x95 mm <sup>2</sup> (NAYY-J)	78	7	21	85,27
Al 70	19	7	87	27,11
NFA2X 4x35 RM	19	4	70	23,90
NFA2X 4x70 RM	19	6	90	26,15
Al 25	19	5	80	25,02
Abgeregelte kWh PV	13,3 Cent/kWh + 400 € Nachrüstung			

Der Barwert der Investition ergibt sich aus einer dynamischen Wirtschaftlichkeitsberechnung über einen Zeitraum von 25 Jahren und einem kalkulatorischen Jahreszins von 6%. Für die abgeregelte Energie der PVA wird eine Ersatzvergütung von 13,3 Cent/kWh (Anlagen bis 10kW<sub>p</sub>, ab 01.04.2014) angenommen [4]. Weiterhin werden die Kosten für eine nötige Kommunikationstechnik mit 400 Euro für jede betroffene Anlage abgeschätzt. Die Zahlungen der Wirkleistungsregelung fallen jährlich an.

## C. Simulationsmethodik

Die Bestimmung des Potentials einer zentralen Wärmepumpenregelung erfolgt anhand der Monte-Carlo Simulation eines Niederspannungsnetzes mit 65 Haushalten. Das berücksichtigte Niederspannungsnetz ist als Strahlennetz aufgebaut. Es kann in vier Netzgebiete eingeteilt werden, die jeweils einen Hauptstrang mit Zuleitungen zu den einzelnen Netzanschlüssen besitzen. Es wird für die berechneten Zukunftsszenarien ein PV Zubau von 20% angenommen. Die PVA haben jeweils eine Leistung von 15 kWp und werden stochastisch auf das Netz verteilt. Es werden zwei Szenarien (vgl. Tabelle 2) definiert, die sich im Durchdringungsgrad der Wärmepumpen unterscheiden. Der Anschlusspunkt der PVA bleibt über alle MC-Simulationen fest und die Wärmepumpen werden jedes Jahr zufällig auf die Netzanschlusspunkte der Haushalte verteilt. Im Szenario „20/10“ wird eine Zubaurate der Wärmepumpen von 10% angenommen. Im Szenario „20/20“ wird der Zubau verdoppelt.

Tabelle 2: Berechnete Szenarien der MC-Simulation

	Photovoltaik	Wärmepumpen
Zubau in %	20	10/20
Anschlusspunkt	fest	variabel
Leistung	15 kWp	abhängig vom Wärmebedarf

Die Dimensionierung der Wärmepumpen erfolgt in Abhängigkeit des Hausanschlusses je nach Wärmebedarf des Hauses. Es wird angenommen, dass für das jeweilige Haus im Bestand der Jahresenergieverbrauch der Heizung bekannt ist. Die erforderliche Heizlast wird nach Weiersmüller überschlägig aus dem Heizenergieverbrauch und einer durchschnittlichen Anzahl an Kessel-Volllaststunden von 1800 berechnet. Die Nennleistung kann über den sogenannten „coefficient of performance“ (COP) der WP berechnet werden. Für die Dimensionierung des Speichers wird davon ausgegangen, dass der

Speicherinhalt so dimensioniert sein muss, dass sich mit einer Temperaturdifferenz des Vorlaufs von  $\Delta T = 10K$  eine Sperrzeit von zwei Stunden überbrücken lässt.

Allen Anschlusspunkten werden zufällig Profile für den elektrischen und thermischen Bedarf sowie Einstrahlungsprofile der PVA zugewiesen.

Der Berechnungsablauf einer MC-Simulation ist in Abbildung 1 dargestellt:

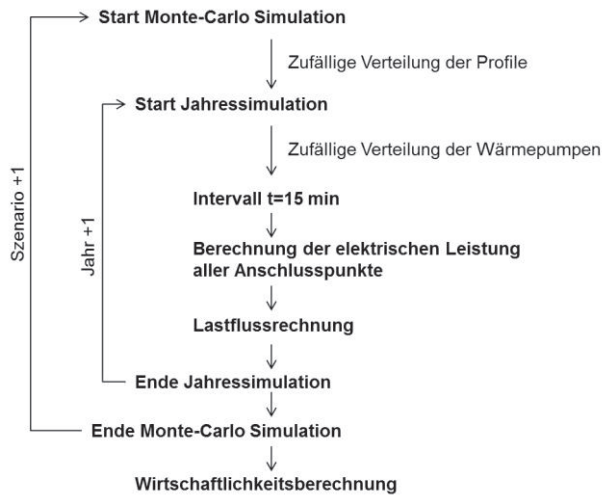


Abbildung 1: Ablauf der MC-Simulationen

Für einen Zeitschritt von 15 Minuten werden die elektrischen Leistungsbezüge berechnet und eine statische Lastflussrechnung durchgeführt. Eine MC-Simulation besteht aus 50 Jahressimulationen. Zur Charakterisierung des Einflusses einer zentralen Regelung wird jede Jahressimulation sowohl mit zentraler Regelung als auch mit konventioneller wärmegeführter Regelung der Wärmepumpen durchgeführt.

### III. ERGEBNISSE

In diesem Abschnitt werden die Ergebnisse beschrieben. Hierbei werden zunächst die Auswirkungen auf die Spannung bestimmt sowie die zentrale Regelung analysiert. Weiterhin werden die Ergebnisse zur Wirtschaftlichkeit erläutert und der Einfluss von Wärmepumpen auf die Netzausbaukosten dargestellt.

#### A. Ergebnisse Spannungsreduktion

Die Spannungsqualität wird anhand von Quantilen der Spannungshäufigkeit beschrieben. Für die Beschreibung des oberen Spannungsbandes wird hierbei das 95%-Perzentil (P95) herangezogen. Es beschreibt diejenige Spannung, unter der 95% aller Spannungswerte eines Jahres liegen. Bei Einsetzen der PV Wirkleistungsregelung liegt die maximale Spannung immer unter 1.03 p.u. und mindestens bei 1.025 p.u. Die Betrachtung des oberen Spannungsbandes soll daher Aufschluss darüber geben, inwiefern sich die zentrale WP-Regelung stabilisierend auf die Netzspannung auswirkt.

In Abbildung 2 sind für drei repräsentative Monate die P95 und deren gleitende Mittelwert über die MC-Simulationen dargestellt.

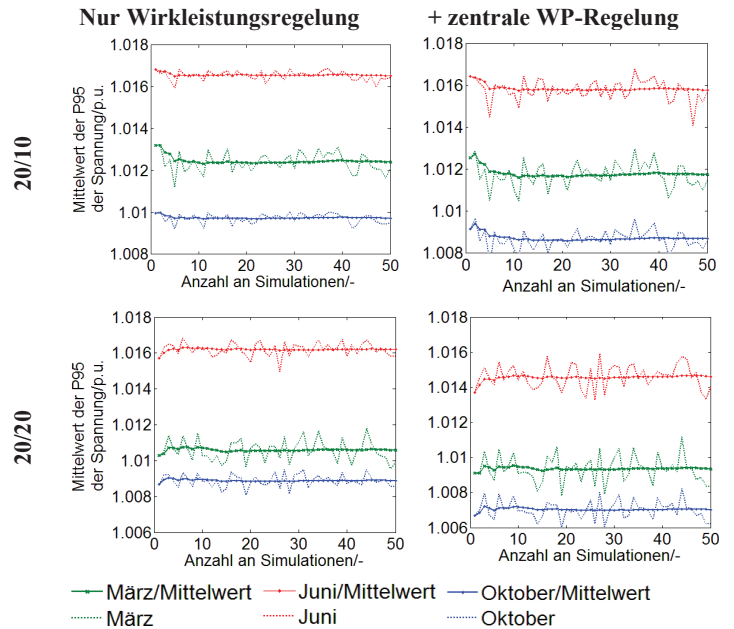


Abbildung 2: 95% Perzentile und deren gleitende Mittelwerte der Spannung aller MC-Simulationen

Der Einfluss des Anschlussortes ist anhand der Schwankung der durchbrochenen Kurven (Absolutwerte) erkennbar. Er nimmt zwar mit steigenden Durchdringungsgraden und zentraler Regelung zu, der absolute Einfluss auf das P95 ist mit  $\ll 1\%$  aber gering. Dies lässt sich darauf zurückführen, dass durch die früh einsetzende WP-Regelung (ab 1.01 p.u.) eine Umverteilung der Spannungswerte unterhalb der P95 stattfindet und Spannungsspitzen durch eine Wirkleistungsregelung abgefangen werden müssen. Dennoch kann hinsichtlich eines probabilistischen Netzplanungsansatzes gezeigt werden, dass der gleitende Mittelwert der Spannungswerte über die Simulationen nach spätestens 20 Iterationen konvergiert. Die Konvergenz wird für das berechnete Szenario als Kriterium für eine ausreichende Anzahl an MC-Simulation herangezogen.

Weiterhin zeigt die Simulation, dass für das Szenario 20/10 (10% Durchdringungsgrad von WP) ein Einfluss der zentralen Regelung vor allem im März/Oktober zu erkennen ist, da zusätzlich zu einer eher geringen PV-Einspeisung der einsetzende Heizwärmebedarf das Lastverschiebungspotential vergrößert.

In Abbildung 3 wird die netzgeführte zentrale Regelung der Wärmepumpen genauer analysiert. Für eine PVA ist exemplarisch die jeweils an einem Tag maximal abgeregelte Wirkleistung über ein Jahr dargestellt. Die höchste Einstrahlung weist der Monat Mai auf.



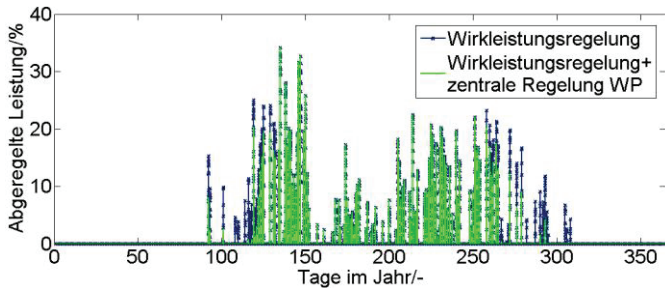


Abbildung 3: Abgeregelter Leistung einer PVA ( $P_{max}=15$  kW) im Jahresverlauf mit/ohne zentraler Regelung der Wärmepumpen

Es lässt sich zeigen, dass in den Sommermonaten trotz zentraler Regelung der Wärmepumpen keine Verbesserung in der Wirkleistungsreduzierung erreicht wird. Dies lässt sich darauf zurückführen, dass durch den verhältnismäßig geringen Wärmebedarf im Sommer der Pufferspeicher nicht ausreichend durch einen entsprechenden Wärmebedarf abkühlen kann und die Wärmepumpen auf die weiche Einschalttempfehlung nicht anspringen können. In den Übergangsmonaten dagegen kann die abgeregelter Leistung gesenkt werden. Hier fallen hohe Einstrahlungswerte sowie ein einsetzender Heizwärmebedarf zusammen.

### B. Ergebnisse Kosten / Nutzen

Analog zur Spannungsqualität sind in Abbildung 4 die gleitenden Mittelwerte der Kosten der Abregelung der betroffenen PVA über der Anzahl der MC-Simulation dargestellt.

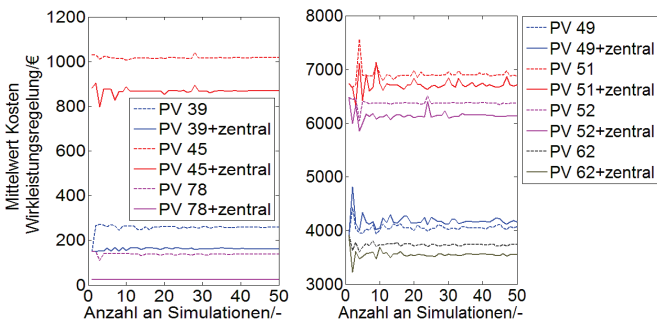


Abbildung 4: Mittelwert der Kosten für die Ausfallarbeit der PVA (Knotennummer des Netzanschlusspunktes) bei wärmebedarfsgeführten WP und zentral geregelten WP über alle Monte-Carlo Simulationen für Szenario 10/10

Die Simulation zeigt, dass die Kosten der Ausfallarbeit bei einer Wirkleistungsregelung der PVA durch die zentrale Regelung der Wärmepumpen reduziert werden können. Zudem kann veranschaulicht werden, dass auch hier der gleitende Mittelwert der Kosten über die MC-Simulationen konvergiert und der jeweilige Grenzwert für die weitere Berechnung herangezogen werden kann. Für eine Wirtschaftlichkeitsbetrachtung werden die Kosten eines gesamten Stranges zusammengefasst.

Tabelle 3 gibt die entsprechende Ausfallarbeit der Wirkleistungsregelung pro Jahr wieder.

Netzgebiet 2 weist die höchste Anzahl an betroffenen Anlagen auf. Für Szenario 20/20 kann hier die abgeregelter Energiemenge um 7% gesenkt werden. In Netzgebiet 4 ist nur eine Anlage von der Wirkleistungsregelung betroffen.

Tabelle 3: Verlustenergie der Netzgebiete durch Wirkleistungsregelung pro Jahr und Anzahl der betroffenen Anlagen

Netzgebiet	Abgeregelter Energie in kWh/Jahr				Anzahl PVA
	10/20	+ zentrale WP Regelung	20/20	+ zentrale WP Regelung	
1	1222	1078	1199	1025	2
2	13360	13062	12864	11992	4
4	316	249	263	243	1

In Abbildung 5 sind die Kosten für die Netzgebiete des Niederspannungsnetzes zusammengefasst. Ob ein Netz ausgebaut werden muss, wird anhand einer statischen Lastflussrechnung nach dem klassischen worst-case Szenario mit 100% Einspeisung und 0% Last bestimmt, wobei die Kosten für den Netzausbau mit den, in Tabelle 1 dargestellten, Kostenannahmen berechnet werden.

Wie in Abbildung 5 ersichtlich, ist in 3 von 4 Netzgebieten eine Wirkleistungsregelung wirtschaftlich sinnvoller als eine konventionelle, auf worst-case Szenarien gestützte, Netzverstärkung. Dies lässt sich darauf zurückführen, dass Spannungsbandverletzungen in diesen Gebieten selten vorkommen und entsprechend sich die Leistungsregelung als ökonomischer als der Netzausbau erweist. In Netzgebiet zwei hingegen erweist sich ein Netzausbau als sinnvollere Maßnahme, da die Kosten des variablen Einspeisemanagements aufgrund der hohen Durchdringung des Netzfades mit PVA erheblich höher ausfallen. Es lässt sich zeigen, dass durch eine Abregelung der Spitzenleistung, wie in [5] vorgeschlagen, die Aufnahmefähigkeit von dezentralen Erzeugungsanlagen im Niederspannungsnetz vergrößert werden kann.

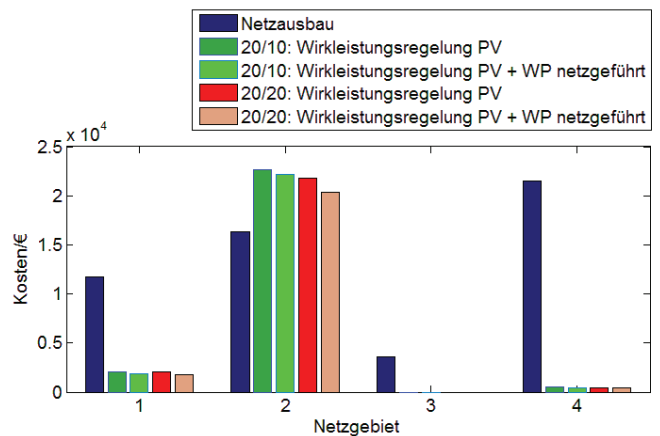


Abbildung 5: Zusammenfassung der Kostenanalyse eines realen Niederspannungsnetzes

Hinsichtlich des Einflusses der Wärmepumpen kann durch die netzgeführte Regelung zwar in allen Netzgebieten ein positiver Effekt auf die Kosten einer Wirkleistungsregelung der PVA festgestellt werden, aber auch bei einem hohen Durchdringungsgrad der WP von 20% können die Kosten des Netzausbaus in Netzgebiet 2 nicht unterschritten werden.

#### IV. FAZIT

Die Einführung der Auszeichnung „smart-grid-fähiger“ Wärmepumpen zeigt die allgemeine Erwartung an Wärmepumpen, sich aktiv an einem Netzmanagement zu beteiligen und damit auch die Integration von großen Mengen an erneuerbaren Energien zu verbessern. Bei der Untersuchung eines Niederspannungsnetzes mit hohen Durchdringungsgraden an PVA konnten auftretende Spannungsbandverletzungen durch eine zentral netzgeführte Regelung der Wärmepumpen nicht vermieden werden. Für das Niederspannungsnetz wird ein Zubau an PVA von 20% für die Zukunft angenommen und stochastisch verteilt. Eine positive Auswirkung der Wärmepumpen auf die Netzausbaukosten kann aber in Zusammenhang mit einer Wirkleistungsregelung der PVA festgestellt werden, wobei vor allem in den Übergangsmonaten die Kosten der Wirkleistungsregelung durch ein aktives Wärmepumpenmanagement gesenkt werden können. Diese Monate sind geprägt von einem einsetzenden Heizwärmebedarf und hohen solaren Einstrahlungen. Durch die einsetzende Heizleistung wird dem Pufferspeicher Energie entzogen, wodurch die Wärmepumpe flexibel bei hoher solarer Einstrahlung anlaufen kann. Während im wärmegeführten Betrieb die WP erst abends, nach Speicherleerung, in Betrieb geht, wird bei netzgeführter Regelung der Speicher schon tagsüber gefüllt.

Für die Analyse wurde eine probabilistische Untersuchung verschiedener Netzszenarien gewählt. Hierbei kann auch bei unbekanntem Anschlusspunkt der WP in der Zukunft ein statistisches Abbild des Netzes geschaffen werden, um Investitionsentscheidungen zukünftiger Netze zu planen. Die Konsequenzen für die Netzplanung, die sich aus dieser Untersuchung ableiten lassen, bestätigen, dass eine worst-case gestützte Netzplanung zu erheblich höheren PV-getriebenen Netzausbaukosten führt als eine probabilistische Netzberechnung. Zusätzlich können alternative Netzbetriebsstrategien wie zentral geregelte Wärmepumpen in den Netzplanungsprozess integriert und monetär bewertet werden.

Eine Abregelung von Photovoltaikanlagen zur Steigerung der maximal möglichen Anschlusskapazität von erneuerbaren Energien kann auf Basis der gezeigten Simulationsergebnisse in der Hinsicht bestätigt werden, dass der wirtschaftliche und zeitliche Investitionsdruck durch ein gezieltes Einspeisemanagement gemindert werden kann. Die Simulationsergebnisse machen jedoch zudem deutlich, dass Investitionsentscheidungen maßgeblich von der Verteilung der Anschlusspunkte der Photovoltaikanlagen sowie der Netztopologie selbst abhängen und damit für jedes Netzgebiet eigenständig bewertet werden müssen.

#### DANKSAGUNG

Wir möchten uns bei dem Ministerium für Wissenschaft, Forschung und Kunst Baden-Württemberg für die Förderung des Projektes „Dynamische Simulation und Optimierung dezentraler Energiekonzepte“ bedanken.

#### QUELLEN

- [1] Bundesverband Wärmepumpe e.V., „Regularium für das Label "SG Ready" für elektrische Heizungs- und Warmwasserwärmepumpen,“ Berlin, 2013.
- [2] A.L.M. Mufaris, S. Kawachi, J. Saba, „Voltage Control Using Coordinated Control of Heat Pump Water Heaters with Large Penetration of Photovoltaic Systems,“ 2013M. Young, The Technical Writer's Handbook. Mill Valley, CA: University Science, 1989.
- [3] Consentec, Institut für elektrische Anlagen und Energiewirtschaft (IAEW) der RWTH Aachen, „Untersuchung der Voraussetzungen und möglichen Anwendungen analytischer Kostenmodelle in der deutschen Energiewirtschaft,“ Bonn, 2006.
- [4] Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen, [www.bundesnetzagentur.de](http://www.bundesnetzagentur.de), Zugriff: 18.09.2014
- [5] EWE AG, Positionspapier EWE AG- Langfassung, Mit neuen Rahmenbedingungen die Energiewende erfolgreich umsetzen, 2013.

# Simulation des modularen Mehrpunkt-Umrichters (M2C) im Niederspannungsbereich

Stefan Palte und Prof. Dr.-Ing. Wolfgang Oberschelp  
Fachbereich Elektrotechnik und  
angewandte Naturwissenschaften  
Westfälische Hochschule  
Gelsenkirchen, Germany  
stefan.palte@w-hs.de

Prof. Dr.-Ing. Günter Schröder  
Lehrstuhl für elektrische Maschinen,  
Antriebe und Steuerungen (EMAS)  
Universität Siegen  
Siegen, Germany

**Zusammenfassung**—In dieser Arbeit werden die Ergebnisse einer Simulation des modularen Mehrpunkt-Umrichters (M2C) dargestellt. Der ursprünglich für den Hochspannungsbereich entwickelte M2C wurde in den Niederspannungsbereich portiert, um hier seine Vorteile gegenüber den überwiegend eingesetzten Zweipunkt-Wechselrichtern ausspielen zu können. Simuliert wurde ein dreizehnstufiger Wechselrichter an einer dreiphasigen, ohmsch-induktiven Last. Zur Ansteuerung der einzelnen Submodule des Systems wurde eine Pulsweitenmodulation (PD-PWM-Verfahren) eingesetzt. Zur Symmetrierung der Submodulspannungen musste zusätzlich ein Sortieralgorithmus in die Ansteuerkette implementiert werden. Die Simulation wurde mit dem Programm Plecs von Plexim durchgeführt.

**Index Terms**—Modular, Mehrpunkt-Umrichter, M2C, Niederspannung, Simulation

## I. EINLEITUNG

Mehrpunkt-Wechselrichter besitzen gegenüber den weitläufig eingesetzten Zweipunkt-Umrichtern u.a. den Vorteil, dass die Ausgangsspannung aus mehreren Spannungsstufen gebildet wird, wodurch sich z.B. ein sinusförmiger Verlauf besser annähern lässt. Dies hat zur Folge, dass die notwendigen Bauelemente zur Filterung der Oberwellen der Ausgangsspannung - sowohl von deren elektrischen Eigenschaften als auch von Gewicht und Volumen - kleiner ausfallen.

Verschiedene Topologien von Mehrpunkt-Umrichtern wurden entwickelt. Typische Beispiele sind der „Neutral-Point-Clamped Inverter“, der „Flying-Capacitor Inverter“ sowie kaskadierte Mehrpunkt-Wechselrichter. Eine Übersicht über deren Aufbau und Funktionsweise ist in [1] gegeben.

Eine weitere Topologie ist der „modulare Mehrpunkt-Wechselrichter“, in der Literatur zu MMC oder M2C abgekürzt. Das Konzept des M2C wurde 2002 von Prof. Dr.-Ing. Marquardt vorgestellt und war ursprünglich für den Einsatz im Hoch- und Höchstspannungsbereich gedacht [2]. In der Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung (HGÜ) besteht z.B. die Notwendigkeit Spannungen von mehreren hundert Kilovolt sperren zu können. Durch den modularen Aufbau des M2C lassen sich Schalter, die nur einen Bruchteil des Sperrvermögens aufweisen, in Reihe schalten, um so aus der Gleichspannung durch stufenweises Zuschalten der einzelnen Submodule die Ausgangsspannung zu erzeugen.

Durch die Vorteile des Systems erschließen sich auch andere Anwendungsgebiete, z.B. als Antriebsumrichter für Drehstrommaschinen [3]. Erste Arbeiten zur Einbindung des M2C in den Niederspannungsbereich zeigen, dass das System auch hier seine Vorteile gegenüber konventionellen Wechselrichtern ausspielen kann [4].

In diesem Paper werden die Ergebnisse einer Simulation des M2C im Niederspannungsbereich dargestellt. Im Folgenden werden die Grundzüge des M2C erläutert und das System auf die vorgegebenen Ausgangsdaten hin ausgelegt. Anhand ausgewählter Strom- und Spannungsverläufe werden die Ergebnisse der Simulation diskutiert.

## II. FUNKTIONSPRINZIP DES M2C

Die Grundschaltung eines Zweiges des M2C ist in Abbildung 1 (a) dargestellt. Wie eingangs schon erwähnt, besteht der Wechselrichter aus mehreren Submodulen die in Reihe geschaltet werden. In diesem Fall vier Module im oberen Zweig und vier Module im unteren Zweig ( $n = 4$ ). Zusätzlich befindet sich noch eine Drossel in jedem Zweig. Der schematische Aufbau eines Submoduls ist im Teil (b) der Abbildung zu erkennen. Es besteht aus zwei Schaltern  $S_1$  und  $S_2$  sowie einer Kapazität  $C$ .

Im stationären Betrieb des M2C sind die Kapazitäten auf eine Spannung  $U_C$  geladen. Wird der obere Schalter  $S_1$  eingeschaltet, wird die Spannung  $U_C$  auf den Ausgang geschaltet. Ist  $S_1$  offen und  $S_2$  geschlossen, wird das Submodul überbrückt und trägt nicht zur Ausgangsspannung bei. Durch eine entsprechende Ansteuerung aller Submodule lässt sich stufenweise eine sinusförmige Ausgangsspannung annähern, wie in Teilabbildung (c) zu sehen ist.

Befinden sich nun allgemein  $n$  Submodule in einem Zweig, so entstehen  $2n + 1$  Spannungsstufen am Ausgang. Die feste Eingangsspannung  $U_d$  teilt sich so auf die Submodule auf, dass diese jeweils eine Spannung von  $U_x = U_d/n$  aufweisen. Die verwendeten Schalter müssen somit nur den  $n$ -ten Teil der Eingangsspannung sperren können. Da z.B. bei einem MOSFET der minimale Durchgangswiderstand  $R_{Dson}$  nichtlinear von der maximalen Sperrspannung abhängt [5, S. 292 f.], lassen sich hierdurch die Durchlassverluste verringern.

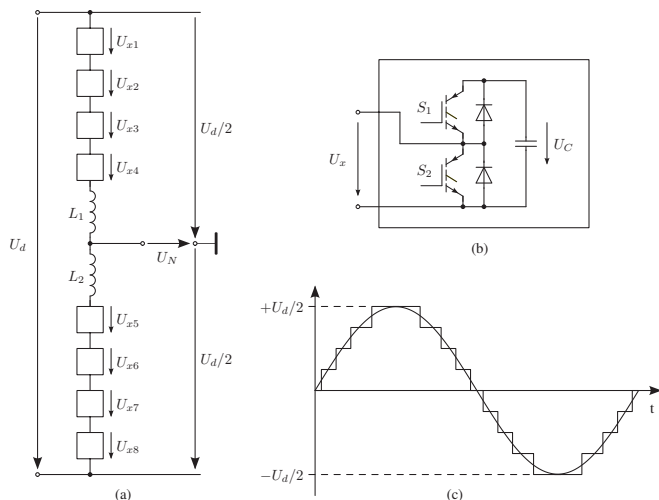


Abbildung 1. (a) Grundschialtung des M2C, (b) Aufbau eines Submoduls, (c) Ausgangsspannung  $U_N$  mit Grundwelle

Beispielhaft lässt sich dies an den in Tabelle I aufgelisteten MOSFETs von Infineon zeigen. Bei vergleichbarer Stromtragfähigkeit ist die Spannungsfestigkeit des zweiten MOSFETs dreimal größer als die des ersten. Gleichzeitig steigt aber auch der  $R_{DS(on),max}$  um mehr als das Zehnfache. Das hat zur Folge, dass selbst bei einer Reihenschaltung von drei MOSFETs des 200 V-Typs der summierte Widerstand weniger als ein Drittel des 600 V-Typs beträgt und somit die Durchlassverluste auch um diesen Faktor geringer sind.

Bei der Betrachtung der Gesamtverluste eines MOSFETs sind ebenfalls die Schaltverluste zu berücksichtigen. Zwei MOSFET-spezifische Größen bei deren Berechnung sind die Anstiegs- und Abfallzeiten  $t_r$  und  $t_f$ . Aus Tabelle I ist ersichtlich, dass diese bei beiden Modellen ungefähr den gleichen Wert besitzen, so dass die Schaltverluste vergleichbar sind und nicht den Vorteil der geringeren Durchlassverluste des 200 V-Typs kompensieren.

Tabelle I  
VERGLEICH VON MOSFETs VON INFINEON

Bezeichnung	$U_{DS}$	$I_D$	$R_{DS(on),max}$	$t_r$	$t_f$
IPP120N20NFD	200 V	84 A	12 m $\Omega$	10 ns	8 ns
IPP60R125C6	600 V	89 A	0.125 $\Omega$	12 ns	7 ns

Weiterhin wird durch die hohe Anzahl an Schaltern die entstehende Verlustleistung auf den Leistungskreis aufgeteilt, so dass die erforderlichen Kühlkörper ein geringeres Volumen aufweisen als bei konzentrierten Wärmequellen wie sie in Zweipunkt-Wechselrichtern vorhanden sind.

Die in der Einleitung erwähnte Reduzierung der Filtermaßnahmen zeigt sich bei der Berechnung der Zweigdrosseln. Gegenüber einer DC-seitigen Filterdrossel  $L_d$  eines konventionellen Wechselrichtersystems, welche bei gegebener Gleichspannung  $U_d$ , einer Schaltfrequenz  $f_p$  und einer vorgegebenen

Stromwelligkeit  $\Delta I_d$  berechnet wird zu

$$L_d = \frac{U_d}{4 \cdot \Delta I_d \cdot f_p}, \quad (1)$$

reduzieren sich nach [6, S. 773] die Induktivitäten  $L_{1,2}$  der Zweigdrosseln in Abbildung 1 durch die Anzahl der wirksamen Stufen  $n^*$  im Quadrat:

$$L_{1,2} = L_d \cdot \left(\frac{1}{n^*}\right)^2. \quad (2)$$

Die Verringerung der Induktivität hat zur Folge, dass das benötigte Volumen des magnetischen Kernmaterials ebenfalls mit der Anzahl der Stufen sinkt. Unter der Annahme, dass die Drosseln ohne Luftspalt ausgelegt werden, reduziert sich auch das Kernvolumen um den in Gleichung (2) angegebenen Faktor. Dies ist im Normalfall jedoch nicht gegeben, so dass die Reduzierung des Volumens etwas geringer ausfällt als die der Induktivität.

Nachteil des M2C ist die Komplexität des Systems: Sowohl die Anzahl der Leistungskomponenten als auch der Ansteuer- und Regelaufwand sind gegenüber einem Zweipunkt-Wechselrichter erhöht. Die Implementierung der Ansteuerung und Regelung ist zum einen Entwicklungsaufwand, der sich nur indirekt über dessen Optimierungsgrad auf die physikalischen Eigenschaften des Systems auswirkt. Zum anderen werden mehrere Messsysteme (Spannungen der Kapazitäten, Zweigströme) benötigt. Da diese jedoch zum Großteil aus elektronischen Komponenten bestehen (Optokoppler, Operationsverstärker), ist zu erwarten, dass dieser Volumen- und Gewichtszuwachs geringer ausfallen wird als deren Reduzierung durch die Filterkomponenten.

Als Ziel der Entwicklung eines M2C im Niederspannungsbereich lässt sich somit formulieren, dass man gegenüber konventionellen Wechselrichtersystemen „Kupfer und Eisen durch Silizium ersetzt“ und dabei eine Gewichts- und Volumenreduzierung bei gleichzeitiger Steigerung des Wirkungsgrads erreicht.

Hierbei ist zu beachten, dass die Filter nur soweit reduziert werden, dass sich das Verhalten des Wechselrichters nicht negativ auf die angeschlossenen Systeme auswirkt. Ein Kriterium hierfür ist der Oberwellengehalt der Ausgangsspannung des Wechselrichters. Angeben lässt sich der Gehalt durch den THD-Wert, der ein Verhältnis zwischen dem Effektivwert  $U$  und dem Effektivwert  $U_1$  der Grundschwingung einer Spannung definiert:

$$THD = \frac{\sqrt{U^2 - U_1^2}}{U_1}. \quad (3)$$

Als Minimalanforderung an den THD-Wert eines Wechselrichters kann die Norm DIN EN 50160 „Merkmale der Spannung in öffentlichen Elektrizitätsversorgungsnetzen“ herangezogen werden, laut der in Niederspannungsnetzen der „Gesamtüberschwingungsgehalt THD der Versorgungsspannung (gebildet aus allen Oberschwingungen bis zur Ordnungszahl 40)  $\leq 8\%$  sein“ muss. Im Handel erhältliche Wechselrichter besitzen meist einen geringeren THD-Wert. So wird z.B.

bei der Solarwechselrichter-Reihe SINVERT von Siemens der THD-Wert mit  $< 2,5\%$  angegeben.

### III. MODELLIERUNG

Der simulierte Wechselrichter ist dreiphasig ausgelegt und soll mit einer Eingangsspannung von 400 V versorgt werden. Die Nennleistung liegt bei 3 kVA. Die Daten sind in Tabelle II zusammengefasst. Die Berechnungen der benötigten Bauteile ist nach [6, S. 748 ff.] erfolgt. Die in der Simulation eingesetzten Werte befinden sich im unteren Teil der Tabelle.

Tabelle II  
AUSGANGSDATEN FÜR DIE SIMULATION DES M2C  
BERECHNUNGEN DER BAUTEILE NACH [6, S. 748 FF.]

Beschreibung	Größe	Wert
Eingangsspannung	$U_d$	= 400 V
Ausgangsleistung	$S_a$	= 3 kVA
Anzahl der Submodule pro Zweig	$n$	= 6
Ausgangsfrequenz	$f$	= 50 Hz
Frequenz der Trägersignale	$f_{tri}$	= 1 kHz
Kapazität der Submodule	$C_x$	= 2200 $\mu$ F
Zweiginduktivitäten	$L$	= 12 mH
Lastwiderstand pro Phase	$R_{Lx}$	= 48 $\Omega$
Lastinduktivität pro Phase	$L_{Lx}$	= 47 mH

Bei der Berechnung der Submodul-Kapazität ergibt sich zunächst eine Kapazität von ca. 400  $\mu$ F. Eine erste Simulation ergab jedoch, dass die Stromwelligkeit bei 7 A liegt. Hier wurde in einem zweiten Schritt die Kapazität eines Elektrolyt-Kondensators eingesetzt, dessen maximale Strombelastbarkeit über diesem Wert liegt. Die Werte der Ausgangslast wurden so gewählt, dass sich bei der gegebenen Leistung ein  $\cos \varphi$  von 0,9 ergibt.

Der Hauptbestandteil der Modellierung stellt die Ansteuerung des Wechselrichtersystems dar. Zum einen müssen bei 2 Schaltern pro Submodul, 6 Submodule pro Zweig und 3 Phasen 72 Ansteuersignale generiert werden. Geht man von einer symmetrischen Ansteuerung der drei Phasen aus und schaltet die beiden Schalter eines Submoduls im Gegentakt, reduziert sich diese Anzahl auf 12 Ansteuersignale.

Für den Betrieb des M2C stehen generell drei Modulationsverfahren zur Verfügung: Blockbetrieb, Pulsweitenmodulation und Raumzeigermodulation. Der Blockbetrieb stellt die einfachste Variante dar, da ein Schalter genau einmal pro Periode ein- und wieder ausgeschaltet wird. Nachteil ist der relativ hohe Oberschwingungsgehalt der Ausgangsspannung.

Die Raumzeigermodulation hingegen erfordert einen sehr hohen Rechenaufwand. Bei  $n = 6$  Submodulen und  $2n + 1 = 13$  Spannungsstufen ergeben sich  $13^3 = 2197$  Schaltzustände, von denen einige den gleichen Raumzeiger ergeben, welche durch eine geeignete Programmierung ausgewählt werden müssen.

Die Pulsweitenmodulation stellt einen guten Kompromiss dar und wird für die Simulation verwendet. Genauer wird eine Sinus-Dreieck-Modulation mit mehreren Trägersignalen verwendet. In der Literatur lassen sich verschiedene Verfahren

finden, von denen die sogenannte „phase disposition pulse-width modulation“ (PD-PWM) den geringsten Oberwellengehalt erzeugt [7], [8]. An dieser Stelle sei auf Abbildung 3 im Abschnitt IV verwiesen, an der das Prinzip erläutert wird.

Ein weiterer Punkt bei der Ansteuerung betrifft die Spannungen an den Kapazitäten. Werden die Submodule in einem Zweig, z.B. Submodule 5-8 in Abbildung 1 immer in der gleichen Reihenfolge eingeschaltet, fließt durch das zuerst eingeschaltete Submodul ein höherer Effektivstrom als durch das zuletzt eingeschaltete Submodul. Sind die Kapazitäten zu Beginn der Simulation auf den gleichen Spannungswert vorgeladen, driften diese im Betrieb auseinander.

Um diesem Effekt entgegenzuwirken wird eine Sortierfunktion in den Ansteuerkreis eingefügt (siehe Abbildung 2). Nach der Generierung der Ansteuersignale für die einzelnen Zweige werden diese zusammen mit den gemessenen Spannungen der Submodulkapazitäten und den Zweigströmen einem Auswahlblock zugeführt. Dieser sortiert die Spannungen der Submodule abhängig von der Stromrichtung im entsprechenden Zweig. Ist der Zweigstrom positiv, werden die Spannungen in absteigender Reihenfolge sortiert. So wird zuerst das Submodul mit der größten Spannung zugeschaltet. Ist der Zweigstrom negativ, wird in umgekehrter Reihenfolge sortiert und das Modul mit der geringsten Spannung wird zuerst zugeschaltet. Durch den negativen Strom wird die Kapazität geladen und dessen Spannung steigt im eingeschalteten Zustand an, so dass die Spannungen im Mittel konstant sind.

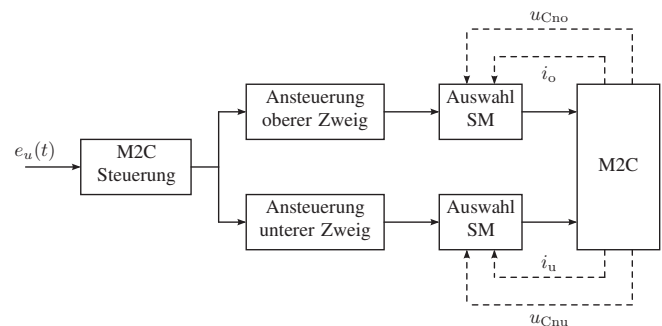


Abbildung 2. Strukturdiagramm der Ansteuerung einer Phase des M2C

### IV. SIMULATION

In Abbildung 3 sind die Signale des in Abschnitt III beschriebenen PD-PWM-Verfahrens dargestellt. Das Referenzsignal ist ein 50 Hz-Sinussignal. Für jede Spannungsstufe wird ein dreieckförmiges Trägersignal generiert. Die Spannungsstufen am Ausgang des M2C werden durch den vertikalen Versatz der Signale erreicht. Referenz- und Trägersignale werden im weiteren Verlauf der Pulsgenerierung miteinander verglichen. Ist das Referenzsignal größer als eines der oberen sechs Trägersignale, so wird das Ansteuersignal der entsprechenden Spannungsstufe auf „eins“ geschaltet und dem Sortieralgorithmus zugeführt. Dieser wählt nun je nach Stromrichtung eines der Submodule des unteren Zweiges, da diese die positive Spannungshalbwelle erzeugen.

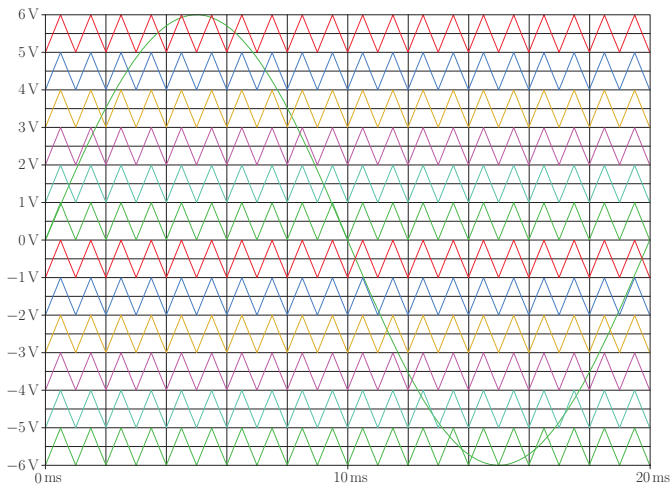


Abbildung 3. PD-PWM: Referenz-Sinus und Trägersignale zur Ansteuerung des M2C

Zur übersichtlicheren Darstellung ist eine Trägerfrequenz von 1 kHz gewählt worden. Diese lässt sich jedoch weiter steigern, wodurch sich der Oberschwingungsgehalt der Ausgangsspannungen weiter reduzieren lässt.

Die Ausgangsspannungen sind in der oberen Hälfte der Abbildung 4 zu sehen. Die einzelnen Stufen und die Pulsweitenmodulation sind deutlich zu erkennen. Die Lade- und Entladevorgänge der Submodulkapazitäten lassen sich ebenfalls herauslesen, da die einzelnen Spannungsstufen nicht horizontal verlaufen, sondern eine gebogene Form haben.

Der THD-Wert der Spannungen beträgt 7,3%, liegt also unter dem in der Norm DIN EN 50160 geforderten Wert von 8%. Somit lässt sich schon mit einem 13-stufigen System ein Wechselrichter modellieren, der ohne zusätzliches Ausgangsfilter einen ausreichend genauen sinusförmigen Spannungsverlauf erzeugt.

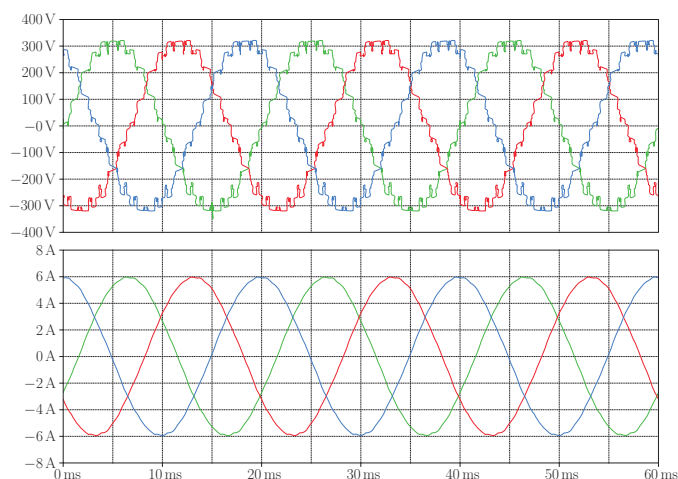


Abbildung 4. Ausgangsspannungen (oben) und Ausgangsströme (unten) des M2C bei RL-Last

Im unteren Teil der Abbildung sind die Phasenströme zu sehen. Durch die Zweigdrosseln und die Ausgangsinduktivitäten

sind kaum noch Verzerrungen des sinusförmigen Verlaufes zu erkennen. Im Vergleich zu den Ausgangsspannungen lässt sich auch der gewünschte Phasenversatz von ungefähr  $\varphi = 22,5^\circ$  abschätzen, was dem eingestellten  $\cos \varphi$  von 0,9 entspricht.

Die Funktion des vorhandenen Sortieralgorithmus lässt sich durch die Darstellung der Kondensatorspannungen in einem Zweig überprüfen. In Abbildung 5 sind exemplarisch die zeitlichen Verläufe der Submodulspannungen im oberen und im unteren Zweig der ersten Phase dargestellt. Folgt man z.B. dem gelben Verlauf in der oberen Teilabbildung, ist zu erkennen, dass an den steigenden Flanken der Sinuskuppen meist das Modul mit der geringsten Spannung eingeschaltet wird. So ist die gelbe Spannung zweimal die Geringste und wird als erstes eingeschaltet, bei der dritten Sinuskuppe jedoch wird zuerst das Submodul mit dem roten Spannungsverlauf eingeschaltet. Insgesamt verlaufen alle Spannungen in einem Toleranzband von unter  $\pm 15$  V, was bei einer mittleren Modulspannung von ca. 100 V einem relativen Toleranzband von unter  $\pm 15\%$  entspricht. Da der Mittelwert der Spannungen konstant bleibt, können die Kondensatorspannungen als stabil angesehen werden und die Funktion der Ansteuerung und des Sortieralgorithmus ist bestätigt worden.

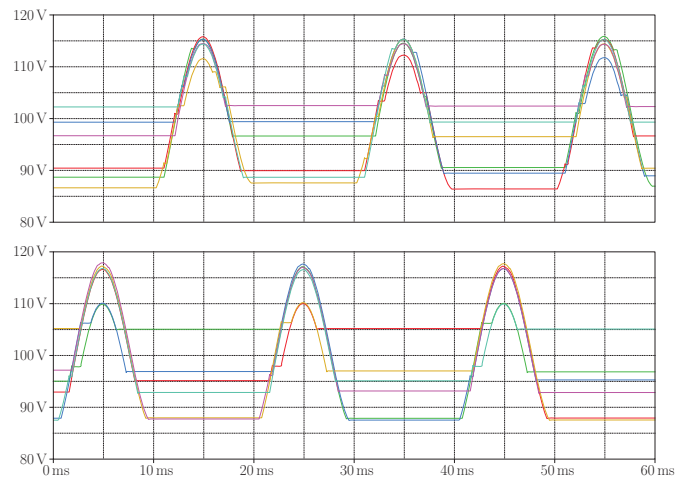


Abbildung 5. Spannungen der Kapazitäten im oberen und unteren Zweig der ersten Phase des M2C

## V. ZUSAMMENFASSUNG UND AUSBLICK

In der vorliegenden Arbeit wurde ein dreiphasiger modularer Mehrpunkt-Umrichter im Niederspannungsbereich simuliert. Ausgeführt wurde die Simulation mit dem Programm Plecs von Plexim. Zur Erzeugung der Ansteuersignale für die MOSFETs der 12 Submodule pro Wechselrichterphase wurde das PD-PWM-Verfahren eingesetzt, welches ein geringes Oberwellenspektrum in den Ausgangsspannungen erzeugt. Zur Symmetrierung der Submodulspannungen wurde ein Sortieralgorithmus entwickelt, welcher auf jeden Zweig des M2C angewendet wurde.

Nach der erfolgreichen Simulation des Systems ist zum Zeitpunkt der Erstellung dieses Papers (Dezember 2014) ein

praktischer Aufbau des M2C in Entwicklung. Mit den gleichen elektrischen Vorgaben (Tabelle II) soll im ersten Schritt ein einphasiges System aufgebaut werden. Hier werden die grundlegenden Funktionen und Unterschiede zur Simulation, z.B. in der Ansteuerung und im realen Verhalten der Submodule, eingehend untersucht. Im zweiten Schritt wird der M2C dann auf ein dreiphasiges System ausgebaut, so dass ein vollständiger Vergleich zwischen Theorie und Praxis möglich ist.

#### LITERATUR

- [1] RODRÍGUEZ, José ; LAI, Jih-Sheng ; PENG, Fang Z.: *Multilevel Inverters: A Survey of Topologies, Controls, and Applications*
- [2] MARQUARDT, Rainer ; LESNICAR, Anton ; HILDINGER, Jürgen: *Modulares Stromrichterkonzept für Netzkupplungsanwendung bei hohen Spannungen*. 2002
- [3] KOLB, Johannes: *Optimale Betriebsführung des Modularen Multilevel-Umrichters als Antriebsumrichter für Drehstrommaschinen*
- [4] GALEK, Marek: *MOSFET-based Modular Multilevel Converters: Design Challenges and Implementation Details*
- [5] LUTZ, Josef: *Semiconductor Power Devices: Physics, Characteristics, Reliability*. Auflage: 2011. Springer. – ISBN 9783642111242
- [6] SCHRÖDER, Dierk: *Leistungselektronische Schaltungen: Funktion, Auslegung und Anwendung*. 3. Auflage. Springer, 2012
- [7] HOLMES, D. G. ; LIPO, Thomas A.: *Pulse Width Modulation for Power Converters: Principles and Practice (IEEE Press Series on Power Engineering)*. John Wiley & Sons, 2003
- [8] RAJAN, M.S. ; SEYEZHAI, R.: *Comparative Study of Multicarrier PWM Techniques for a Modular Multilevel Inverter*

# Energy System Modelling: Power Plant Dispatch and Electricity Generation Costs

Thomas Weiss, Christoph Sperling, Detlef Schulz  
 Electrical Power Systems Department  
 Helmut Schmidt University  
 Hamburg, Germany  
 thomas.weiss@hsu-hh.de

**Abstract**— The growing share of intermittent renewable energy on the electricity production has also an influence on the remaining thermal power plants. The full load hours, especially of fossil fired power plants, are decreasing over time. In the meantime, the energy surplus produced by renewable sources is increasing and without building new controllable power plants, the back-up capacity is decreasing because old fossil fired power plants will shut down. A lot of modelling has been done in this field yielding to very different results. This paper shows a generic approach to the calculation of the power plant dispatch and the electricity generation cost. The main focus is on the influence different scenario assumptions can have on the outcome of the investigation. The aim is to show how important an extensive sensitivity analyses is. As the ambitious climate targets of the government, the strong development of intermittent renewable energies as well as the nuclear phase out provide very good scenarios, the model will be explained on the example of Germany.

**Keywords**—renewable energy; power plant dispatch; electricity generation costs; energy storage

## Abbreviations

BAU	Business as usual
CCS	Carbon Capture and Storage
CCP	Combined cycle power plant
GC	Guaranteed capacity
GPC	Gross final power consumption
RE	Renewable energy
SGT	Single Gas Turbine
TSO	Transmission system operator
WACC	Weighted average cost of capital

## II. INTRODUCTION

Germany is witnessing a paradigm shift away from fossil fired and especially nuclear power plants towards a sustainable and save energy supply based on renewable energies. Since the promotion of renewable energies started with the first renewable energy law in the year 2000, the renewable energy sector has grown enormously. In 2012 already 22 % of the total energy production came from renewables. The installed amount of renewable energies at the end of 2012 was in the range of the yearly peak load. This shows that with continuing expansion of the renewable sector, there are more and more situations that will occur with an energy production just from renewables that exceed the load demand.

As the renewable sector in Germany is mainly based on fluctuating renewable sources like wind and sun, the additional problem of fast changes in production and predictability come into play. Higher residual load variations will have to be covered by a smaller amount of controllable power plants. To achieve the transition to a mainly renewable based power supply, flexible and fast reacting power plants will be necessary. The question to answer is what will be the price for this flexibility. The electricity generation costs are highly influenced by the time the power plant is producing energy. A reference value for this are the full load hours. The full load hours are calculated as the quotient of the yearly produced energy and the installed power. In 2010 nuclear power plants had the most full load hours (7700 h), followed by lignite (6700 h), coal (4300 h) and natural gas (3400 h) [1], [2]. Studies on the future development of full load hours of thermal power plants up to the years 2020 or 2050 are coming to very different results [3], [4], [5], [6], [7], [8]. This is due to different assumptions regarding the development of renewable energies,

## I. NOMENCLATURE

### Variables

$A$	Discounted sum	$P$	Power
$CC$	Certificate costs	$p$	price
$E$	Energy Generation	$r$	Discount rate
$F$	Fuel costs	$S$	Closedown costs
$h$	hours	$T$	period of time
$I$	Investment costs	$\eta$	Efficiency
$LG$	Load gradient	$\kappa$	Non-controllable factor
$M$	O & M costs	$\tau$	time delay factor
$n$	amortization period	$\phi$	emissions

### Indices

BM	Biomass	p	production
CO2	CO <sub>2</sub>	PP	Power plant
d	Demand	PV	photovoltaic
el	electricity	R	Rated
ES	Energy Storage	spe	Specific
FL	full load	ST	starting time
HP	Hydropower	st	starting
min	minimum	t	time segment
off	offline	u	unit



the closedown of thermal power plants, newly built power plants, the development of fuel and CO<sub>2</sub> certificate prices as well as the development and deployment of units with carbon capture and storage (CCS) technologies. In this paper a modeling approach is explained to calculate the power plant dispatch, the full load hours and the electricity generation costs taking into account all the before mentioned variables. It is a generic approach and thus can be applied for all regions and countries. It is here explained on the example of Germany.

### III. MODELLING

In this section the modelling of the different parts of the electricity supply system is explained. Fig. 1 shows the general structure of the program. Before the program is started the scenarios have to be defined and all data until the desired final year of investigation have to be set. On the one side these are the reference scenario data like load demand curves, feed-in curves of renewable energies (how these can be obtained, see part A. 1 of this chapter) and the composition of the power plant mix as well as all technical data of the power plants. On the other side this includes predictions for load data, installed capacities of renewable energies and conventional generation units as well as the development of prices for primary energy carriers and CO<sub>2</sub> certificates. How these variables are taken into account for the simulation is as well shown in this chapter. After all input parameters are set, the residual load is calculated for each year until the desired year but maximum until 2050. When this is done the algorithm tries to cover the residual load with the available power plants at minimum costs. Like this the yearly efficiency and full load hours of each units are obtained. Based on these outcomes the electricity generation costs of newly built power plants can be calculated to show possible investment incentives.

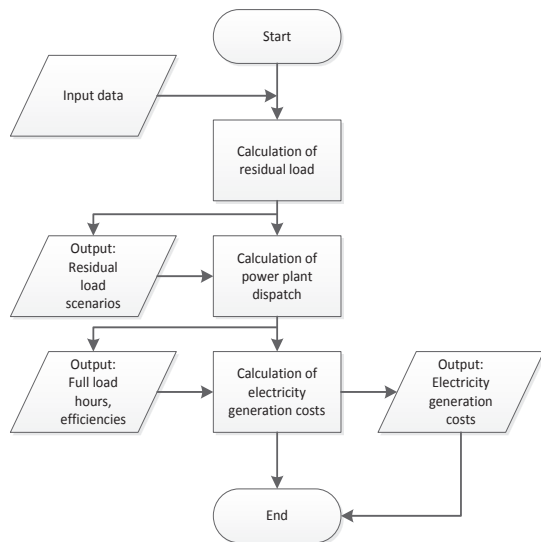


Fig. 1. General structure of the programming algorithm

#### A. Calculation of residual load

The calculation of the residual load is explained in (1). It is set as the load demand minus the non-controllable electricity production from renewable sources. This includes wind and solar power but also a part of hydropower, mostly small non-controllable run-of-the-river plants. The load data were obtained by the German transmission system operators (TSOs)

and are available in 15 minute values. As load data are not always available in 15 minute values, the calculations in this paper are made with hourly values to allow a better transferability to other regions and countries.

$$RL(t) = P_d(t) - P_{Wind}(t) - P_{PV}(t) - \kappa_{HP} \cdot P_{HP}(t) \quad (1)$$

For future scenarios the load curves are normalized and then scaled accordingly to the desired energy production/consumption.

#### 1) Renewable Energies

The feed-in from renewable energies can be calculated in three different ways. As a default setting the program uses real feed-in curves from the years 2011 and 2012. The curves are then normalized and scaled accordingly with the desired amount of installed power. Another option is the use of real weather data of past years together with technical models. The third option is to produce stochastic feed-in curves with weather data from the past years together with technical models of various intermittent renewable energy technologies. For a better reproducibility, in this paper the public available feed-in curves for wind and PV from the German TSOs from the years 2011 and 2012 are taken as a base for future scenarios. Offshore wind data curves are obtained by the published 2012 feed-in curves from TenneT TSO.

#### 2) Thermal power plants

Thermal power plants are modelled in a simplified way. As the minimum time step of the simulation is 15 minutes, dynamic behavior of the power plants is neglected. For the investigation, the following data can be set for each technology: Installed power (in MW), number of units, efficiency curves for part load operation, range of possible part load operation (in %/P<sub>R</sub>), load gradient of each unit (in %/P<sub>R</sub>/min), starting time for cold and warm start. Furthermore priorities for different technologies and units can be defined for the operation order. In default settings the power plant with the lowest costs has the highest priority. Most of technical data used in this paper were taken from [15] and are summarized in Table 1.

TABLE 1 DYNAMIC PARAMETERS OF FOSSIL FIRED POWER PLANTS FOR ACTUAL UNITS/ MODIFIED UNITS/ POTENTIAL FOR NEW UNITS [12]

Unit type	Coal	Lignite	CCP	Gas turbine
LG [%/P <sub>R</sub> /min]	1.5 / 4 / 6	1 / 2.5 / 4	2 / 4 / 8	8 / 12 / 15
part load [%/P <sub>R</sub> ]	40 - 90	40 - 90	40 - 90	40 - 90
Min. load [%/P <sub>R</sub> ]	40/ 25/ 20	60/ 50/ 40	50/ 40/ 30	50/ 40/ 30
Cold start [h]	3/ 2.5/ 2	6/ 4/ 2	1.5/ 1/ 0.5	< 0.1
Warm start [h]	10/ 5/ 4	10/ 8/ 6	4/ 3/ 2	0.1

#### B. Power Plant Dispatch

The power plant dispatch is differentiated into initial state, short term and long-term control of the power plants. For the initial state setting it is assumed that all power plants are available to cover the residual load, so the cheapest power plant mix is covering the residual load in the first hour of investigation. If there is a surplus the power plant dispatch starts with its regular control mechanism as explained in the next passages as soon as the residual load turns positive. The general controlling structure is that the power plant with the lowest electricity generation costs serves the load first. If technical

boundaries do not allow the power plant to cover the demanded load, the next power plant with higher generation costs is used to cover the load. In all cases the system has to fulfill equation (2). The power output of all units plus the surplus ( $P_{su}$ ) and shortage ( $P_{sh}$ ) of power has to be equal to the residual load demand.

$$P_{RL}(t) = \sum_{u=1}^N P_u(t) + P_{su}(t) + P_{sh}(t) \quad (2)$$

$$P_{sh}(t) \leq 0$$

$$P_{su}(t) \geq 0$$

For the simulation some time constraints have to be defined. The starting time ( $T_u^{st}$ ) is influenced by the time the power plant is offline ( $X_u^{off}$ ) and how long the power plant can perform a warm start after having been switched off ( $T_{warm,u}^{off}$ ). If  $X_u^{off}(t)$  is smaller or equal than  $T_{warm,u}^{off}$  the starting time is the warm start starting time plus the minimum time the power plant needs to be offline ( $T_u^{off}$ ). Else, the power plant needs the additional time for a cold start to be again available for the grid.

$$T_u^{st}(t) = \begin{cases} T_u^{off} + T_u^{warm} & , \forall t \rightarrow X_u^{off}(t) \leq T_{warm,u}^{off} \\ T_u^{off} + T_u^{cold} & , \forall t \rightarrow X_u^{off}(t) > T_{warm,u}^{off} \end{cases}$$

$$X_u^{off}(t) = \begin{cases} X_u^{off}(t-1) + 1 & , \forall t \rightarrow P_u(t) = 0 \\ 0 & , \forall t \rightarrow P_u(t) > 0 \end{cases}$$

The availability factor ( $V_u$ ) is introduced to see if the power plant could be used for the next simulation step or if there are restrictions that prevent the commitment. The power plant is available if it is already online ( $O_u(t) = 1$ ) or if it is long enough offline to start again in the next time step. It is not available if the power plant is offline ( $O_u(t) = 0$ ) and the minimum time offline is not yet reached or if the power plant is already running with rated power. The online factor ( $O_u$ ) only indicates if the unit is online. That means it has to be connected to the grid and feeding power to the grid.

$$V_u(t) = \begin{cases} 1 & , \forall t \rightarrow O_u(t) = 1 \cup X_u^{off}(t) \geq T_u^{st}(t) \\ 0 & , \forall t \rightarrow (O_u(t) = 0 \cap X_u^{off}(t) \leq T_u^{st}(t)) \cup P_u(t) = P_u^{max} \end{cases}$$

$$O_u(t) = \begin{cases} 1 & , \forall t \rightarrow P_u(t) > 0 \\ 0 & , \forall t \rightarrow P_u(t) = 0 \end{cases}$$

For the down regulation and the shutdown of a power plant respectively, an unavailable factor ( $D_u$ ) is introduced to ensure that the power plant is not switched off during the minimum time it has to stay connected to the grid ( $T_u^{on}$ ). For that purpose  $X_u^{on}$  counts the time the power plant is connected to the grid.

$$D_u(t) = \begin{cases} 1 & , \forall t \rightarrow X_u^{on}(t) \geq T_u^{on} \\ 0 & , \forall t \rightarrow X_u^{on}(t) < T_u^{on} \end{cases}$$

$$X_u^{on}(t) = \begin{cases} X_u^{on}(t-1) + 1 & , \forall t \rightarrow P_u(t) > 0 \\ 0 & , \forall t \rightarrow P_u(t) = 0 \end{cases}$$

Long-term control is the decision if a power plant needs to start, shut down or stay online with minimum capacity. Long-term dispatch is only made for nuclear, lignite, coal and combined cycle (CCP) power plants. Single gas turbines (SGT) as well as energy storage technologies are assumed to be able to be online in less than one hour and are therefore only controlled by the short term control scheme in Fig. 2. The long-term control – the decision to start or to shut down a power plant - can be explained looking at (3) and (4). If the rated power of all power plants and biomass units online is less than the average residual load ( $RL$ ) from the time of possible grid connection ( $c_1$ ) to the time the power plant should minimum stay online ( $c_2$ ) minus the minimum load of the unit ( $P_{min}$ ) and the rated power of already starting units ( $P_{R,u,st}$ ), the power plant will be prepared of starting. This can be made analogous for the shutdown of a unit, see (4). The main difference in the decision to start or to shut down an unit, is that for stopping a power plant no starting times have to be considered.

$$\sum_{u=1}^{u_{onl}} P_{R,u,i} + \sum_{BM=1}^{BM_{onl}} P_{R,BM,i} < \frac{\sum_{i=c_1}^{c_2} P_{RL}(i) - P_{min,u} - \sum P_{R,u,st}}{T_u^{on}} \quad (3)$$

$$\sum_{i=1}^{u_{onl}} P_{R,u,i} + \sum_{i=1}^{BM_{onl}} P_{R,BM,i} \geq \frac{\sum_{i=c_3}^{c_4} P_{RL}(i) + P_{min,u} + \sum P_{R,u,st}}{T_u^{off}} \quad (4)$$

$$c_1 = \begin{cases} t & , \forall t \rightarrow X_u^{off}(t) \geq T_u^{st}(t) \\ t + (T_u^{st}(t) - X_u^{off}(t)) & , \forall t \rightarrow X_u^{off}(t) < T_u^{st}(t) \end{cases}$$

$$c_2 = c_1 + T_u^{on}$$

$$c_3 = \begin{cases} t & , \forall t \rightarrow X_u^{on}(t) \geq T_u^{on} \\ t + (T_u^{on} - X_u^{on}(t)) & , \forall t \rightarrow X_u^{on}(t) < T_u^{on} \end{cases}$$

$$c_4 = c_3 + T_u^{off}$$

The short-term control of all units online and of the ones, which have starting times less than the minimum step size, is shown in figure 2 for upwards regulation. Downwards regulation is made analogous. The control range is from  $P_{min}$  to  $P_R$  taking into account the merit order and the load gradient of the particular unit. The decision is based on the load gradient of the residual load and the aim of the control is to bring this load gradient to zero, so that the production meets the demand. If e.g. the cheapest unit cannot ramp-up quick enough ( $LG_u < LG_t$ ) another unit is needed to support the power plant during the ramp-up period. The same appears when the  $LG_u$  is high enough but the difference between the actual and rated power of the unit cannot cover the demanded power.

An example of the power plant dispatch for a residual load curve in 2050 is shown in figure 3. As can be seen there are no more nuclear power plants connected and there is a high surplus produced by renewable energies (pink). Biomass (green) has the highest full load hours, followed by lignite (brown), coal (black), CCP (red) and single gas turbines (light blue). The dark blue spots are the peaks that cannot be covered by the power plant mix because of a lack of capacity. Two main things can be observed in the power plant dispatch with high renewable energy shares and the appearance of times with negative residual load. First, shown in the left plot of Fig. 4, the surplus of energy due to minimum load constraints. Some base load units will stay connected with minimum load, even though not needed, if the residual load is expected to rise again in less than the starting

time of the unit. Second, shown in the right plot of Fig. 4, the preferential use of fast reacting units because of high load fluctuations. When the time between two negative residual load values is less than the minimum time a base load unit should stay online, it will not be started.

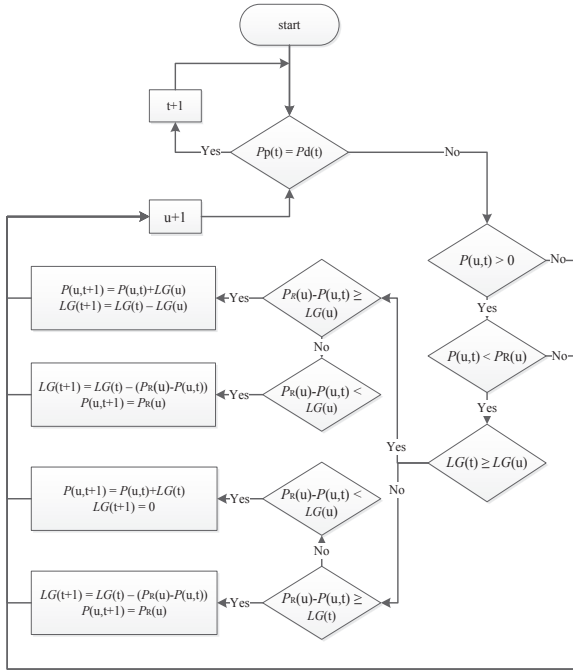


Fig. 2 Short-term control of power plant operation

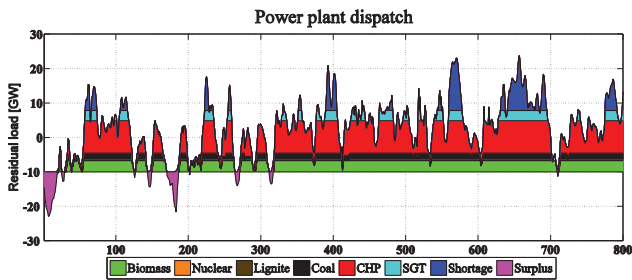


Fig. 3 Power plant dispatch for the year 2050 with no newly built power plants

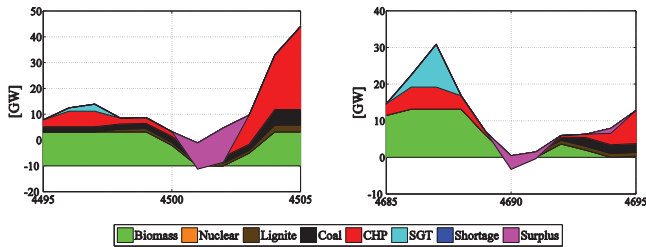


Fig. 4 Surplus of energy due to starting times of base load units (left) and preferential use of fast units because of high load fluctuations (right)

### C. Electricity Generation Costs

The electricity generation costs are calculated with the levelized costs of electricity (LCOE). This method is based on the net present value method and represents the life-cycle costs including all expenses incurred over the whole life time of the power plant [13], [14]. In (4)  $I_0$  represents the investment costs,  $E_{el}$  the electricity generation and  $A_t$  is the annual overall costs,

discounted on the time of commissioning. The amortization period in years are marked as  $n$ . The weighted average cost of capital (WACC) is usually in a range of 5 % to 10 %. In this paper it is set to 7.5 % and is represented by  $i$ .  $t$  is the year within the range of  $n$ . The annual overall costs can further be separated into fixed operating costs on the one side and variable operating costs on the other side, see (5). Fixed costs include labor costs, insurance costs and maintaining costs, all summarized by the variable  $M_t$ . The variable costs are mainly determined by fuel costs  $F_t$  and certificate prices for  $CO_2$ ,  $CC_{CO_2}$ . The efficiency of the power plant  $\eta$  has to be taken into account as well. At the end of the lifetime of a power plant additional costs for the shutdown and deconstruction appear. These costs are summarized by the variable  $S$ . As it is difficult to assume these costs for newly built power plants,  $S$  is assumed to be 5 % of the initial investment costs [15].

$$LCOE = \frac{I_0 + \sum_{t=1}^n \frac{A(t)}{(1+i)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{E_{el}(t)}{(1+i)^t}} \quad (4)$$

$$A(t) = M(t) + \frac{E_{el}(t)}{\eta} \cdot F(t) + \frac{E_{el}(t)}{\eta} \cdot CC_{CO_2} + S \quad (5)$$

For the further investigations the focus will be on the development of the variable costs. As thermal power plants are major technologies we assume that there is no further learning rate. This seems to be justifiable as the investment cost of thermal power plants have been stable over the last decades.

#### 1) Development of fuel prices

The fuel prices are strongly dependent on global demand of energy. The price for oil is taken as a benchmark for fuels like gas and coal. Most of experts see an increase in oil prices although there are still a lot of uncertainties regarding the exact development. The only primary energy carrier that is relatively independent of the world price of other fuels, is lignite. This is due to the fact that lignite has a low energy density and transportation over long distances is not economic. Against this background lignite is assumed to have a stable price for the next decades, as it is only dependent on national hauling structure [13], [16]. Table 4 shows two different development scenarios for fuel prices.

TABLE 2 DEVELOPMENT OF FUEL PRICES IN A BUSINESS AS USUAL (BAU) AND AN ALTERNATIVE (ALT) SCENARIO UP TO THE YEAR 2050 [14]

$\text{€}_{2007}/\text{GJ}$	Scenario	2010	2020	2030	2040	2050
Lignite	BAU	0.96	0.96	0.96	0.96	0.96
	ALT	1.36	1.36	1.36	1.36	1.36
Coal	BAU	2.45	2.79	3.03	3.08	3.14
	ALT	2.28	2.62	2.69	2.73	2.76
Natural gas	BAU	8.33	9.96	10.79	11.20	11.40
	ALT	8.02	8.88	9.25	9.40	9.47

#### 2) CO<sub>2</sub> Certificates

The costs for CO<sub>2</sub> emissions play an important role for the transition towards a low carbon energy supply system. As power plants with low fuel prices produce most carbon dioxide (lignite, coal), units with low carbon footprint are more expensive to operate (gas). Thus the price of CO<sub>2</sub> certificates can influence an investment decision. The base for the amount of certificates each power plant needs is the specific emissions

of each unit,  $\phi_{CO_2}$ . In addition to this the yearly full load hours  $h_{FL}$  has to be taken into account as well as the rated power  $P_R$  of the unit and the average yearly efficiency  $\eta_t$ . Equation (6) demonstrated the calculation of the yearly amount a power plant has to pay for its CO<sub>2</sub> certificates.

$$p_{CO_2} = CC_{CO_2} \cdot \frac{h_{FL} \cdot P_R \cdot \phi_{spe,CO_2}}{\eta_t} \quad (6)$$

The Specific emissions of lignite, coal and natural gas are set to 0.4235t/MWh, 0.3847t/MWh and 0.2739t/MWh respectively [17]. Actual certificate prices in Germany are between 4 € and 5 € (Dec. 2013). There are different approaches on decreasing the amount of certificates to raise the prices. In this paper a price increase of 6 %/y is assumed.

### 3) Carbon Capture and Storage Power Plants

A possibility to realize the ambitious CO<sub>2</sub> targets without turning down the use of CO<sub>2</sub> intensive power plants, is the carbon capture and storage technology. There are 3 different technologies available, the post-combustion, the oxyfuel and the pre-combustion method. All can achieve a separation of CO<sub>2</sub> of up to 90 %. The disadvantages are an efficiency loss of 5-12 percentage points, an increase in investment costs of 1.5-2 times the initial ones and an already starting public opposition against the storage of CO<sub>2</sub>. For a more detailed view on CCS technologies, prices and storage options, see [13], [15], [18], [19]. For the further investigation the transport and storage costs for CO<sub>2</sub> are assumed to be 8 €/t.

### D. Further Assumptions

The investment costs and the lifetime of each type of power plant that is assumed for the calculations in this paper are shown in Table 3. In contrast to Table 2 the prices are shown in €<sub>2013</sub> which is also the value for the further calculations. For the conversion a yearly inflation rate of 2 % has been set. For the reference scenario the base for the fuel prices are the average prices on the European Energy Exchange (EEX). The price increase is set to 0.5 %/y for lignite and 1.5 %/y for coal and gas. In case of the whole electricity system, no import/export of energy is considered in this paper. Furthermore the grid reinforcement and extension is supposed to be fast enough that no bottlenecks will appear and that the energy produced by renewable generation units and thermal power plants can be transported to the user. It is important to mention that no dead times are considered for maintenance or revision.

TABLE 3 SPECIFIC INVESTMENT COSTS AND ASSUMED LIFE TIME FOR GENERATION UNITS (LICENSING BETWEEN 2015 AND 2020) [15],[20],[21]

Unit type	Specific investment costs	Assumed life time of unit
Lignite	1689 €/kW	40 y
Lignite – CCS	2702 €/kW	40 y
Coal	1464 €/kW	40 y
Coal – CCS	2478 €/kW	40 y
CCP	788 €/kW	30 y
CCP – CCS	1577 €/kW	30 y

All projections are made in 10 years steps. For the years in between the values are linearly interpolated. Biomass counts as renewable energy but is not taken into account for the calculation of the residual load. This is due to the fact the

biomass units are fast reacting and serve well for controlled operation. Nonetheless, for the further investigation it is also assumed that preferential feed-in of renewable energies will continue.

## IV. RESULTS

In this section first a reference scenario is introduced and discussed in detail. For the other scenarios only changes to the reference scenario are highlighted. The aim is to show the impact different assumptions can have on the outcome of the simulation. Regarding the plots with the full load hours (Fig. 5 and Fig. 6), it has to be stated that for the surplus and the shortage of energy, the displayed hours are not full load hours but the sum of the hours of appearance.

### A) Reference scenario

The reference scenario is for the time period of 2012 to 2050 and is based on load and feed-in curves of the year 2011. Future predictions for the development of RES-E and thermal power plants are shown in Table 4. This includes the closedown of old production units. The construction of new units is not considered here.

TABLE 4 DEVELOPMENT OF INSTALLED CAPACITY OF UNIT TYPES WITHOUT NEW POWER PLANTS, TAKING INTO ACCOUNT THE CLOSEDOWN OF OLD UNITS [4],[9],[10]

[GW]	2012	2020	2030	2040	2050
Nuclear	16.9	7.8	0	0	0
Lignite	18.5	13.2	5.3	3.96	1.32
Coal	25	21	14	8	3
CCP	18.8	18.8	18.8	18.8	18.8
SGT	6	6	6	6	6
Hydro	4.40	4.70	4.92	5.09	5.2
Wind	31.30	49.0	97.2	77.5	82.8
-onshore	31.0	39.0	43.7	48.0	50.8
-offshore	0.28	10.0	23.5	29.5	32.0
PV	32.6	53.5	61.0	63.3	67.2
Biomass	7.65	8.96	10.0	10.38	10.38
RE-total	76.0	116.8	147.8	166.3	179.0
GPC	594	573	558	572	584
% of GPC	22.9	47.1	67.6	78.4	85.8

The resulting full load hours for each power plant for the period of investigation are shown in Fig. 5. In the first years up to 2020, the classic base load units (lignite and nuclear) reach full load hours of more than 7500 h. This is even more than in reality because periods for maintenance and revision have not been taken into account. Coal and biomass are, with around 5000 full load hours, in the range of medium load units, whereas CCP units are, with around 3000 full load hours, classic peak power plants. Single gas turbines have very low full load hours up to 2020 and there is neither a surplus nor a shortage of energy. The reason for the low full load hours of gas turbines at this time is the step size of one hour. Fast load changes that are normally covered by these units cannot be displayed correctly. A big cut in the diagram is the nuclear phase out in 2022, where all other technologies show a strong increase in full load hours and shortages appear for the first time, as no new power plants are considered in this scenario. Although the number of units decreases over time because of closing down of old unit, the full load hours of especially base load units but also mid load units are decreasing. The only technology with an increase of full load hours is the single gas turbine.

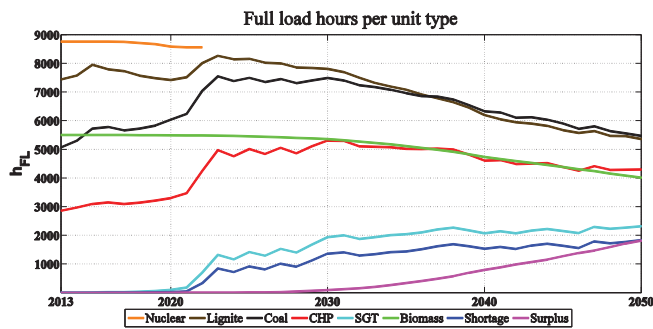


Fig. 5 Full load hours of each unit type for reference scenario

This is due the high appearance of fast load changes where the single gas turbine is the best option. It can be seen as well that mentionable surpluses of renewable energies start to appear around 2030 and continue increasing to almost 2000 hours a year.

Finally the year 2050 is taken as an example for a more detailed discussion of the results. In 2050 the total surplus of energy from renewable sources reaches 29.79 TWh. The shortage caused by missing power plant capacity is 27.11 TWh. Both are in the same range, which already shows a good operation possibility for energy storage systems. Table 7 shows further outcomes of the simulation for this year. It can be seen that the guaranteed capacity is not high enough to fulfill the peak-load-plus-10%-criteria. Without decentralized energy storage systems together with renewable energy units the GC of renewables (PV: 1%, Wind: 10%) and the remaining fossil fired power plants is almost 26 GW below the needed GC. Even when assuming a higher GC of wind (20 %) and PV (10 %) by combining these with energy storage systems, the total GC reaches 67.08 GW, which is still more than 7 GW below the needed. This shows that there is a need for additional GC. As the CO<sub>2</sub> emissions of the simulated power plant mix already reaches 70.68 Mt, it will be hardly possible to install new fossil fired power plants (especially coal and lignite) without using the CCS technology as the CO<sub>2</sub> emission targets of the German government are 85 Mt by 2050.

TABLE 5 OUTCOME OF THE SIMULATION OF THE REFERENCE SCENARIO FOR THE YEAR 2050

<b>Peak load +10 %</b>	74.25 GW
<b>GC<sub>thermal units</sub></b>	25.08 GW
<b>GC<sub>RE w/o ES</sub></b>	23.32 GW
<b>GC<sub>RE w ES</sub></b>	42 GW
<b>∑ GC<sub>w/o ES</sub></b>	<b>48.4 GW</b>
<b>∑ GC<sub>w ES</sub></b>	<b>67.08 GW</b>
<b>Φ<sub>CO2</sub></b>	<b>70.68 Mt</b>

#### B) Different load and feed-in curves

In this scenario the difference in the results taking other load and feed-in curves is highlighted. For that purpose the simulation has been made with load and RE feed-in curves from 2012. Same as in the previous scenarios the curves have been normalized and scaled accordingly with the load demand and installed capacity of renewable energies shown in table 1. At the end the share of RE on the GPC stays equal. Nonetheless the results of the simulation are quite different. The total fluctuations of the residual load are higher thus resulting in a

needed GC of 81.93 GW, which is more than 7 GW higher than with the input curves from 2011. Also the structure of the full load hours changes. Biomass and lignite have little lower operation time whereas coal and CCP units stay on the same level. Gas units increase, as only unit type, the full load hours. This is caused by higher fluctuations due to a stronger feed-in from PV in 2012 and thus at high shares of RE, more flexible and fast reacting units are needed. Furthermore shortages and surpluses of energy appear more often during the year (around 2200 times) causing also higher overall values, in 2050 namely 29.88 TWh and 31.2 TWh respectively. Also the electricity generation costs, see Fig. 7, are higher in this scenario for the base load units coal and lignite. This shows that just changing the year of the input data can have a significant impact on the outcome of the simulation. For that reason it is always reasonable to compare multiple years of input data. For the following scenarios the again data from 2011 is taken as a base.

#### C) Different RE development

In this scenario different RE development paths are investigated. One path takes into account a stronger development of wind power and the other one a stronger development of solar power but both resulting in the same share on the GPC, see table 8. The basic problem is that different development of different RE-technologies influences the residual load. As PV has lower full load hours than wind power a higher capacity is needed to produce the same amount of energy. Thus a higher share of PV produces higher peaks regarding the power surplus. On the other side PV is more predictable than wind due to its day-night characteristic whereas wind can blow over periods of multiple days. How different RE developments can influence e.g. the energy storage needs can be seen in [23]. The difference regarding the full load hours and the electricity generation costs are relatively low, see also Fig. 7. The full load hours in 2050 are slightly lower in the Wind-scenario for all unit types. Consequently the electricity generation costs per unit type are higher in the Wind-scenario. Only the base load units running with lignite have overall lower electricity generation costs in this scenario. The reason why there are no significant differences is the step size of one hour. When using 15 minute input data, the results change. This is due to a higher influence of the technical data shown in table 3, especially the load gradient.

TABLE 6 OVERVIEW OF INSTALLED CAPACITY OF WIND AND PV FOR A SCENARIO WITH A FAVORED DEVELOPMENT OF WIND (WIND) AND A FAVORED DEVELOPMENT OF PV (PV)

[GW]	2020	2030	2040	2050
	Wind / PV	Wind / PV	Wind / PV	Wind / PV
<b>Wind onshore</b>	41 / 38	47.7 / 43.7	53 / 46	69.8 / 60
<b>Wind offshore</b>	12 / 8	27.5 / 16.5	43.5 / 26.5	51 / 40
<b>PV</b>	35.5 / 61.5	40 / 77.2	43.3 / 93.3	52.2 / 110

#### D) Building new coal units

The scenarios investigated before did not have enough power plant capacity to ensure a secure operation of the electricity sector. The GC was even far below its desired value. For that reason a scenario with an extension of the power plant mix is calculated. For that purpose 7 lignite and 10 coal fired power plants with a total capacity of 19 GW will be connected to grid stepwise between the years 2018 and 2029. CCP plants and single gas turbines will not be expanded. Fig. 6 shows the development of the full load hours until 2050. It can be seen

that the full load hours of each unit type is decreasing. For coal and lignite this can be explained by the higher number of units installed and thus sharing the amount of energy demand. Especially lignite is losing a high amount of operating hours compared to the reference scenario but also coal will have more than 1000 full load hours less than in 2013. The full load hours of biomass are just decreasing marginally. This is due to the preferential feed-in from these units as they count as renewable. In contrast to the reference scenario CCP and gas turbines are no longer needed to this high extend for medium load coverage. This is now made be coal and lignite power plants. As a result of an overall higher installed capacity the hours of the year where there are shortages of energy are decreasing strongly. An effect of a higher number of slow starting base load units is a slight increase in hours with a surplus of energy. This can be explained by a more often appearance of moments where lignite units do not shut down although there is no need to produce energy, because the residual load is supposed to raise soon again. Like this a surplus is produced during positive residual load, see Fig. 4.

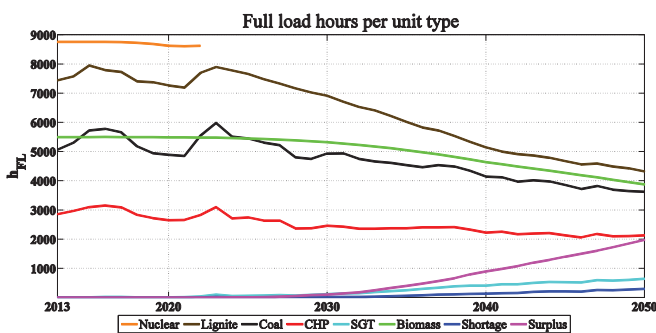


Fig. 6 Full load hours per unit type for a scenario with new commissioned coal and lignite power plants between 2018 and 2029

#### E) Stronger increase of certificate prices

In the last scenario a stronger increase of certificate prices is assumed. Instead of 6 % a yearly increase rate of 10 % is set. As an outcome of this scenario it can be stated that even with a higher increase of certificate prices power plants without CCS technology are still cheaper. Furthermore CCS would only make sense for lignite and with even higher increasing certificate prices for coal. This shows that either the prices for CO<sub>2</sub> increase or there must be strict regulatory boundary for the overall CO<sub>2</sub> emissions to fulfill the emission target of the German government. The benchmark for a CO<sub>2</sub> certificate price increase where a power plant with CCS has lower electricity generation costs is 12 %. As can be seen in Fig. 7 the LCOE for CCS plant with lignite and coal are lower than without CCS. Furthermore it can be seen that the impact of certificate prices is highest for lignite and moderate for CCP units. In general high certificate prices do not much affect the LCOE of CCS units. Nonetheless the increase of the certificate prices, even when they are small, have an impact on the electricity generation prices and thus influence the outcome of the simulation, see Fig. 6. The same outcome could be derived with a stronger increase of fuel prices.

#### F) Summary

As can be seen in Fig. 7 the electricity generation costs of the first four scenarios are showing small differences. The highest difference compared to the reference scenario can be

observed in Scenario B) with load and feed-in curves from the year 2012. A high difference can be observed in the scenarios with a number of new power plants and with increasing costs for CO<sub>2</sub> certificates. It can be seen that the LCOE of lignite and coal units react stronger to CO<sub>2</sub> prices because of their higher over CO<sub>2</sub> emissions. CCS plants on the other side are not that dependent on the certificate prices. On the other side when assuming the commissioning of new base load units the full load hours will go down and the LCOE will increase strongly.

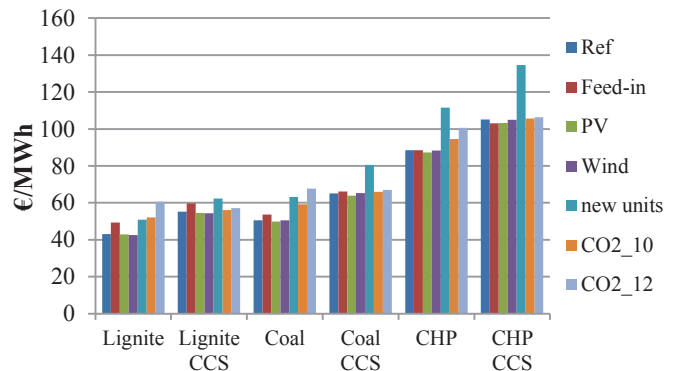


Fig. 7 Overview of electricity generation costs per unit type for all scenarios investigated (CO<sub>2</sub>\_10 represents a yearly increase of certificate prices of 10 % and CO<sub>2</sub>\_12 of 12 % respectively)

## V. CONCLUSION AND OUTLOOK

In this paper a model has been explained on the example of Germany to calculate the power plant dispatch and the electricity generation costs of an electricity supply system with a high share of renewable energies. It has been demonstrated that the input data and the assumptions taken can influence the outcome of the same model significantly. This shows the importance of a sensitivity analyses. For the future work the model has to be extended to an interconnected system because an islanded system does not show the flexibility interconnection can provide. There is a high potential of lowering surpluses as well as shortages when improving the interconnection to neighboring countries, e.g. [24]. Further investigation of energy storage system operation strategies for different optimization horizons will be made. This includes the optimization targets like minimum CO<sub>2</sub>-emissions, maximum integration of renewable energies, minimum needed back-up capacity of conventional units and minimum electricity generation costs. Linear programming together with developed optimization strategies are used to produce results.

## ACKNOWLEDGMENT

The authors of this article gratefully acknowledge the contribution project stoRE (www.store-project.eu), Contract-Nr. IEE/10/222, co-funded by the Intelligent Energy Programme of the European Union.

## REFERENCES

- [1] A. Birkhofer et al., "Nuclear Energy in Germany in 2010" (in German: Kernkraft in Deutschland, Betriebsergebnisse 2010), International Journal of Nuclear Power, Bonn, Germany, 2011, ISSN: 1431-5254
- [2] D. Lambertz et al., "Power plants 2020+, future options and need for research" (in German: Kraftwerke 2020+ Kraftwerksoptionen für die Zukunft und der damit verbundene Forschungsbedarf), Stellungnahme des Wissenschaftlichen Beirats des VGB PowerTech e.V. Essen, 2010

- [3] C. Kunz, "Development of full load hours of power plants in Germany" (in German: Entwicklung der Volllaststunden von Kraftwerken in Deutschland), Agentur für Erneuerbare Energien, 2013
- [4] J. Nitsch et al., "Long term scenarios for the development of renewable energies in Germany, taking into account the development in Europe and worldwide", final report (BMU-FKZ03MAP146), March 2012
- [5] Dena, "Integration of renewable energies in the German/European electricity market" (in German: Integration der erneuerbaren Energien in den deutschen/europäischen Strommarkt), Deutsche Energie-Agentur GmGH, 2012
- [6] M. Schlesinger et al., "Scenarios for an energy concept of the German government" (in German: Energieszenarien für ein Energiekonzept der Bundesregierung), Prognos AG, EWI, Gesellschaft für wirtschaftliche Strukturforshung, 2010
- [7] C. Elberg et al., "Analysis of future electricity market designs" (in German: Untersuchungen zu einem zukunftsfähigen Strommarktdesign), Energiewirtschaftliches Institut der Universität Köln (EWI), final report 2012
- [8] U. Fahl et al., "The development of energy only markets unit 2030" (in German: Die Entwicklung der Energiemärkte bis 2030 Energieprognose 2009), RWI, ZEW, 2010
- [9] Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien Statistik, "Development of renewable energies in Germany in 2012", report in German, Federal Ministry for the Environment, Nature Conservation and Nuclear Safety, 2013
- [10] F. Matthes, H. Ziesing, "Development of German power plant fleet and the actual debate about covering energy demands" (in German: Die Entwicklung des deutschen Kraftwerksparks und die aktuelle Debatte um die künftige Strombedarfsdeckung), Oeko-Insitut, April 2008
- [11] Emissionshandelsystem am Beispiel Deutschland), EEG, Technical University of Vienna, 2012
- [12] G. Brauner et al., "Renewable energy needs flexible power plants – scenarios up to 2020" (in German: Erneuerbare Energien brauchen flexible Kraftwerke – Szenarien bis 2020), ETG-VDE, 2012
- [13] S. Wissel et al., "Comparing electricity generation costs" (in German: Stromerzeugungskosten im Vergleich), University of Stuttgart, 2008
- [14] P. Konstantin, "Praxisbuch Energiewirtschaft: Energieumwandlung, -transport und -beschaffung im liberalisierten Markt" Springer, Germany, 2009
- [15] S. Wissel, U. Fahl, M. Blesl and A. Voß, "Electricity generation costs of different power plant options in 2015" (in German: Erzeugungskosten zur Bereitstellung elektrischer Energie von Kraftwerksoptionen in 2015), University of Stuttgart, report, in German, 2010
- [16] A. Löschl, "The future of coal for the electricity generation in Germany" (in German: Die Zukunft der Kohle in der Stromerzeugung in Deutschland), Friedrich Ebert Stiftung Berlin, 2009
- [17] H.-J. Wagner et al., "CO<sub>2</sub> Emissions in the electricity production" (in German: CO<sub>2</sub> Emissionen der Stromerzeugung), Springer VDI-Verlag, in German, 2007
- [18] R. Guerrero-Lemus, J. Martinez-Duart, "Carbon Capture and Storage", Renewable Energies and CO<sub>2</sub>, Volume 3, pp 353-373, Springer-Verlag London, 2013, ISSN: 2195-1284
- [19] J. Gibbins, H. Chalmers, "Carbon Capture and Storage", Energy Policy, Volume 8, pp 4317 – 4322, Elsevier SCILTD, Oxford, 2012, ISSN: 0301-4215
- [20] K. Heuck, K.-D. Dettmann, D. Schulz, "Electrical energy supply" (in German: Elektrische Energieversorgung), 8. Auflage, Springer, Wiesbaden, 2010
- [21] C. Kost et al., Levelized Cost of Electricity Renewable Energy Technologies, Study, Fraunhofer Institut for solar energy systems ISE, Germany November 2013.
- [22] C. Kunz, "Development of investment costs of new power plants" (in German: Entwicklung der Investitionskosten von Kraftwerken in Deutschland), Agentur für erneuerbare Energien, Germany, 2012
- [23] T. Weiss, D. Schulz, "Development of Fluctuating Renewable Energy Sources and its Influence on the Future Energy Storage Needs of Selected European Countries", IEEE 4<sup>th</sup> International Youth Conference on Energy 2013, Siofok, Hungary, 2013
- [24] T. Weiss, D. Schulz, "The combined energy supply system of Germany and Austria – potentials to overcome future energy storage needs", 8<sup>th</sup> conference on sustainable development of energy, water and environment systems, Dubrovnik, Croatia, 2013

# Spannungsregelung im Niederspannungsnetz auf Basis eines Spannungsbeobachters

Simon Tugend  
HTWG Konstanz  
ABB AG Deutschland  
Mannheim, Germany  
S.Tugend@gmx.de

**Kurzfassung**—Ziel der Arbeit ist es ein Verfahren zur Spannungsregelung auf Basis eines Spannungsbeobachters im Niederspannungsnetz zu entwickeln und zu implementieren. Die Anforderungen an das Verfahren resultieren aus unterschiedlichen Schnittpunkten. Für das Ortsnetz gilt die Einhaltung des Spannungsbandes (nach DIN EN 50160), von  $\pm 10\%$  bezogen auf die Nennspannung, an allen Stellen im Netz. Ebenso stellt die regelnde Einheit in der Ortsnetzstation Anforderungen an die Sollwertvorgabe. Hier werden elektromechanische und rein elektrische Ausführungen unterschieden. Ausgehend hiervon werden zwei unterschiedliche Verfahren implementiert. Die dritte Komponente stellt das Ergebnis des Beobachters dar. Hier müssen je nach Topologie bis zu 12 Maschen im Spannungsband geführt werden. Weiter können Zustände auftreten, in welchen der beobachtete Wert nicht korrekt vorliegt, auch hier ist ein reibungsloser Betrieb zu gewährleisten.

**Index Terms**—Smart Grid, Sollwertermittlung, regelbarer Ortsnetztransformator, Spannungsregelung, Verteilnetz Automatisierung

## I. EINLEITUNG

Aufgrund der Entscheidung zur Energiewende hat die Bundesregierung eine grundlegende Transformation des heutigen Energiesystems eingeleitet. Der Ausbau der erneuerbaren Energien so wie der Ausstieg aus der Kernenergie wird vorangetrieben. [1] Dies erfordert jedoch die Integration von dezentralen Energieerzeugungsanlagen in das bestehende Stromnetz. In den Bereichen der Photovoltaik so wie Wind- und Bioenergie sind die größten Zuwächse zu verzeichnen. Dieser Zubau findet vorwiegend in den Verteilnetzen statt und bedeutet teilweise heute schon, aber auch in den kommenden Jahren eine Herausforderung für diese. In der Vergangenheit waren die Verteilnetze nur auf Energieflüsse in eine Richtung hin optimiert, da diese lastgeprägt waren. Durch die fluktuierende Einspeisung dezentraler Erzeuger kommt es heute zu sich ständig ändernden Abnahme- und Einspeisesituationen.

Die Herausforderung besteht darin, auch unter diesen Bedingungen eine effiziente Energieversorgung zu gewährleisten. Es müssen alle technischen Randbedingungen wie Kapazitätsbegrenzungen und Spannungsqualität erfüllt werden. Hierfür wird die DIN-EN-50160 als wesentliches Kriterium herangezogen. Laut dieser ist unter anderem im Normalbetrieb die Betriebsspannung in den Grenzen  $\pm 10\%$

bezogen auf die vereinbarte Nennspannung einzuhalten. Genauer sind über den Jahreszeitraum 95 % der 10 Minutenmittelwerte innerhalb der Grenzen zu halten. [2]

Aufgrund des Spannungsfalls an der Leitungsimpedanz kommt es in der Regel früher zu Spannungsbandverletzungen als zu Überlastung der Betriebsmittel. Wegen der guten Standort Bedingungen für Erzeugeranlagen sowie der geringen Vermaschung der Netze in ländlichen Gebieten und den langen Leitungen kommt es dort vermehrt zu Verletzungen.

Es besteht jedoch, bis zu einem gewissen Grad, Vorrang bei der Abnahme des Stroms aus erneuerbaren Quellen. Aus diesem Grund müssen die Netzbetreiber kapitalintensive Netzausbaumaßnahmen durchführen oder eine alternative Lösung realisieren. Hier kann ein automatisierter Betrieb des Niederspannungsnetzes (NS-Netz) helfen die vorhandenen Betriebsmittel besser auszunutzen. Ein wichtiger Bestandteil ist die spannungsführende Regelung in der Ortsnetzstation (ONS). [3]

Das Ziel der Bachelorarbeit war die Implementierung einer Spannungsregelung für das Niederspannungsnetz auf Basis eines Spannungsbeobachters. Zielplattform ist eine Kompaktfernwirktechnik (RTU), zur Ansteuerung eines regelbaren Ortsnetztransformators (rONT) oder Automatic Voltage Regulators (AVR) in einer ONS. Das Forschungsprojekt „Smart Area Aachen“ bildet den Rahmen in dem sich diese Arbeit bewegt.

Bei der Vorgabe des Sollwertes für das Niederspannungsnetz ist die Einhaltung des Spannungsbandes (nach DIN EN 50160) an allen Stellen im Netz zu beachten. Hierzu werden bestimmte Spannungsgrenzen bzw. Kontrollmechanismen eingearbeitet.

Zu große Spannungsänderungen/-sprünge im Niederspannungsnetz sind aufgrund der Anforderungen an die Spannungsqualität u.a. bezüglich Flickern zu vermeiden. Anforderungen an die Stellgröße sind zu definieren. Im Falle der Veränderung der Spannung über einen AVR kann ein ermittelter Sollwert vorgeben werden. Bei Verwendung eines rONTs, der die Spannung über einen Stufenschalter einstellt sind weitere Überlegungen z.B. bezüglich vorzugebender Totbänder oder der Minimierung von Schaltspielen notwendig.



### A. Spannungsbeobachter

Um Ortsnetze in denen kritische Spannungsanhebungen nach VDE-AR-N 4105 auftreten können besser zu beurteilen, ist von ABB, im Vorfeld der Arbeit, das Verfahren zur Spannungsbeobachtung entwickelt worden. Dies ermöglicht eine Beobachtung der Werte im Netz ohne eine Messung in selbigem vornehmen zu müssen.

Anhand der in Abbildung 1 beschriebenen Parameter wird die kritische Spannung ( $U_{NS,prog}$ ) im Ortsnetz (ON) beobachtet. Der Beobachter bestimmt immer die Phase mit der kritischsten Spannung. Dargestellt ist ein vereinfachtes Modell eines Ortsnetzes, welches aus dem Mittelspannungsnetz über einen ON-Trafo gespeist wird. Grundsätzlich gilt es zwei Typen von Parametern zu unterscheiden. Zum einen eingetragene Werte die durch Nachbilden des Netzes in einem Netzberechnungsprogramm ermittelt werden und zum anderen Messwerte in der ONS.

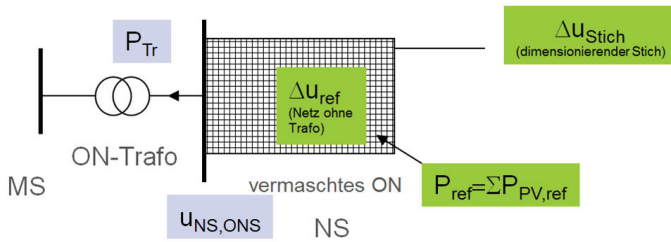


Abbildung 1: Vereinfachtes Modell mit Werten für Spannungsbeobachtung. [4]

Hierbei entsprechen die grün eingefärbten Daten dem „Fingerabdruck“ und die hellblauen den Messwerten.  $\Delta U_{ref}$  entspricht der Spannungsanhebung im ON,  $P_{ref}$  ist die Summenleistung der Einspeisung und  $\Delta U_{stich}$  die Spannungsanhebung in einem Stich. Die benötigten Messwerte sind  $U_{NS,ONS}$  welches der Spannung auf der Niederspannungsseite an den Sammelschienen in der ONS entspricht, sowie  $P_{Tr}$  der Leistungsfluss. Anhand dieser Größen kann die kritische Spannung ermittelt werden. [4]

## II. ENTWICKLUNG UND SIMULATION VON LÖSUNGSANSÄTZEN

### A. Analyse Gesamtsystem und Schnittstellen

Das Gesamtsystem lässt sich in fünf Blöcke einteilen. Wie in Abbildung 2 zu erkennen besteht dieses aus der Niederspannungsverteilung (NS-Verteilung) und dem hinter lagerten Netz. Diese zwei Blöcke können als Regelstrecke angesehen werden. Weiter zu erkennen ist die spannungsregelnde Einheit. Diese erhält ihre Rückführung aus der NS-Verteilung in Form der Spannung ( $U_{ONS}$ ). In dem für diese Arbeit betrachteten Fall kommt der Spannungsbeobachter und die dynamische Sollwertermittlung, in rot dargestellt, hinzu. Der Spannungsbeobachter erhält die Leistungen der Abgänge ( $P_{Abgänge}$ ) und des Transformators ( $P_{Trafo}$ ) sowie  $U_{ONS}$ . Andererseits wird der ermittelte Fingerabdruck eingetragen, dieser ist statisch was durch den gestrichelten Pfeil gekennzeichnet ist. Die Sollwertermittlung benötigt die beobachtete kritische Spannung ( $U_{NS,prog}$ ) und  $U_{ONS}$  an den Sammelschienen.

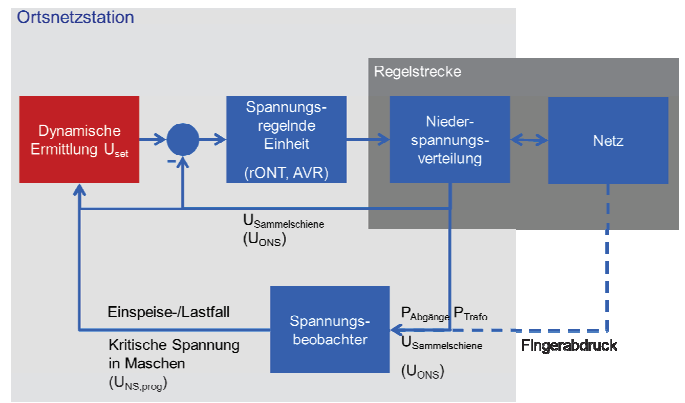


Abbildung 2: Übersicht über die gesamte Wirkungskette.

Von dieser Analyse ausgehend lassen sich die Schnittstellen für die Ermittlung der Sollwertvorgabe ableiten. Als Input, wie bereits beschrieben,  $U_{NS,prog}$  und  $U_{ONS}$ . Als Output, die Sollwertvorgabe ( $U_{set}$ ) für die Spannungsregelung in der ONS. Es fällt auf, dass das Verhalten der regelnden Einheit auch Auswirkung auf die Anforderungen an die Sollwertvorgabe hat.

### B. Simulation

Für die Bewertung von entwickelten Konzepten zur Regelung werden Simulationen durchgeführt. Im Rahmen dieser Arbeit wird die Simulation anhand von aufgenommenen Messreihen umgesetzt. Realisiert ist diese mit MATLAB®.

Die Messreihen entstammen einer ONS, die Bestandteil eines Forschungsprojektes ist. Dieses Netz ist teilvermascht und an kritischen Netzknoten sind Smart Meter eingebracht. Abbildung 3 zeigt die verwendeten Messdaten des ausgewählten Tages. In der oberen Grafik die Spannung in der ONS und in der unteren die der Smart Meter welche als  $U_{NS,prog}$  verwendet werden.

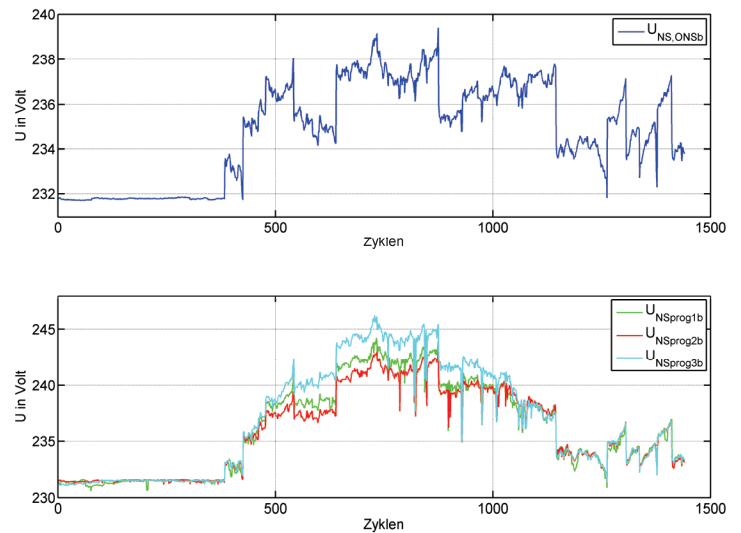


Abbildung 3: Messdaten des ausgesuchten Tages in der ONS (oben) und an den kritischen Netzknoten aus drei Maschen (unten).

### C. Regelkonzepte

Da der Beobachter die kritische Spannung einer Phase ausgibt, aber nur die Spannung aller drei Phasen verändert werden kann. Erfolgt die Sollwertermittlung auf Basis des Mittelwertes aus den drei Phasen. Da  $U_{NS,prog}$  der Phase mit der kritischsten Spannung entspricht ist eine Führung aller drei Phasen im Spannungsband gewährleistet.

Es wurden vier Konzepte entwickelt, eine lineare Regelung, eine erweiterte lineare Regelung, sowie die Regelung mit interpoliertem Polynom und die Spannungsband Regelung. Diese vier untersuchten Konzepte sind Grundlage der Entscheidung für das Endgültig zu Implementierende Verfahren. Im Folgenden sind die zwei letztendlich implementierten Verfahren vorgestellt.

#### a) Lineare Regelung

Eine zugleich simple aber wirksame Lösung zur Ermittlung des Sollwertes, stellt die Absenkung der Spannung mittels eines linearen Zusammenhangs dar. Dieser kann anhand dem in Abbildung 4 festgelegten Koordinatensystem und den darin eingetragenen Parametern aufgestellt werden.

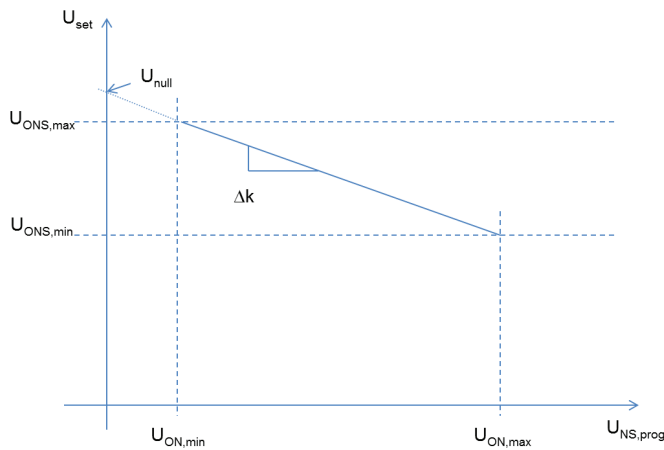


Abbildung 4: Veranschaulichung des Ansatzes zur linearen Regelung, anhand einer Geraden.

$U_{NS,prog}$  befindet sich auf der Abszisse und  $U_{set}$  auf der Ordinate. Die Geradengleichung wird durch die vorgegebenen Parameter für die minimal und maximal erlaubte Spannung im Ortsnetz ( $U_{ON,min}$  &  $U_{ON,max}$ ) und den vorgegebenen Grenzen in der Ortsnetzstation ( $U_{ONS,max}$  bzw.  $U_{ONS,min}$ ) bestimmt. Hierbei muss immer die aktuell maximale Spannung  $U_{NS,prog,max}$  aus den beobachteten Spannungen  $U_{NS,prog}$  ermittelt werden, da lediglich diese für die Sollwertermittlung verwendet wird.

Mit Hilfe der Simulation kann sich ein erstes Bild über das Verfahren verschafft werden (Abbildung 5).

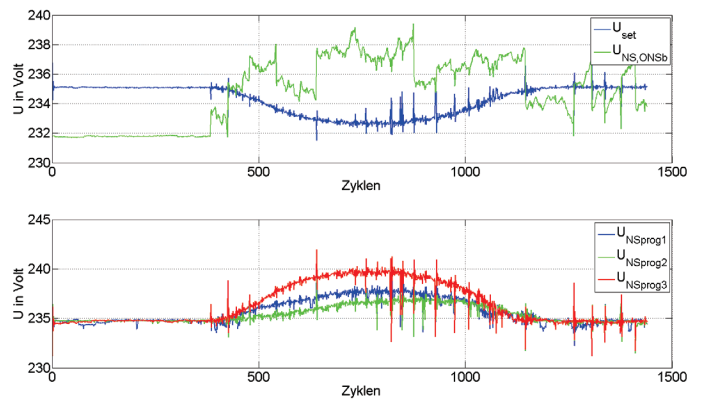


Abbildung 5: Oben, der Verlauf der Ursprünglichen Spannung ( $U_{ons}$ ) und der Ermittelten Sollspannung ( $U_{set}$ ) in der ONS. Unten, der Verlauf der beobachteten Spannungen im ON mit Regelung ( $U_{NS,prog1}$ ;  $U_{NS,prog2}$ ;  $U_{NS,prog3}$ ). (Parameter:  $U_{ONS,max}=231,15V$ ;  $U_{ONS,min}=220V$ ;  $U_{ON,max}=245V$ ;  $U_{ON,min}=232V$ )

Es gelingt hier den Anstieg der Spannung im ON zu begrenzen. Die Anwendung des Verfahrens mit einem rONT gestaltet sich jedoch schwierig, da im vorliegenden Fall ständig eine Spannungsänderung in der ONS durch  $U_{set}$  veranlasst wird. Der rONT hat aber nur eine begrenzte Anzahl an Schaltzyklen. Denkbar wäre der Einsatz im Zusammenspiel mit einem AVR, da dieser kontinuierlich arbeitet.

#### b) Spannungsband Regelung

Eine weitere Möglichkeit zur Sollwertbestimmung stellt die Differenzermittlung der Verletzung des Spannungsbandes dar. Grundsätzlich wird die einzustellende Spannung in der ONS ( $U_{ONS}$ ) durch die Differenz der Verletzung im ON ermittelt.

Die Ermittlung der Differenzspannung ( $\Delta u$ ) ist in Abbildung 6 dargestellt. Es sind von links nach rechts die drei möglichen Fälle beschrieben. Im ersten Fall besteht keine Verletzung des Spannungsbandes, im zweiten Fall wird das Band nach oben hin verlassen und im dritten Fall ist eine Unterschreitung dargestellt. Das eingezeichnete  $\Delta u$  wird anhand der nebenstehenden Gleichung ermittelt. Die Pfeile zeigen die resultierende Spannung der Korrektur an, unter der Bedingung, dass keine Spannungsänderung durch Änderung der Last oder Einspeisung im Netz geschieht.

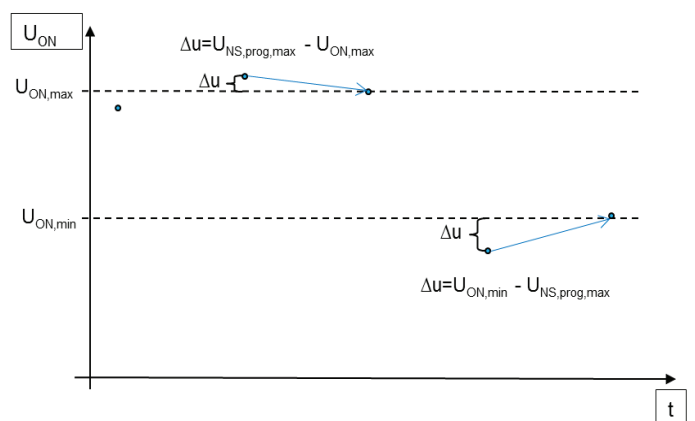


Abbildung 6: Ermittlung der Differenzspannung bei Verletzung der Grenzen im Ortsnetz.

Um einen vollständigen Ansatz zu erhalten ist weiter festzulegen wie mit dem Großteil der Fälle (erster Fall Abbildung 6) umgegangen wird, in denen die Spannung innerhalb der Grenzen liegt.

$$\Delta U_{\text{krit}} = U_{\text{ON, max}} - U_{\text{ON, min}} \quad (1)$$

Hier kann entweder ein feststehender Sollwert ausgegeben werden, eine anderweitige Optimierung stattfinden oder der aktuelle Spannungswert in der ONS übernommen werden. In Bezug auf die Reduzierung der Schaltungen und des Flickers bei Einsatz eines rONT bietet sich eine Übernahme der aktuell herrschenden Spannung in der ONS an. Somit wird keine Änderung der Spannung vorgenommen.

$$\Delta U_{\text{cur}} = U_{\text{NS, prog, max}} - U_{\text{NS, prog, min}} \quad (2)$$

Bei diesem Verfahren muss immer die aktuell höchste Spannung  $U_{\text{NS, prog, max}}$  und ebenfalls die aktuell niedrigste Spannung  $U_{\text{NS, prog, min}}$  aus den beobachteten Spannungen  $U_{\text{NS, prog}}$  ermittelt werden. In diesem Beispiel wird lediglich die Situation mit einer Masche dargestellt.

Das ermittelte  $\Delta u$  aus den beobachteten Ortsnetzspannungen wird also angepasst an die Situation auf die aktuelle Spannung in der ONS angewendet.

Hierfür wird ebenfalls eine Simulation durchgeführt in der neben der Auswirkung der Regelung auf die zukünftigen Spannungswerte auch das Verhalten des rONT mit einbezogen wird. Wie aus den Ergebnissen in Abbildung 7 ersichtlich, erfolgt erst eine Stufung des Transformators, wenn das Toleranzband des rONT überschritten wird.

Ist  $\Delta U_{\text{cur}}$  größer oder gleich  $\Delta U_{\text{krit}}$  kann durch die Regelung der Spannung keine Verbesserung stattfinden. Eine Korrektur der Spannung hätte zur Folge, den jeweils anderen Wert außerhalb des Spannungsbandes zu drücken.

Aus diesem Grund muss eine andere Sollwertermittlung angewendet werden, hierfür werden zwei Möglichkeiten erläutert. Erstens kann das  $U_{\text{set}}$  so gelegt werden, dass die Verletzung oben und unten (in Bezug auf die eingetragenen Grenzen) betragsmäßig gleich ist (Symmetrierung).

Zweitens wird das  $U_{\text{set}}$  so berechnet, dass keine Verletzung nach unten (in Bezug auf die eingetragene Grenze  $U_{\text{ON, min}}$ ) stattfindet (3) (Berechnung).

$$U_{\text{set}} = U_{\text{ONS}} + (U_{\text{ON, min}} - U_{\text{NS, prog, min}}) \quad (3)$$

Um das Verhalten verständlich zu machen, sind Simulationen durchgeführt worden. Die bisherigen Messdaten können jedoch nicht so verwendet werden, da hier die Differenzen zwischen den einzelnen Maschen zu klein ist. Aus diesem Grund wird der bisherige Messwert  $U_{\text{NS, prog2}}$  mit einem anderen Verlauf ersetzt. Die restlichen Spannungen bleiben unverändert.

Das Verhalten bei großen Abweichungen der beobachteten Maschen oder durch Eintragen zu enger Grenzen im Ortsnetz, wird anhand der Spannungsband Regelung analysiert.

In Abbildung 8 fällt besonders die unruhige Sollwertvorgabe im mittleren Teil auf. Bei Einbeziehung der Berechnung ist diese Unruhe eliminiert, wie aus Abbildung 9 hervorgeht. Durch den Vergleich der beiden Kurven kann die merkliche Beruhigung der Spannung erkannt werden. Somit kann auch für diesen kritischen Betriebsfall eine annehmbare Sollwertvorgabe ausgegeben werden. Die Übernahme der Spannung durch den rONT hängt jedoch vor allem von den Einstellungen, wie z.B. der Verzögerungszeit ab.

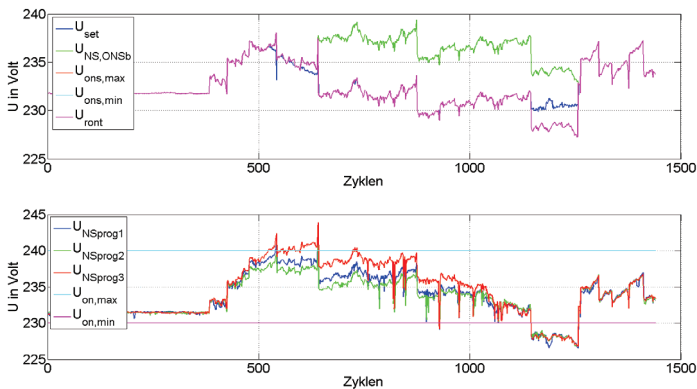


Abbildung 7: Spannungsverlauf bei Simulation mit Rückrechnung und rONT. (Parameter:  $U_{\text{ONS, max}}=240\text{V}$ ;  $U_{\text{ONS, min}}=225\text{V}$ ;  $U_{\text{ON, max}}=240\text{V}$ ;  $U_{\text{ON, min}}=230\text{V}$ , Parameter rONT:  $dU_{\text{stepPr}}=2,5\%$ ;  $dU_{\text{tolPr}}=60\%$ ;  $U_n=230\text{V}$ )

#### D. Kontrollmechanismen

Liegen bei Teilvermaschung mehrere beobachtete Spannungswerte vor, kann die Differenz zwischen dem Maximal- und Minimalwert das vorgegebene Spannungsband überschreiten. Des Weiteren kann die Korrektur des Spannungssollwertes basierend auf dem erlaubten Maximal- oder Minimalwert zu einer Verletzung des im Ortsnetz erlaubten Spannungsbandes führen. Beide Fälle sind zu berücksichtigen. Diese Fälle können durch die Betrachtung der Differenz  $\Delta U_{\text{cur}}$  der aktuellen Werte mit der Differenz  $\Delta U_{\text{krit}}$  der eingetragenen Werte für das ON erfasst werden (siehe hierzu (1) und (2)).

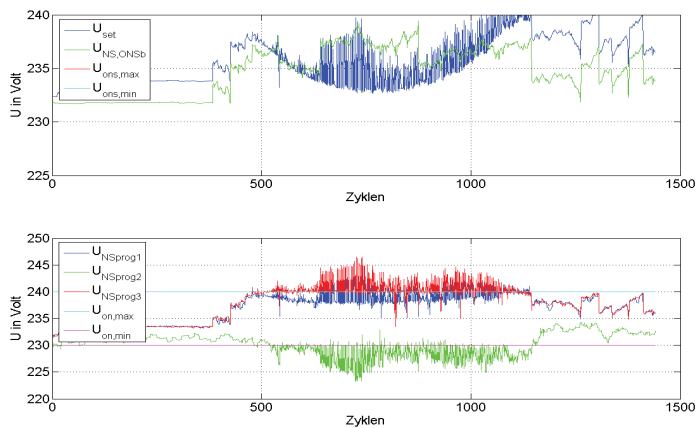


Abbildung 8: Verhalten der Regelung ohne Kontrolle. (Parameter:  $U_{ONS,max}=240V$ ;  $U_{ONS,min}=225V$ ;  $U_{ON,max}=240V$ ;  $U_{ON,min}=230V$ , ohne rONT)

Bei der Variante der „Berechnung“ wird das vorgegebene Spannungsband nach oben hin stärker verletzt, dafür wird aber die minimale Spannung im Band gehalten. Ist dies nicht erwünscht, kann die Korrektur mittels der „Symmetrierung“ eingeführt werden, hierbei wird das Spannungsband in beide Richtungen gleichermaßen verletzt.

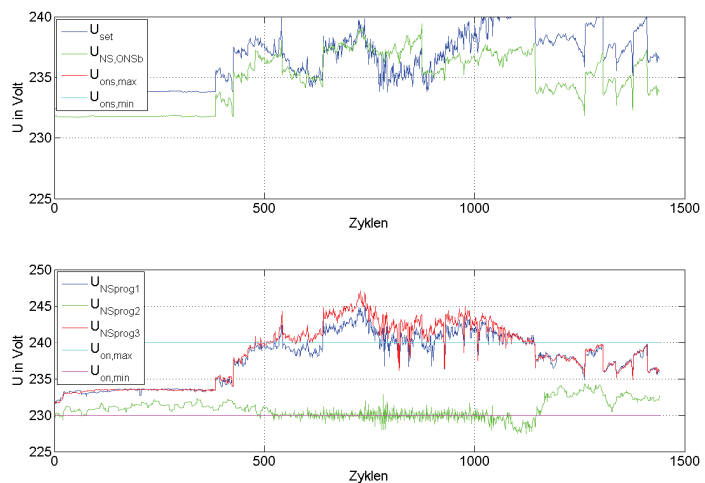


Abbildung 9: Spannungsverlauf durch Kontrolle der Differenzen und Anwendung der Berechnung. (Parameter:  $U_{ONS,max}=240V$ ;  $U_{ONS,min}=220V$ ;  $U_{ON,max}=235V$ ;  $U_{ON,min}=225V$ , ohne rONT)

Die Prüfung der Differenz funktioniert jedoch nur bei der „Spannungsband Regelung“. Für die Regelung anhand von Geradengleichungen ist ebenfalls eine weitere Prüfung entstanden. Bei dieser Art Regelung wird in die Geradengleichung die maximale Spannung aus dem ON eingesetzt. Durch die resultierende Absenkung kann der minimal erlaubte Spannungswert im Ortsnetz unterschritten werden. Aus diesem Grund kann auch nicht die oben beschriebene Überprüfung verwendet werden. Sondern es erfolgt eine Kontrolle vor Ausgabe. Hierzu wird mit (4) die zu erwartende Spannung ( $U_{NS,prog,min,neu}$ ) im Ortsnetz ermittelt, auf Basis des vorher ermittelten  $U_{set}$ . Falls  $U_{NS,prog,min,neu}$  kleiner als  $U_{ON,min}$  ist wird mit (5)  $U_{set}$  entsprechend korrigiert.

$$U_{NS,prog,min,neu} = U_{NS,prog,min} - (U_{ONS} - U_{set}) \quad (4)$$

$$U_{set} = U_{set} + (U_{ON,min} - U_{NS,prog,min,neu}) \quad (5)$$

Zur Verifizierung ist hier ebenfalls mit den oben verwendeten Messdaten eine Simulation durchgeführt worden. Das beschriebene Problem der Absenkung unter die Grenze und die aus der Kontrolle resultierende Verbesserung können aus Simulationsergebnissen abgelesen werden.

### III. REALISIERUNG

#### A. Regelverfahren

Auf Grund der unterschiedlichen Verfügbarkeit von Beobachtungswerten sowie den unterschiedlichen Ansprüchen der anzusteuern den Regelinstanzen ist eine möglichst allgemeine Umsetzung notwendig. Aus diesem Grund werden zwei Funktionsblöcke implementiert. Einer für die Ansteuerung eines rONT („Spannungsband Regelung“) und der andere für die Ansteuerung eines AVR („lineare Regelung“).

#### B. Kontrollmechanismen

##### 1) In der Station

Vor Ausgabe an die regelnde Instanz wird in beiden Verfahren sichergestellt, dass der ermittelte Spannungswert in den erlaubten Regelgrenzen liegt.

##### 2) Im Ortsnetz

Liegen mehrere beobachtete Spannungswerte vor, kann es wie im vorhergehenden Kapitel beschrieben zu Problemen bei zu großen Abweichungen der einzelnen Maschen voneinander kommen. Aus diesem Grund ist beim FB für den rONT die Überprüfung der Differenz nach (1) und (2) vorzusehen.

Ist die Abweichung zu groß, wird  $U_{set}$  so berechnet, dass keine Verletzung nach unten (in Bezug auf die vorgegebene Grenze  $U_{ON,min}$ ) stattfindet (vgl. hierzu die Korrekturformel (3)).

Aus derselben Intention ist ebenso die Kontrolle für die lineare Absenkung für den AVR integriert.

#### C. Verhalten bei Zuständen außerhalb des Normalbetriebs

Folgende Fälle müssen bei Ermittlung und Ausgabe des Spannungswertes  $U_{set}$  berücksichtigt werden:

- Zustände außerhalb des Normalbetriebes, die bei der Implementierung des Spannungsbeobachters durch die Ausgabe eines ungültigen Beobachtungswertes bereits berücksichtigt sind.
- Ungültige Eingangswerte der zu verwendenden Messwerte.

Je nach angesteuerter Regelinstanz variieren die Anforderungen beim Auftreten der beschriebenen Zustände.

### 1) rONT

Bei der Vorgabe für den rONT sollte nicht direkt auf einen festen Sollwert gesprungen werden, da hierdurch ein abruptes Schalten des Laststufenschalters hervorgerufen wird. Entsprechend (6) und (7) wird daher der Sollwert über einen Gradienten angepasst. Hierzu sind eine Referenzspannung ( $U_{ref}$ ) und die Zeitdauer ( $t_{end}$ ) zum Erreichen der Referenzspannung vorzugeben.

$$\Delta k = \frac{U_{ref} - U_{set, start}}{t_{end}} \quad (6)$$

$$U_{set} = \Delta k \times t + U_{set, start} \quad (7)$$

Dafür wird das  $U_{set}$  zum Zeitpunkt des Eintritts des Fehlers gesetzt ( $U_{set, start}$ ) und die aktuell abgelaufene Zeit nach Eintritt des Ereignisses ermittelt.

### 2) AVR

Auf Grund der kontinuierlichen Regelung und der Veränderung der Regelgröße basierend auf einer „Ramp rate“ auf den vorgegebenen Sollwert beim AVR, kann ein vorgegebener Sollwert direkt eingestellt werden.

## IV. ZUSAMMENFASSUNG UND AUSBLICK

Ziel dieser Arbeit war es eine Spannungsregelung auf der Basis eines Spannungsbeobachters zu entwickeln und auf der Zielplattform zu integrieren.

In diesem Kontext sind Lösungsansätze zur Spannungsregelung entstanden. Insgesamt wurden vier Ansätze erarbeitet von diesen wurden zwei auf der Zielplattform umgesetzt. Für die Bewertung der Ansätze wurden Kriterien entwickelt und eine Simulation aufgebaut.

Auf Basis der analytischen Betrachtungen der Verfahren sind die ebenfalls erläuterten Kontrollmechanismen entstanden. Bei diesen wird gewährleistet, dass bei Führung von zwei oder mehr Maschen gleichzeitig keine Verschiebung der jeweils anderen Masche außerhalb des Spannungsbandes stattfindet. In diesem Zusammenhang muss zur Detektion dieses Zustandes zwischen den beiden implementierten Verfahren unterschieden werden. Im Rahmen der Entwicklung sind zwei Möglichkeiten zur Sollwertermittlung in diesen kritischen Fällen entstanden. Eine „Symmetrierung“, bei dieser das Band nach oben und unten gleichermaßen verletzt wird und eine „Berechnung“ der Sollspannung, so dass eine Verletzung nach unten hin vermieden wird. Aufgrund der Anforderungen des Netzbetreibers ist die Gewährleistung der Einhaltung der unteren Grenze implementiert worden. Bewähren sich diese in der Praxis ist ein Einsatz in zukünftigen und aktuellen Entwicklungen in Regelungen auf Basis von Spannungen denkbar.

Bei der linearen Regelung kann über eine Erweiterung des Verfahrens unter Einbeziehung der minimalen Spannung im Ortsnetz nachgedacht werden. Hierbei könnte bei Unterschreitung eines Grenzwertes die Ermittlung der

Sollspannung durch Einsetzen des minimalen Spannungswertes in die Geradengleichung geschehen. Hierdurch müsste aber eine erneute Betrachtung der Kontrollmechanismen vorgenommen werden.

Die Spannungsband Regelung für einen rONT könnte dahingehend verändert werden, dass die Anwendung mit einem AVR denkbar wird. Durch Schalten des AVR in den Bypass-Modus, solange sich die Spannung im vorgegebenen Spannungsband befindet, wäre eine Reduktion der Verluste möglich. Hierzu sind aber weitere Betrachtungen des Betriebsmittels AVR notwendig. Ebenfalls ist die Erweiterung der Regelung unter Einbeziehung der Trafodaten wie der Stufenbreite, das Toleranzband und die Verzögerungszeit möglich. Weiter könnten direkt Schaltbefehle an den Trafo gesendet werden, was eine eigene Regelung am rONT überflüssig macht. So könnte eine weiter optimierte Sollwertausgabe erfolgen und die Betrachtung des Regelverhaltens des rONT würde entfallen.

Die weiteren Tests der Methoden könnten in einem „Hardware in the Loop Systems“ (HIL) stattfinden.

Eine weitere Möglichkeit stellt das Testen in der Realität dar. Das Pilotprojekt („Smart Area Aachen“), in welchem die Arbeit angesiedelt ist, stellt die nötigen Rahmenbedingungen zur Verfügung. Hier kann im Verbundprojekt zur Entwicklung einer „Intelligenten Ortsnetzstation“ die Funktionsweise beurteilt werden. Beim Test im Feld muss jedoch unter allen Umständen ein Ausfall der Stromversorgung aufgrund des regelnden Eingriffs vermieden werden. Ebenso kann es in der Realität vorkommen, dass keine kritischen Zustände auftreten und diese somit auch nicht getestet werden können.

## DANKSAGUNG

Ich möchte mich für die Ermöglichung der Arbeit durch die Übernahme der Betreuung seitens der Hochschule Konstanz bei Herrn Prof. Dr. Wilhelm Fromm bedanken. Weiter geht ein sehr großer Dank an Stefan Kämpfer der meine Betreuung bei der ABB AG übernahm und dort mein erster Ansprechpartner für Fragen aller Art war. Ebenso stand mir Adam Slupinski mit seinem Fachwissen stets hilfreich zur Seite.

## LITERATUR

- [1] Agentur für Erneuerbare Energien e.V., 9 April 2014 [Online], Available: <http://www.unendlich-viel-energie.de>.
- [2] DIN Deutsches Institut für Normung e. V., „DIN EN 50160 Merkmale der Spannung in öffentlichen Elektrizitätsversorgungsnetzen“, 2011.
- [3] A. Abart, M. Stifter, B. Bletterie, H. Brunner, D. Burnier, R. Pointner, A. Schenk, R. Pit und H. Taus, „Augen im Netz: Neue Wege der Analyse elektrischer Niederspannungsnetze“, e&i Elektrotechnik & Informationstechnik, 2011.
- [4] A. Slupinski, U. Prause, M. Maximini, S. Kämpfer, T. Abay, „Neue Werkzeuge zur Abschätzung der maximalen Spannung im Niederspannungsnetz“, ETG-Kongress 2013.
- [5] VDE Verlag GmbH, „VDE-ARN-N 4105 Anschluss von Erzeugungsanlagen an der Niederspannungsnetz“, 2011.
- [6] ABB AG, „PCS100 AVC Active Voltage Conditioner Technical Catalogue“, 2013
- [7] Maschinenfabrik Rheinhausen GmbH, „GRIDCON® iTAP®“, Regensburg 2012
- [8] STAWAG AG, 11 April 2014 [Online], Available: <http://smartarea.de/>.

# Potentialermittlung von Energiespeichern zur Stützung des elektrischen Verteilnetzbetriebes

Christian Klabunde, Christian Röhrig, Natalia Moskalenko

Institut für Elektrische Energiesysteme (IESY)

Otto-von-Guericke-Universität Magdeburg

Magdeburg, Deutschland

christian.klabunde@ovgu.de

**Kurzfassung**—In der vorliegenden Untersuchung werden Einsatzpotentiale von Energiespeichern der Klasse 30 MW im Verteilnetz näher betrachtet. Das Ziel dieser Untersuchung ist das Aufzeigen von Grenzen sowohl für den Speicher als auch für das elektrische Netz, wobei marktorientierte und netzorientierte Speicherkonzepte berücksichtigt und miteinander verglichen werden. Für die Untersuchung wurde ein 110 kV-Verteilnetzbereich modelliert. Nach der Modellierung unterschiedlicher Speichereinsatzmöglichkeiten und der Implementierung dieser in das modellierte Netz konnten die verschiedenen Speichermodelle hinsichtlich ihrer Einsatzzeiten und Auswirkungen auf das elektrische Netz miteinander verglichen werden.

**Keywords:** *Energiespeicher, Verteilnetze, Netzbetrieb*

## I. EINLEITUNG

Die deutsche Energieversorgung befindet sich derzeit in einem signifikanten Wandel. Mit dem „Gesetz für den Vorrang erneuerbarer Energien“ vom Jahr 2000 hat die Bundesregierung die Entwicklung zu einer nachhaltigen und zukunftssicheren Energieversorgung eingeleitet. Der seitdem stetige Anstieg der installierten Leistung an regenerativen Energien (kurz: EE-Leistung) stellt die systemverantwortlichen Übertragungs- und Verteilnetzbetreiber jedoch vor immer neue Herausforderungen. In der Vergangenheit war das Energieversorgungssystem verbraucherorientiert aufgebaut und der Einsatz der Erzeugungseinheiten und die gesamte Netztopologie wurden mit dem Ziel geplant, die Endverbraucher mit ausreichender Versorgungsqualität und –sicherheit zu versorgen. Die Folge dessen war ein vertikaler Lastfluss von der Höchstspannungsebene bis in die Niederspannungsebene. Mit dem dezentralen Ausbau der regenerativen Energien, deren Leistung zu 97,6 % im Verteilnetz angeschlossen ist (über installierte Leistung je Spannungsebene aus [1], [2], [3] und [4]), ändert sich diese Situation jedoch und es stellt sich immer öfter eine Umkehrung des vertikalen Lastflusses ein. Da die EE-Leistung die elektrische Last in vielen Regionen bei weitem übersteigt, hat diese Umkehrung des vertikalen Lastflusses zudem eine Überlastung von Betriebsmitteln zur Folge. Somit nehmen innerhalb dieses Wandels flexible und regelbare Kraftwerke eine besondere Bedeutung ein. Derzeit kann diese Flexibilität noch durch konventionelle Kraftwerke und Pumpspeicherkraftwerke bereitgestellt werden. Mit der zunehmenden Durchdringung der Energieversorgung mit Erneuerbaren Energien reichen diese Potentiale jedoch nicht mehr aus, wodurch sich die Bedeutung von zusätzlichen Flexibilitätsoptionen weiter erhöht [5]. Hierzu

zählen Speicherkraftwerke, da diese sehr gut auf das fluktuierende Leistungsangebot reagieren können [5].

Bereits in [6], [7] werden die unterschiedlichen Einsatzmöglichkeiten von Energiespeichern im elektrischen Netz vorgestellt, wobei zwischen verschiedenen netzdienlichen und marktwirtschaftlichen Einsatzmöglichkeiten unterschieden werden kann. Die gleichzeitige Erfüllung mehrerer Speichereinsatzstrategien und der damit verbundene wirtschaftlichere Einsatz werden dagegen in [8] genauer betrachtet. Zudem geben [6] und [9] einen sehr guten Überblick über vorhandene Speichertechnologien und deren Entwicklungsstand. Die meisten dieser Arbeiten haben gemein, dass der Fokus der Untersuchung auf verschiedenen Batteriespeichertechnologien liegt. Ein eher selten angesprochenes Thema sind dagegen Druckluftspeicher. In [10] wird diese Technologie bereits thematisiert, jedoch konzentriert sich diese Arbeit vor allem auf den Ausgleich von volatiler Windeinspeisung. Daher soll dieses Paper einen Überblick über die Einsatzmöglichkeiten von Energiespeichern, am Beispiel von Druckluftspeichern, geben.

## II. ERMITTLUNG EINES GENERISCHEN VERTEILNETZMODELLS

### A. Selektion einer Verteilnetzregion

Zur optimalen Beurteilung der Auswirkungen des Speichereinsatzes auf den elektrischen Netzbetrieb war die Erstellung eines 110 kV-Verteilnetzmodells notwendig, das im Anschluss einem bereits vorhandenen generischen Übertragungsnetzmodell einer Regelzone unterlagert wird. Diese Netztopologie musste im Hinblick auf die verwendete Speichertechnologie und die Aussagekraft der Untersuchungen unterschiedliche Voraussetzungen erfüllen. Zum einen benötigen Druckluftspeicher für Ihre Speicherkavernen große unterirdische Hohlräume, wofür sich Salzkavernen besonders gut eignen. Zum anderen ist es von Vorteil, wenn in der Region ein repräsentativer Anteil an elektrischer Last und an regenerativen Energien vorherrscht, damit ausgeschlossen werden kann, dass es sich bei dem betrachteten Netzbereich um einen Einzelfall handelt. Abbildung 1 zeigt daher den Anteil der EE-Leistung je Einwohner für alle Landkreise der betrachteten Regelzone, wobei sich eine relativ weite Streuung ergibt. Ein möglicher Landkreis, der Integrationsmöglichkeiten für den Speicher besitzt, liegt mit einer installierten Leistung von 3,98 kW/EW in einer Klasse, in der ca. 14 % aller betrachteten Landkreise liegen. Außerdem liegen insgesamt ca. 40 % aller Landkreise in Klas-

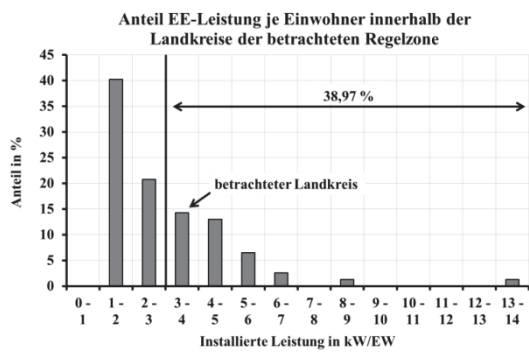


Abbildung 1: Anteil EE-Leistung je Einwohner

sen mit einer Leistung, die größer gleich der Leistung des gewählten Landkreises ist. Im Bereich der elektrischen Last fällt die Streuung dagegen sehr viel geringer aus und es ergibt sich eine Häufung im Bereich von 1,0 bis 1,4 kW/EW. Hier erreicht der selektierte Landkreis einen Wert von 1,29 kW/EW. Damit spiegelt dieser die allgemeine Situation innerhalb der Regelzone sehr gut wieder und die Region kann für die Modellierung des Referenznetzes verwendet werden.

### B. Modellierung der Verteilnetzregion

Im Anschluss konnte das gesamte 110 kV-Verteilnetz in und um den betrachteten Landkreis bis zu den nächstgelegenen 380 kV/110 kV Umspannwerken modelliert werden. Die Modellierung bis zu diesen Umspannwerken führt zu einer Reduzierung der zusätzlichen Einflüsse von vertikalen Lastflüssen. Die gesamte Modellierung erfolgte anhand von Kartenmaterialien auf öffentlicher Basis. Um das elektrische Netz so genau wie möglich zu modellieren, wurden die 110 kV-Leitungstrassen über verschiedene frei verfügbare digitale Landkarten (z. B. [11] und [12]) selektiert und im Anschluss in Google Earth genauer betrachtet, wodurch mögliche Einfach- und Doppelschleifungen definiert werden konnten. Bei sich ergebenden Unsicherheiten wurde bei der Verschaltung der einzelnen Umspannwerke darauf geachtet, dass das (n-1)-Kriterium zu lastintensiven Zeiten durchgängig erfüllt ist. Die konkrete Verschaltung in den Umspannwerken stellt dabei die größte Unschärfe dar. Darüber hinaus konnten für die Parametrierung der Freileitungen Standardparameter nach TABELLE I verwendet werden.

Im nächsten Schritt erfolgte die Zuordnung der elektrischen Last und der EE-Leistung auf die einzelnen Netzknoten. Hierzu wurden über die mittleren Abstände zwischen den Umspannwerken Einzugsgebiete für diese definiert. Im Anschluss konnten die PLZ- und Gemeindedaten für die EE-Leistung und elektrische Last diesen Gebieten anteilig zugeordnet werden. Darüber hinaus wurden an der Hochspannungsebene angeschlossene Wind- und PV-Parks sowie industrielle Verbraucher den entsprechenden Knoten direkt zugeordnet. Die Prognose für die Jahre 2024 und 2034 erfolgte im Bereich der regenerativen Energien auf Basis des Netzentwicklungsplans 2014 und für die elektrische Last über die demografische Entwicklung in

TABELLE I: STANDARDPARAMETER FÜR 110 kV-FREILEITUNGEN (243-AL1/39-ST1A) [13], [14]

$U_N$ in kV	$R_b'$ in $\Omega/km$	$X_b'$ in $\Omega/km$	$C_b'$ in nF/km	$I_{max}$ in A
110	0,12	0,39	9	645

der Region. Dabei wurde von einer gleichmäßigen Verteilung auf alle Knoten ausgegangen.

Im letzten Schritt galt es Last- und Erzeugungszeitreihen zu generieren. Im Bereich der elektrischen Last kommt dabei das Standardlastprofilverfahren zum Einsatz. Im Bereich der Erzeugung aus regenerativen Energien wurden dagegen Zeitreihen des regionalen Klimamodells (kurz: REMO) des Max-Planck-Institutes für Meteorologie verwendet. Alle Zeitreihen liegen in einer zeitlichen Auflösung von 15 Minuten vor.

### C. Generisches Verteilnetzmodell

Abbildung 2 zeigt das resultierende Verteilnetzmodell. Insgesamt ergeben sich in der Region fünf Übergabestellen zwischen der Höchstspannungs- und Hochspannungsebene. Zudem setzt sich das modellierte Netz aus 73 Freileitungen mit einer Gesamtlänge von 980 km und 53 Knoten zusammen. Außerdem ergeben sich aufgrund der vorhandenen Salzkavernen 3 mögliche Speicherstandorte.

Die Betrachtung der elektrischen Last und EE-Leistung zeigt, dass sich die heutige Situation bis in das Jahr 2034 noch weiter verschärft. So sinkt die elektrische Last von 780 MW auf 530 MW und die EE-Leistung steigt von 1721 MW auf 2865 MW. Daher ist im Jahr 2034 mit sehr hohen Leistungsexporten zu rechnen. Abbildung 3 verdeutlicht dies noch einmal über die Betrachtung der Häufigkeitsverteilung der residualen Last. So steigt zum einen der Anteil im Bereich 0 MW, wodurch die Netzverluste von 3,71 % auf 2,99 % sinken. Zum anderen erhöhen sich jedoch der Anteil und die Höhe der negativen Residuallast. Dies führt zu zusätzlichen Leitungsüberlastungen im elektrischen Netz. Somit sind im Jahr 2034 aufgrund von zu hoher Einspeisung aus regenerativen Energien 30 Freileitungen überlastet, wobei Überlastungen zu 15,42 % des Jahres auftreten. Dem steht das Jahr 2014 mit 9 überlasteten Leitungen zu 8,6 % des Jahres gegenüber.

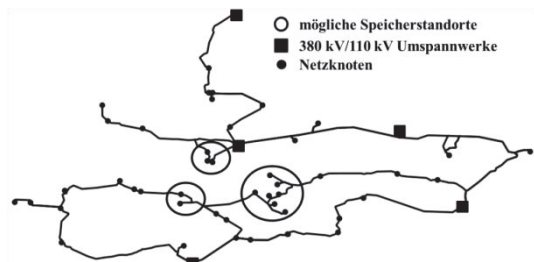


Abbildung 2: Struktur des generischen Verteilnetzmodells

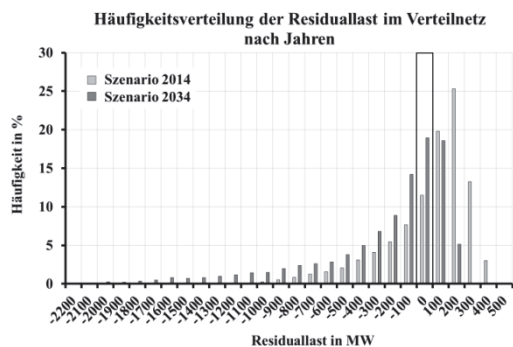


Abbildung 3: Residuallast der betrachteten Verteilnetzregion

### III. MODELLIERUNG UNTERSCHIEDLICHER SPEICHEREINSATZSTRATEGIEN

Die allgemeine Erstellung der Speicherprofile erfolgt im ersten Schritt über die Definition unterschiedlicher Zielfunktionen, die von der Fahrweise bzw. dem Einsatzziel abhängen. Im zweiten Schritt können die technischen Restriktionen des Speichers auf die definierten Zielfunktionen angewendet werden, um so die resultierende Speicherzeitreihe zu erzeugen.

#### A. Marktgeführter Speicherbetrieb

Die für Anlagenbetreiber wichtigste Führungsstrategie eines Energiespeichers liegt in dem marktgeführten Speichereinsatz. Das Hauptziel des Speicherbetreibers liegt dabei in der Strompreisveredelung. Da es ohne umfangreiche Marktmodelle nicht möglich ist, die zukünftigen Strompreise zu prognostizieren, erfolgte die Führung des Speichers anhand der Residuallast der betrachteten Regelzone. Diese Methode kann verwendet werden, da sich Analogien zwischen dem Strompreis und der residualen Last ergeben [15].

Um nun das typische Verhalten der Strompreisveredelung nachzubilden, kann der Speicher anhand des gleitenden Mittelwertes  $P_{\text{Res,mittel}}$  der residualen Last  $P_{\text{Res}}$  gefahren werden, der sich über (1) berechnen lässt.

$$P_{\text{Res,mittel}}(t) = \frac{1}{2 \cdot t_{\text{Fenster}} + 1} \sum_{m=t-t_{\text{Fenster}}}^{t+t_{\text{Fenster}}} P_{\text{Res}}(m) \quad (1)$$

- $T$  ... aktueller Zeitpunkt in h
- $t_{\text{Fenster}}$  ... Zeitfenster zur Mittelwertbildung in h (hier: 12 h)
- $m$  ... Laufvariable für Summenbildung

Die Zielfunktion für den Speicher ergibt sich nun aus der Differenz zwischen der tatsächlichen Residuallast und dem gleitenden Mittelwert. Da der Speicher diese Zielfunktion nicht zu jedem Zeitpunkt erfüllen kann, erfolgt eine dynamische Anpassung der Grenze in Abhängigkeit von der bereitstellbaren und aufnehmbaren Energiemenge, wodurch der Speichereinsatz nur zu Spitzen- und Tieflastzeiten stattfindet. Abbildung 4 verdeutlicht dieses Prinzip. Übersteigt die Erzeugung aus regenerativen Energien dagegen die elektrische Last, sodass der residuale Lastgang negative Werte annimmt, speichert der Speicher so lange Energie ein, bis die maximale Speicherkapazität erreicht ist.

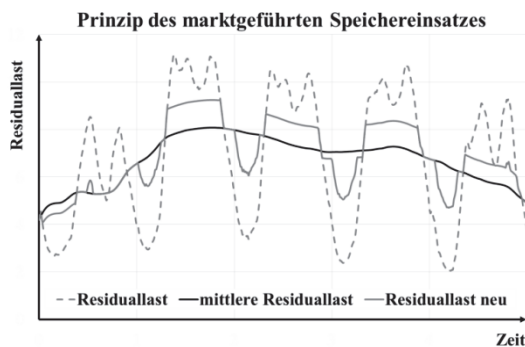


Abbildung 4: Prinzip des marktgeführten Speichereinsatzes

#### B. Lastvergleichsmäßigung

Eine weitere Möglichkeit für den Speichereinsatz ist die Lastvergleichsmäßigung an ausgewählten HS/MS-Transformatoren. Damit ergibt sich durch diesen Speichereinsatz die Möglichkeit zur Senkung des zu zahlenden Leistungspreises für Industriekunden mit hohen Leistungsschwankungen und für Stadtwerke mit einem hohen Anteil an regenerativen Energien. Die Erstellung der Sollkennlinie für diesen Speichereinsatz erfolgte dabei anhand der Residuallast an den entsprechenden Netzknoten. Diese wurde tagesweise aufgesplittet, sodass für jeden Tag der Leistungswert ermittelt wurde, für den sich die energetische Mitte des Tages ergibt. Damit konnte sichergestellt werden, dass die Kennlinie ideal geglättet wird und zudem die einzuspeichernde Energie  $E_{\text{ein}}$  und die auszuspeichernde Energie  $E_{\text{aus}}$  so groß sind, dass die Speicherkapazität bestmöglich ausgenutzt wird. Hierbei wurde der Wirkungsgrad  $\eta$  des Speichers bereits berücksichtigt, sodass gilt:

$$E_{\text{aus}} = \eta \cdot E_{\text{ein}} \quad (2)$$

Bei der Auslegung der Sollkennlinie musste zudem beachtet werden, dass der Speicher nur dann eingesetzt werden kann, wenn die Differenz zwischen Minimal- und Maximalleistung eines Tages größer ist als die technisch bedingte minimale Speicherleistung beim Laden und Entladen, da der Speichereinsatz sonst zu keiner Entlastung des Transformators führt.

#### C. Leitungsentlastung

Eine weitere Einsatzmöglichkeit für den Speicher ergibt sich in der Reduzierung der Strombelastung auf Freileitungen nahe dem Speicher, wodurch der Anteil an abzuschaltender EE-Leistung sinkt. Die Auslegung der Sollwertkennlinie erfolgte hierbei über den Wirkleistungsfluss auf einer oder mehrerer Leitungen. Unter Vernachlässigung des Blindleistungsflusses und unter Berücksichtigung eines Sicherheitsfaktors  $n$  für die (n-1)-Sicherheit, lässt sich die maximal übertragbare Wirkleistung  $P_{\text{max}}$  einer Freileitung nach (3) über die Netznennspannung  $U_N$  und den thermischen Grenzstrom  $I_{\text{th,grenz}}$  ermitteln.

$$P_{\text{max}} = \sqrt{3} \cdot n \cdot U_N \cdot I_{\text{th,grenz}} \quad (3)$$

Aufgrund des bereits vorhandenen Vermaschungsgrades im Verteilnetz und der Möglichkeit Freileitungen auch kurzfristig oberhalb des thermischen Grenzstromes zu belasten [16], kann für  $n$  ein Wert von 0,6 gewählt werden. Um bei der Speicherauslegung trotzdem Auswirkungen des Blindleistungsflusses und die Effekte der Stromerhöhung aufgrund der Spannungsenkung im Einspeicherfall zu berücksichtigen, wurde  $n$  für die Auslegung des Speichers auf 0,5 gesetzt. Sobald der Lastfluss auf der zu entlastenden Leitung  $P_{\text{max}}$  überschreitet, kann durch das Einspeichern die Leitung entlastet werden. Ist die übertragene Wirkleistung dagegen kleiner, kann der Speicher wieder ausspeichern.

#### D. Spannungshaltung

Als letzte Speichereinsatzmöglichkeit wird der Einsatz zur Spannungshaltung an ausgewählten Netzknoten betrachtet. Hierzu wurde der Speicher anhand der P(U)-Kennlinie zwischen einem Knoten und einer benachbarten Freileitung gefahren. Somit bedingt diese Speicherführungsstrategie bereits



Messungen für diesen Knoten oder möglichst genaue Simulationsmodelle für die betrachtete Netzregion. Abbildung 5 zeigt eine typische P(U)-Kennlinie für einen Verteilnetz-knoten. Aufgrund der bereits leicht vermaschten Netzstruktur und der vorhandenen Spannungsdynamik an den 380 kV/110 kV-Knoten, die aus dem modellierten Übertragungsnetz resultiert, ergibt sich hier kein konkreter funktionaler Zusammenhang zwischen der übertragenen Wirkleistung und der sich einstellenden Knotenspannung. Trotzdem ist in der Kennlinie ein Spannungsanstieg in Abhängigkeit von der übertragenen Wirkleistung erkennbar. Dieser Bereich konnte daher über eine lineare Funktion nachgebildet werden. Darüber hinaus sinkt bei zu hohen Leistungen die Spannung wieder. Dies lässt sich auf den Effekt der natürlichen Leistung zurückführen. Sobald der Großteil der Freileitungen im elektrischen Verteilnetz oberhalb der natürlichen Leistung betrieben wird, steigt der induktive Blindleistungsbedarf im Netz und die Spannung sinkt. Die natürliche Leistung  $P_{\text{nat}}$  einer Freileitung berechnet sich über die Netzennspannung  $U_N$  des Netzes sowie den Induktivitätsbelag  $L'$  und den Kapazitätsbelag  $C'$  nach (4) [16].

$$P_{\text{nat}} = \frac{U_N \cdot U_N}{\sqrt{\frac{L'}{C'}}} \quad (4)$$

Bei den verwendeten Standardparametern ergibt sich so eine natürliche Leistung von 32 MW. Oberhalb dieser Leistung darf der Speicher trotz der geringen Spannung nicht ausspeichern, da dies den Effekt verstärken würde. Daher erfolgte eine Trennung der P(U)-Kennlinie in zwei Bereiche. Im ersten Bereich wurde der Speicher direkt anhand der linearen Funktion gefahren. Oberhalb der natürlichen Leistung speichert der Speicher dagegen ein, um so Leistung aus dem Netz zu nehmen. Da in dem Netzmodell die Vorgaben der DIN EN 50160 eingehalten werden, wurde der Speicher dazu verwendet, das Spannungsband an dem gewählten Netzknoten zu glätten, d. h. der Speicher wurde als Tagesspeicher gefahren.

#### E. Modulare Speicherstruktur

Bei der Erstellung der Speicherkennlinie mussten unterschiedliche Restriktionen des Speichers berücksichtigt werden, wobei für die späteren Simulationen ein Referenzspeicher mit vom Lehrstuhl vorgegebenen Werten verwendet wurde. Einen Überblick über diese Werte gibt TABELLE II. Die Besonderheit des betrachteten Energiespeichers ergibt sich hier in dem vorhandenen modularen Aufbau des Speichers. Um diese Modularisierung bei der Erzeugung der Speicherzeitreihe zu berücksichtigen wurden aus der Modulanzahl und den Mindestleistungen für Turbinen- und Verdichterbetrieb die möglichen Arbeitsbereiche des Speichers abgeleitet. Ist der anzufahrende Sollwert ein möglicher Arbeitspunkt des Speichers, wird dieser direkt angefahren. Ist dies dagegen nicht der Fall, fährt der Speicher den nächstgünstigeren Arbeitspunkt an. Dieser ergibt sich aus der Zielfunktion des Speichers. Wird der Speicher zur Leistungsentlastung eingesetzt, ist es am günstigen bei einem Entlastungsbedarf den Speicher bereits einzusetzen. Daher kann in diesem Fall der nächstgrößere Arbeitspunkt angefahren werden. Besteht das Ziel dagegen darin die vorgegebene Kennlinie trotz der Kaskadierung so gut wie möglich nachzubilden, fährt der Speicher den am nächsten gelegenen Arbeitspunkt an.

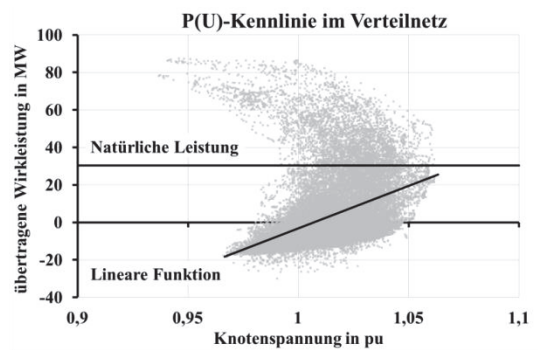


Abbildung 5: Beispiel für eine typische P(U)-Kennlinie im Verteilnetz

Darüber hinaus ist es notwendig, die Speicherkapazität beim Nachfahren der Sollfunktionen zu berücksichtigen. Hierbei ergeben sich zwei unterschiedliche Führungsstrategien für den Speicher. Bei der ersten Führungsstrategie fährt der Speicher die Sollwertkennlinie von Beginn an, so lange, bis die maximale oder minimale Speicherkapazität erreicht ist. Als zweite Möglichkeit ergibt sich die Spitzenlastglättung. Diese führt zu einer optimalen Ausnutzung der Speicherkapazität, bedingt im realen Speicherbetrieb jedoch zuverlässige Vorhersagen.

#### IV. SPEICHEREINSATZORT UND SZENARIEN

Für die Untersuchung der Auswirkungen des Speichereinsatzes auf das elektrische Netz wurde die Betrachtung auf einen kleinen Teil des Netzes reduziert. In diesem Netzbereich existiert zum einen ein möglicher Integrationsort für den Speicher und zum anderen ist der Anteil regenerativer Energien in dieser Region sehr hoch, sodass sich sehr gute Möglichkeiten zur Leistungsentlastung und Lastvergleichsmäßigung ergeben. Abbildung 6 gibt einen Überblick über den selektierten Netzbereich. Im Normalfall erfolgte die Integration des Speichers am Knoten K03. Lediglich beim Einsatz zur Lastvergleichsmäßigung konnte dieser Speicherstandort nicht gewählt werden, weil die Tagesschwankungen der residualen Last an diesem Knoten zu gering für den verwendeten Referenzspeicher sind. Das Druckluftspeicherkraftwerk wurde über einen Transformator direkt an einer bestehenden Sammelschiene angeschlossen.

Im Rahmen der vorgestellten Einsatzmöglichkeiten eines Druckluftspeichers ergeben sich mehrere Simulationsszenarien. Im Bereich des marktwirtschaftlichen Speichereinsatzes wurden die Jahre 2014, 2024 und 2034 berücksichtigt, um so die Auswirkungen der regenerativen Energien auf den marktwirtschaftlichen Speichereinsatz zu ermitteln. Im Bereich des netzdienlichen Speicherbetriebes wurde dagegen für jede Speicher-

TABELLE II: PARAMETER DES REFERENZSPEICHERS

Parameter	Wert	Einheit
Turbinenleistung je Modul	10	MW
Mindestleistung Turbine	0,25	pu
Verdichterleistung je Modul	9	MW
Mindestleistung Verdichterbetrieb	0,9	pu
Anzahl der Module	3	Anzahl
Ausspeicherzeit	4	h
Wirkungsgrad	65	%



Abbildung 6: Ausschnitt aus dem Verteilnetzmodell mit Markierung der Speichereinsatzmöglichkeiten

einsetzmöglichkeit das Jahr 2034 betrachtet, da hier die Überlastungen im elektrischen Netz am größten sind. TABELLE III gibt dazu einen Überblick über die Bezeichnung der verschiedenen Szenarien. Die Nutzung des Speichers innerhalb der einzelnen Szenarien ist dabei direkt von dem Integrationsort abhängig. Ein Einsatz zur Leitungsentlastung ist lediglich dann möglich, wenn in Lastflussrichtung hinter dem Speicher Entlastungspotential existiert. Ein Einsatz zur Lastvergleichsmäßigung ist nur möglich, wenn die Lastschwankungen innerhalb eines Tages groß genug sind und ein Einsatz zur Spannungshaltung bedingt ebenso eine gewisse Spannungsvolatilität. Der marktwirtschaftliche Einsatz dagegen darf das elektrische Netz nicht negativ beeinflussen.

## V. BEWERTUNG DES SPEICHEREINSATZES

### A. Volllaststunden und Volllastzyklen

Ein wichtiges Maß für den Nutzungsgrad des Speichers sind die Volllaststunden und Volllastzyklen, die der Speicher innerhalb eines Jahres fährt. TABELLE IV zeigt diese Parameter für jedes Szenario. Zuerst fällt eine Reduzierung des Nutzungsgrades beim marktwirtschaftlichen Speichereinsatz von 2014 bis 2034 auf. Ursache hierfür ist der hohe Anstieg der regenerativen Erzeugung in der betrachteten Region, bei einer gleichzeitigen Reduzierung der elektrischen Last. Damit reduziert sich, unter Verwendung des vorgestellten Modells, die Einsatzzeit des Speichers beim Einsatz zur Strompreisveredlung. Hierbei ist jedoch zu erwähnen, dass bei der Auslegung der Sollwertkennlinie lediglich die Residuallast der betrachteten Regelzone verwendet wurde. Für weitere Untersuchungen ist eine Ermittlung der Residuallast für Deutschland denkbar, womit sich die Volllastzyklenzahl erhöhen wird. Beim netzdienlichen Speichereinsatz ist dagegen ein deutlicher Unterschied zwischen den Tagesspeichern und dem Einsatz mit festen Grenzen erkennbar. So ergibt sich im Szenario SB-2034 eine sehr geringe Volllastzyklenzahl, die aus den zwar vorhandenen, aber nur selten auftretenden Leitungsüberlastungen resultiert. Damit ist bereits aufgrund der geringen Einsatzzeit des Speichers ein wirtschaftlicher Betrieb zur Leitungsentlastung eher unwahrscheinlich, sodass diese Einsatzmöglichkeit

TABELLE III: ÜBERSICHT ÜBER DIE SIMULIERTEN SZENARIEN

Szenario	Beschreibung
SA-2014/2024/2034	marktwirtschaftlicher Speichereinsatz innerhalb der Jahre 2014, 2024 und 2034
SB-2034	Leitungsentlastung im Jahr 2034
SC-2034	Spannungshaltung im Jahr 2034
SD-2034	Lastvergleichsmäßigung im Jahr 2034

TABELLE IV: VOLLLASTSTUNDEN UND VOLLLASTZYKLEN JE SZENARIO

Szenario	Volllaststunden	Volllastzyklen
SA-2014	1334	333
SA-2024	881	220
SA-2034	592	148
SB-2034	156	39
SC-2034	973	243
SD-2034	624	156

lediglich als Ergänzung zum marktgeführten bzw. zu weiteren netzdienlichen Speichereinsatzmöglichkeiten gesehen werden kann. Die Einsätze zur Spannungshaltung und zur Lastvergleichsmäßigung erreichen dagegen Werte in der Größenordnung des marktwirtschaftlichen Speicherbetriebes. Inwieweit diese Speichereinsatzmöglichkeiten wirtschaftlich sind, lässt sich allein aus den Nutzungsdauern nicht ableiten.

### B. Auswirkungen auf die Betriebsmittelbelastung

Im statischen Bereich nehmen die Sicherstellung des (n-1)-Kriteriums und die Spannungshaltung die wichtigste Rolle ein, womit die Auswirkungen des Speichereinsatzes auf diese beiden Bereiche genauer untersucht werden. Bereits in Kapitel III.D wurde erwähnt, dass im betrachteten Verteilnetz alle Knotenspannungen die Norm nach DIN EN 50160 erfüllen. Auch durch den Speichereinsatz im elektrischen Netz ändert sich dies nicht, sodass davon ausgegangen werden kann, dass, unter Betrachtung der Spannungsqualität im elektrischen Netz, ein marktgeführter Speichereinsatz bei Nutzung des Referenzspeichers uneingeschränkt möglich ist und auch die netzdienlichen Einsatzstrategien die Spannungsqualität nicht negativ beeinflussen. Der spannungsgeführte Speichereinsatz im Szenario SC-2034 führt zu einer Reduzierung des gefährlichen Spannungsbandes am Knoten K05 um ca. 0,1 pu.

Abbildung 7 zeigt darüber hinaus die Auswirkungen der unterschiedlichen Speichereinsatzstrategien auf die Änderung der maximale Strombelastung  $\Delta I$  und auf die Änderung der Überlastungshäufigkeit  $\Delta t$ . Der marktgeführte Speichereinsatz führt hierbei vor allem im Jahr 2014 zu einer Erhöhung der maximalen Strombelastung auf allen ihn umgebenden Leitungen. Diese höhere Belastung resultiert aus einer Umlenkung der Lastflüsse beim Speichereinsatz. Trotzdem lassen sich beim Einsatz des Referenzspeichers noch keine zusätzlichen Leitungsüberlastungen durch den Speichereinsatz feststellen. Dies ist auch in den Jahren 2024 und 2034 der Fall. Hier hat der Speichereinsatz außerdem keine Auswirkungen auf die maximale Strombelastung, da diese durch die hohe Einspei-

Szenario	Änderung	L01	L02	L03	L04	L05	L06	L07	L08	L09	Legende:
SA-2014	$\Delta I$	↑	↑	↑	↑	↑	↑	↑	↑	↑	↑ ... höhere Belastung/Überlastungshäufigkeit
	$\Delta t$	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
SA-2024	$\Delta I$	↑	-	-	-	-	-	-	-	-	- ... gleichbleibende Belastung/Überlastungshäufigkeit
	$\Delta t$	0	0	0	0	0	-	0	0	-	
SA-2034	$\Delta I$	-	-	-	-	-	-	-	-	-	↓ ... geringere Belastung/Überlastungshäufigkeit
	$\Delta t$	0	-	-	0	-	-	0	0	-	
SB-2034	$\Delta I$	↑	↑	-	↓	-	-	-	-	-	0 ... keine Überlastungen
	$\Delta t$	0	↑	↓	0	↓	↓	0	0	↓	
SC-2034	$\Delta I$	↑	-	-	-	-	-	-	-	-	0 ... keine Überlastungen
	$\Delta t$	0	↑	↓	0	↓	↓	0	0	↓	
SD-2034	$\Delta I$	↑	↑	↓	↑	↓	↓	↓	↓	↓	0 ... keine Überlastungen
	$\Delta t$	0	↑	↓	0	↓	↓	0	0	↓	

Abbildung 7: Auswirkungen des Speichereinsatzes auf Strombelastung

sung aus regenerativen Energien bestimmt wird. Die Betrachtung des netzdienlichen Speichereinsatzes zeigt dagegen, dass hierbei unterschiedliche Leitungen positiv und negativ beeinflusst werden. Diese Beeinflussung resultiert aus der Positionierung des Speichers in der Mitte des Netzes, da der Speicher beim Einspeichern als Senke wirkt und somit zwar die Leitungen in Lastflussrichtung hinter dem Speicher entlastet, die Leitungen vor dem Speicher aber zusätzlich belastet. Da die Leitungsentlastung jedoch in jedem Fall quantitativ höher ausfällt, erfüllen die netzdienlichen Speichereinsatzmöglichkeiten trotzdem ihr Ziel.

### C. Auswirkungen auf die Netzverluste

Im letzten Schritt werden die Auswirkungen der unterschiedlichen Speichereinsatzmöglichkeiten auf die Netzverluste miteinander verglichen. Abbildung 8 gibt einen Überblick über die Entwicklung der Netzverluste im Vergleich zum jeweiligen Szenario ohne Speichereinsatz. Dabei fällt auf, dass der marktwirtschaftliche Speichereinsatz aufgrund der Umlenkung der Lastflüsse zu einer Erhöhung der Netzverluste führt, da hierdurch ebenso der Übertragungsweg steigt. Die netzdienlichen Speichereinsatzstrategien führen dagegen zu einer Verringerung der Netzverluste. Diese Verringerung resultiert vor allem aus der Reduzierung der Strombelastung durch den Speichereinsatz. Unter Berücksichtigung der Volllaststundenzahlen fallen die Auswirkungen im Szenario SB-2034 am größten aus. Dies resultiert aus der gezielten Senkung der Strombelastung durch den Speichereinsatz. Aufgrund der Abhängigkeit der Netzverluste vom Quadrat des Stromes werden die Netzverluste bei diesem Speichereinsatz am meisten reduziert. Insgesamt führt der Einsatz zur Lastvergleichsmäßigung jedoch zur höchsten Reduzierung der Netzverluste, da durch den Speichereinsatz auf der Mittelspannungsseite die zu übertragende Leistung im Hochspannungsnetz reduziert wird. Dies zeigt deutlich, dass bei einer elektrischen Energieversorgung mit dezentraler Erzeugung auch dezentrale Speichertechnologien eingesetzt werden müssen.

## VI. ZUSAMMENFASSUNG

Im Rahmen der Untersuchung konnten die Einsatzmöglichkeiten von Energiespeichern, am Beispiel eines Druckluftspeichers genauer untersucht werden. Hierzu wurde ein mögliches 110 kV-Verteilnetz selektiert und anschließend modelliert. Darüber hinaus konnten unterschiedliche Speichereinsatzstrategien für den Speichereinsatz in dieses Netzmodell implementiert und die Funktion dieser Modelle über verschiedene Simulationen getestet werden. Diese Testsimulationen haben ge-

zeigt, dass der marktgeführte Speichereinsatz unter Verwendung der vorgegebenen Standardparameter uneingeschränkt möglich ist. Dennoch führt er zu einer Erhöhung der Leitungsbelastung, sodass der möglichen Speicherleistung Grenzen gesetzt sind. Der netzdienliche Speichereinsatz kann darüber hinaus zu einer deutlichen Stützung des Netzbetriebes beitragen, sodass Speichertechnologien im zukünftigen Netzbetrieb eine wichtige Rolle einnehmen werden. Für weitere Arbeiten ist vor allem eine umfangreiche Wirtschaftlichkeitsanalyse unter Berücksichtigung der einzelnen Speichereinsatzmöglichkeiten denkbar, wobei zur allumfassenden Untersuchung eine Kopplung der unterschiedlichen Strategien sinnvoll ist.

## QUELLEN

- [1] 50Hertz Transmission GmbH, „EEG-Anlagenstammdaten“ <http://www.50hertz.com/de/EEG/Veroeffentlichung-EEG-Daten/EEG-Anlagenstammdaten>, Abruf am 15.04.2014.
- [2] Amprion GmbH, „Aktuelle EEG-Anlagenstammdaten“ <http://www.amprion.net/eeg-anlagenstammdaten-aktuell>, Abruf am 15.04.2014.
- [3] TenneT TSO GmbH, „Anlagenregister und § 52 EEG“ <http://www.tennet.eu/de/kunden/eegkwk-g/erneuerbare-energien-gesetz/eeg-daten-nach-52.html>, Abruf am 15.04.2014.
- [4] TransnetBW GmbH, „EEG-Anlagendaten“ <http://www.transnetbw.de/de/eeg-kwkw-g/eeg/eeg-anlagendaten>, Abruf am 15.04.2014.
- [5] Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena), „dena-Studie Systemdienstleistungen 2030“, Deutsche Energie-Agentur GmbH, Berlin, 2014.
- [6] M. Sterner; I. Stadler, „Energiespeicher – Bedarf, Technologien, Integration“, Springer-Verlag, Berlin Heidelberg, 2014.
- [7] P. Denholm; E. Ela; M. Milligan, „The Role of energy storage with renewable electricity generation“ National Renewable Energy Laboratory, Golden (Colorado), 2010.
- [8] X. Xi; R. Sioshansi, „A Dynamic Programming Model of Energy Storage and Transformer Deployments to Relieve Distribution Constraints“ The Ohio State University, Columbus (Ohio), 2013.
- [9] M. Wietschel; M. Arens; C. Dötsch; S. Herkel, „Energietechnologien 2050 – Schwerpunkte für Forschung und Entwicklung: Technologiebericht“ Fraunhofer Verlag, Stuttgart, 2010.
- [10] P. Siemens, „Verbesserte Systemintegration von Windenergieanlagen mittels Druckluftspeichern“ Techn. Hochsch. Aachen, Aachen, 2008.
- [11] 123map GmbH & Co.KG, „Stromnetz“, URL: <http://www.flosm.de/html/Stromnetz.html>, letzter Abruf: 22.08.2014.
- [12] FOSSGIS e.V., „OpenStreetMap – Karte“, URL: <http://www.openstreetmap.de/karte.html>, letzter Abruf: 22.08.2014.
- [13] J. Schlabbach, „Elektroenergieversorgung“ VDE Verlag GmbH, pp. 209-226, Berlin, 2009.
- [14] K. Heuck; K. Dettmann; D. Schulz, „Elektrische Energieversorgung – Erzeugung, Übertragung und Verteilung elektrischer Energie für Studium und Praxis“ 9., aktualisierte und korrigierte Auflage, Springer Vieweg, p. 742, Wiesbaden, 2013.
- [15] M. Nicolos; M. Fürsch, „The Impact of an increasing share of RES-E on the Conventional Power Market – The Example of Germany“ Zeitschrift für Energiewirtschaft, Köln: EWI an der Universität zu Köln (EWI), 2009.
- [16] L. Hofmann; B. R. Oswald, „Gutachten zum Vergleich Erdkabel – Freileitung im 110-kV-Hochspannungsbereich“ Leibniz Universität Hannover, Hannover, 2010.

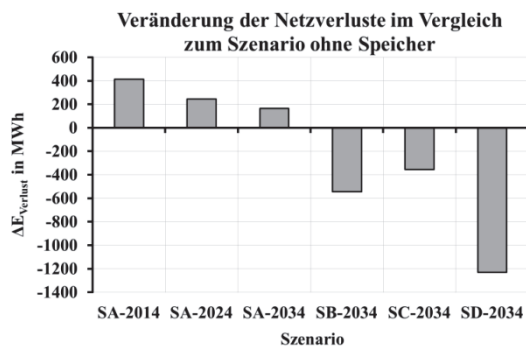


Abbildung 8: Veränderung der Netzverluste je Szenario

# Real-Time Implementation and Evaluation of a Support Vector Machine Based Fault Detector and Classifier for Distribution Grids

Mohammad Umair Ehsan, M. Sc. Björn Keune

Institute of Energy Systems, Energy Efficiency and Energy Economics (ie3)

Technical University of Dortmund

Dortmund, Germany

mohammad-umair.ehsan@tu-dortmund.de, bjoern.keune@tu-dortmund.de

**Abstract**—Bridging the gap between theoretical modeling and practical implementation is essential in fault detection, classification, and location methods for modern distribution grids. Currently distribution grids are characterized by dispersed infeed and distributed power generation that render conventional protection settings more challenging, and, hence, new methods must be investigated to resolve these issues. In this paper, a novel framework capable of detecting and classifying faults in power distribution grids is presented. The proposed algorithm formulates a unique fault classification technique based on measurement samples of three-phase voltage and currents after the occurrence of a fault event in power distribution grid. Thereby, negative sequence components of three-phase voltage and current quantities are used for online fault detection that triggers a fault classification method based on a support vector machine. In order to simulate fault scenarios, a model of a reference distribution grid incorporating distributed generation is developed, simulated, and analyzed under fault conditions. For the final evaluation, the designed protection scheme is implemented on a Programmable Logic Controller connected to the model running on a real-time simulator hardware that provides voltage and current measurements. Thus experimental results are provided to demonstrate and prove the contribution of the algorithm in its ability to correctly identify and classify faults in modern distribution grids.

**Keywords**—Distributed Generations (DGs); Secondary Substation (SS); Photovoltaic (PV); Negative Sequence Components (NSCs); Support Vector Machine (SVM); Programmable Logic Controller (PLC); Real Time Simulator (RTS); Hardware in the loop (HIL);

## I. INTRODUCTION

One of the most important factors of an electrical power distribution system is its reliability and uninterrupted supply for its end users. Over the past several decades there has been rapid growth and development in power distribution systems. A large number of distributed generation units including renewable energy sources such as wind turbines, PV generators or fuel cells are being integrated into power systems at the distribution level. Distribution grids in open loop are typical, but now there is a rising trend towards closed loop topologies providing more power carrying capacities at distribution level. Although closed loop configurations improve power quality and the environmentally friendly nature of grid connected systems, they present some challenging issues at the same time. For instance,

it is now possible to have power flows in many arbitrary directions instead of the traditional unidirectional power transfer. The penetration of DGs changes the traditional distribution power system short circuit power, fault current level, and the characteristics of the fault current, such as amplitude, direction, and distribution [1]. Protection of these distributed networks with the penetration of DGs is a focal point in the research of power systems and over the years there has been significant effort to improve its reliability by incorporating more sophisticated methods for fault detection, classification, and localization.

Power system faults are characterized as any abnormal change in system quantities like voltage levels, amounts of current, or frequency of the power signal. Mostly the occurrence of faults is a random event that may happen beyond the control of humans. Hence there is a need of an accurate, interconnected protection system that can detect the fault, identify its type, and then precisely locate the position of the fault in the power system. Sophisticated systems are already installed that take care of these faults and isolate the faulted zones from the rest of the power system.

The purpose behind power system fault analysis is to provide concrete information about the reasons that led to the interruption of supply, to restore the handover of power as soon as possible, and to perhaps minimize future occurrences if at all possible. Analysis should also provide sufficient understanding of the state of components of the protection system so that a set of preventive measures can be implemented to reduce the likelihood of service disruptions and equipment damage [2]. Fault detection, classification, and localization are a focal point in the research of power systems since the establishment of electricity transmission and distribution systems. Circuit breakers and other control elements are required to help protective relays to take appropriate action [3]. Fast detection of faults will have a significant impact on the equipment safety since it will engage the circuit breakers immediately before any significant damage occurs. Accuracy of fault location is not only significant for the clear reason of the timely repair and restoration of service, but it can also lead to identifying some specific location related faults. Hence, a longer term goal of preventing faults can be achieved. Over past several years, intensive research has been carried out in applied mathematics

and digital signal processing to develop techniques for fault detection, classification, and localization in electrical power systems. Relaying and protection devices have been developed. Various signal processing schemes have been proposed that include principles of estimation, Artificial Neural Network [4], Wavelet transform [5] [6], Principal Component Analysis [7], Fuzzy logic [8], Support Vector Machines [9] and any combination of tools.

Most of the aforementioned works were validated via simulation studies, and their actual performance tested in a real-world scenario still remains unknown. This is because the hardware implementation of such fault protection techniques is rare.

In order to efficiently enhance the automation level in a power protection system, the main focus of this study is to develop a fast and accurate framework that can detect major types of faults at varying fault locations and fault resistances and classify them based on measurement samples of three-phase voltages and currents. One of the important aspects that this paper concentrates on is the analysis of the distribution grid line's phase voltages and currents during various fault conditions with distributed generation and coupling between feeders. This analysis is based on several assumptions concerning measurement nodes, fault locations, fault resistances, distributed generation infeed, and operational modes in radial configuration. Once the fault has been detected, the fault classification module is triggered that performs online fault classification based on offline trained models developed under a suitable computational scheme. In order to evaluate this proposed scheme, grid models are developed in MATLAB with integration of distributed generation. Faults are triggered and measurements are recorded for training purpose. These models are then transferred to real-time simulator hardware for real-time evaluation. Physical measurements are taken directly from the hardware and fed into a Programmable Logic Controller which performs online detection and classification of faults triggered under predetermined scenarios and time durations.

Section II presents the system architecture of the proposed framework for fault detection and support vector machine based classification scheme. Simulation and evaluation of the framework for a typical distributed grid model is described in Section III. Section III also presents results of software analysis by using MATLAB/Simulink toolbox. Section IV presents experimental validation of results obtained after successful implementation of grid model simulation on real-time hardware and PLC based implementation of the proposed protection scheme.

## II. PROPOSED FRAMEWORK

In this section, the proposed framework for SVM based fault classification is introduced from a systematic view. The framework involves two primary modules: 1) fault detection and 2) fault classification.

Specifically the first step of the framework detects the presence of fault in the power system in real-time. This involves sampling of three phase voltages and currents from any one of the equipped measurement units in the power distribution network during an occurrence of a fault event.

Then the method of symmetrical components is used to convert the three phase input signals to three sets of independent components, which are positive, negative, and zero sequences. Negative sequence component is calculated as a reliable indicator of the fault condition. [10]. If no fault is detected, the remaining part of the modules is not activated. On the other hand, if the detection module captures the feature of the fault, it will activate the fault classification module. The overall architecture of the proposed protection scheme is illustrated in Figure 1.

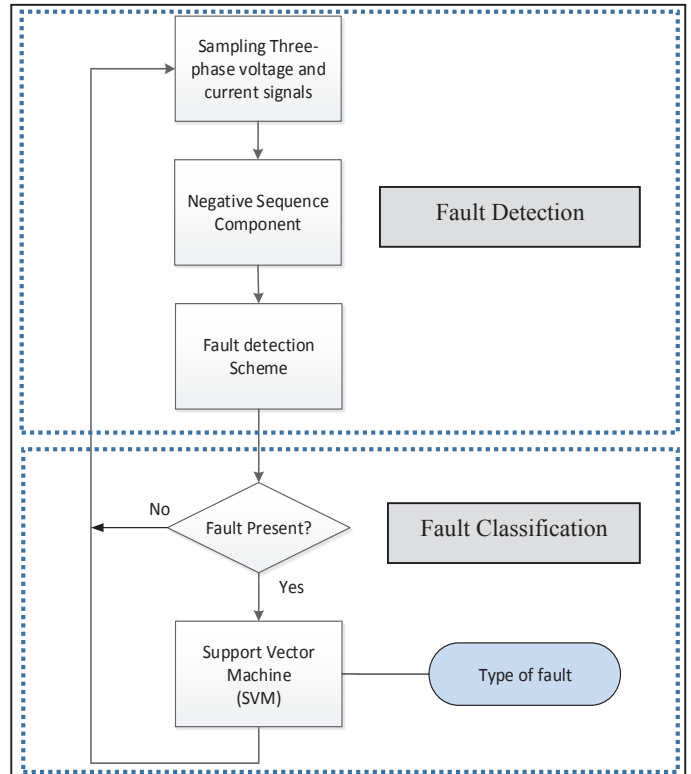


Figure 1: Proposed fault detection and classification scheme

### A. Fault Detection Scheme

In electrical engineering, the method of symmetrical components is used to simplify analysis of unbalanced three-phase power systems under both normal and abnormal conditions. The analysis is simpler, because the resulting equations are mutually linearly independent if the circuit itself is balanced. [10]

In the proposed approach, the negative sequence components of voltages ( $v_{a2}$ ,  $v_{b2}$ ,  $v_{c2}$ ) and currents ( $i_{a2}$ ,  $i_{b2}$ ,  $i_{c2}$ ) are used as reliable fault indicators. NSCs of both voltage and current are calculated using the following equations

$$V_2(t) = \frac{1}{3} (V_a(t) + \alpha V_b(t) + \alpha^2 V_c(t)). \quad (1)$$

$$I_2(t) = \frac{1}{3} (I_a(t) + \alpha I_b(t) + \alpha^2 I_c(t)). \quad (2)$$

$$\alpha = 1 \angle 120^\circ = e^{-j\pi/3} = -0.5 + j0.866. \quad (3)$$

Figure 2 shows the schematic implementation of fault detection module

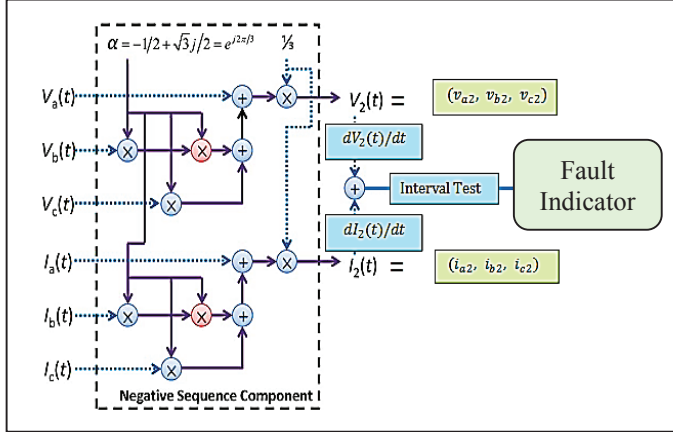


Figure 2: Schematic overview of fault detection module

However an unbalanced three phase power system suffers from large contents of negative sequence voltages and currents due to the unequal system impedances and unequal distribution of loads in each phase. In order to identify the variation in both non-zero negative sequence component  $V_2$  and  $I_2$ , time differentiation is applied to both  $V_2$  and  $I_2$ .

Finally, the differential negative sequence voltages and currents are summed together and the result undergoes an interval test with preset thresholds to perform a more stable detection of fault occurrence. It is worth mentioning that the fault detection scheme is also robust against frequency deviation and amplitude variation caused by the variation of operating parameters in the power system.

### B. Multiclass Support Vector Machine using MATLAB

Support Vector Machine (SVM) is a novel intelligent machine self-learning method based on the statistical learning theory. The basic idea behind SVM revolves around mapping of  $n$ -dimensional inputs into a higher-dimensional feature space. In this feature space an optimal hyper-plane is determined that can classify input data points perfectly into two classes. The separating hyper-plane has the best generalization ability for the unseen data points. This optimal separating hyper-plane is generated by solving a constrained optimization problem.

A simple and effective example of linear classification with only two types of samples in a two dimensional space is shown in Figure 3. Suppose that we are given  $n$  training samples as  $\{x_i, y_i\}$ ,  $i = \{1 \dots n\}$ , where  $x_i \in \mathbb{R}^d$  are input vectors and  $y_i \in \{-1, +1\}$  which are class symbols with only two values. In the case of linearly separable data, the Hyper-Plane  $f(x)$  makes a complete separation of two classes of samples, such that all samples with  $y_i = +1$  fall on the right top side and where  $f(x) > 0$ . On the other hand samples with  $y_i = -1$  fall on the left bottom side and there

is  $f(x) < 0$ . All Hyper-Planes in  $\mathbb{R}^d$  are parameterized by a vector  $w$  that is orthogonal to the Hyper-Plane, and a scalar  $b$  that is the bias of the Hyper-Plane with respect to origin.

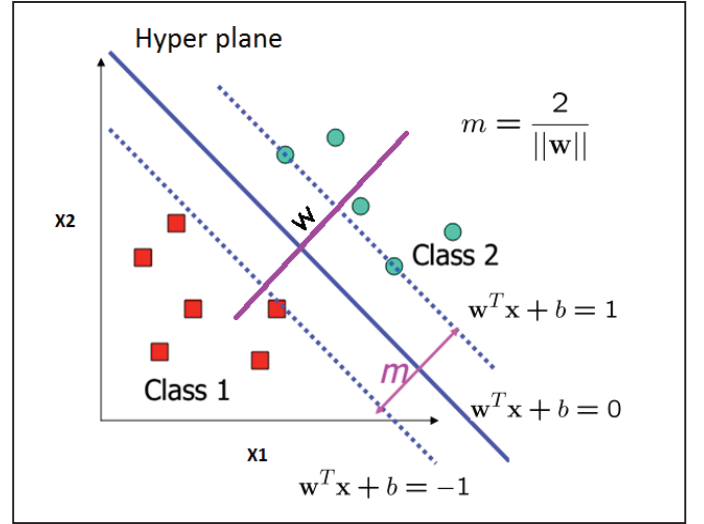


Figure 3: Optimal hyper plane

The optimal decision boundary can be found by solving the following constrained optimization problem also called primal formulation of SVM.

$$\begin{aligned} \text{Minimize:} & \quad \frac{1}{\|w\|} \\ \text{Subject to:} & \quad y_i(w^T \cdot x + b) \geq +1 \quad \forall i \end{aligned}$$

The main method of SVM implementation is with Lagrange multipliers also called the dual formulation. This minimization problem is known as a Quadratic Programming Problem (QP) and it can be solved using many special purpose solvers [11]. One of the most commonly used solvers comes from Bioinformatics toolbox in MATLAB.

If the input data set is not linearly separable, there is a way to "pre-process" the data by defining a mapping  $z = \phi(x)$  that transforms the  $d$  dimensional input vector  $x$  into a higher  $d'$  dimensional vector  $z$ . The mapping function  $\phi(x)$  in higher dimensional feature space is called the *kernel trick*.

In order to classify all four basic types of faults, a multiclass support vector machine based on One-Versus-All approach [12] was developed. The multiclass SVM is comprised of four individual binary class SVM models for each type of fault. The detailed classification functions and the output patterns of these SVMs are summarized in TABLE 1.

TABLE 1: CLASSIFICATION FUNCTIONS AND THE OUTPUT OF SVM

Phase	Classification function	Detailed info	Output
Phase A	SVM for Phase to ground fault	A-G	1
	SVM for Double phase to ground fault	AB-G	2
	SVM for phase to phase fault	AB	3
	SVM for Three phase fault	ABC	4

Phase B	SVM for Phase to ground fault	B-G	1
	SVM for Double phase to ground fault	BC-G	2
	SVM for phase to phase fault	BC	3
	SVM for Three phase fault	ABC	4
Phase C	SVM for Phase to ground fault	C-G	1
	SVM for Double phase to ground fault	AC-G	2
	SVM for phase to phase fault	AC	3
	SVM for Three phase fault	ABC	4

### C. Fault Classification Scheme

Once a fault has been detected by the fault detection module, the classification module is automatically triggered. The fault classification module takes a six dimensional input vector comprising three phase voltage and phase current samples. The vector can be expressed as

$$\mathbf{x} = [V_a, V_b, V_c, I_a, I_b, I_c]. \quad (4)$$

There are four major types of faults considered in this study

- Signal phase-to-ground faults : A-G, B-G, C-G;
- Double phase-to-ground faults : AB-G, BC-G, AC-G;
- Phase-to-phase faults : AB, BC, AC;
- Three phase fault : ABC;

Figure 3 shows the flowchart of SVM based fault classification scheme where each support vector machine designates a fault type. The individual SVM uses the input vector and calculates the functional value which results in either a positive or a negative output.

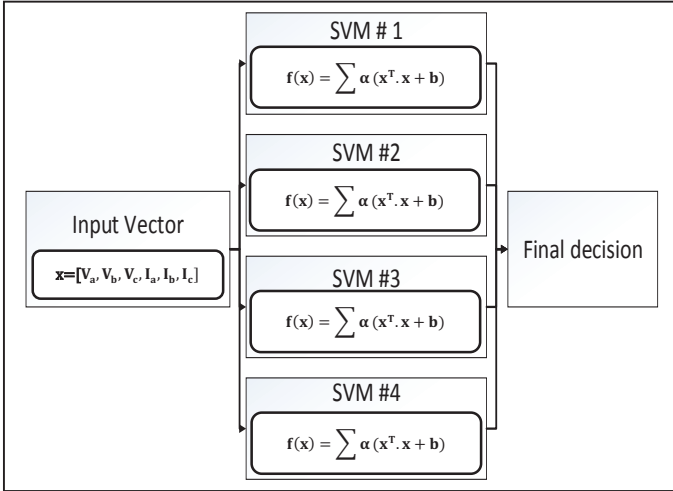


Figure 3: Flowchart of SVM based fault classification scheme

In order to classify all four major types of fault a multiclass decision based on *One-Versus-All* approach is used that provides the confidence of fault classification on each fault event.

### III. SIMULATION AND EVALUATION OF SVM BASED FAULT CLASSIFICATION

This section presents the MATLAB based simulation of various fault types in a medium voltage grid model in integration with distributed generation. Different fault types at different

fault locations are simulated and correspondingly their associated three-phase voltage and current measurements are recorded to build a training data base for the classifier. Once training is completed offline, testing is performed by simulating different types of faults and their classification is evaluated for true and false cases.

### A. Medium Voltage Distribution Grid Model

Figure 4 shows the schematic diagram of a reference medium voltage distribution grid model which was tested under various star point topologies.

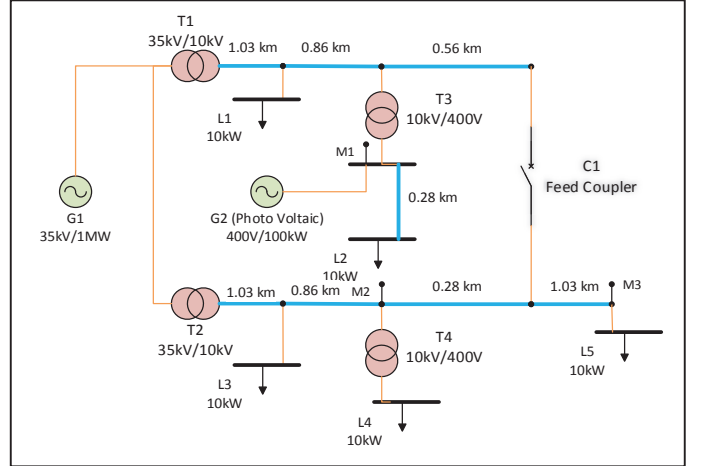


Figure 4: Schematic diagram of grid model with SS and DG

From Figure 4 G1 denotes a three-phase power source with rated voltage of 35 kilo-Volts and power capacity of 1 mega-Watts. The output from this source, used as infeed to the distribution grid is stepped down to 10kV on two separate substations denoted by T1 and T2 respectively. Feeder 1 contains a substation at 10kV denoted by T1 and a secondary substation at 400V at a distance of 1.89 km denoted by T3. A Photovoltaic based distributed generation G2 rated at 400V/100kW is integrated on this secondary substation. Moreover it also contains one fault inception and measurement block connected on secondary substation at M1. Feeder 2 contains a substation at 10kV denoted by T2 and a secondary substation at 400V at a distance of 1.89 km denoted by T4. It has backward as well as forward fault inception and measurement blocks to simulate both type of faults in the presence of closed loop operation of the grid. They are denoted by M2, and M3 respectively. There are in total three measurement points integrated in the grid on each fault inception block. Two of them in feeder 2, both on substation T1 and are denoted by M2, and M3; while the third measurement point is in feeder 1, integrated on secondary substation T3 denoted by M1. All measurements points provide per unit values of three-phase voltages and currents samples. A feed coupler is modelled as a switch that can be controlled with the prime purpose of simulating the ring topology of a distribution network. It is denoted by C1 in the schematic. When the feed coupler is activated, both distribution feeders are connected to each other.

### B. Training and Testing Scheme for SVM

Figure 6 shows the flow chart for offline training and testing of support vector machine application as fault classifier.

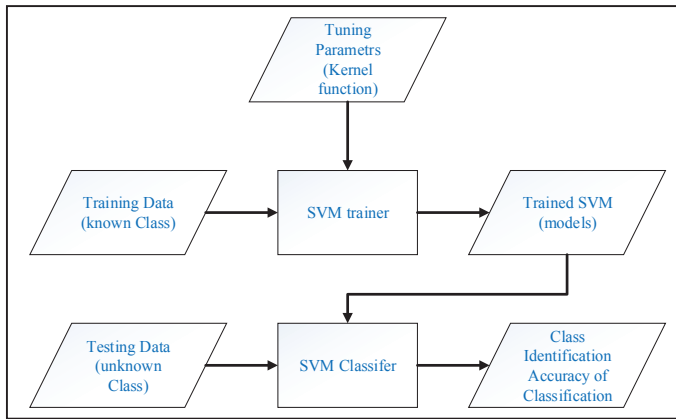


Figure 6: Flow chart for offline training and testing of SVMs

The training phase includes selection of parameters associated with the kernel function [11] and preparation of input data with known class types. Offline training is performed that generates models of SVM related to each class type. It should be noted that the size of training data, the dimension of inputs, and the selection of kernel function has a direct impact on the performance of the SVM classifier in terms of convergence and related time consumption for both training and testing phases.

The testing phase is also performed offline for simulation purpose. This requires input of data with unknown class to the SVM classifier. The classifier uses models that are generated from training phase to predict the class type associated with each testing case. As a result the accuracy of classification can be analyzed by generating cross validation data from training samples.

### C. Results on Fault Classification

TABLE 2, TABLE 3 and TABLE 4 shows cross validation statistics of different fault cases against offline trained and tested samples based on RMS values of voltage and current signals. A Radial basis kernel function is used in each training phase with a different tuning parameter  $\sigma$ .

TABLE 2: FAULT CLASSIFICATION STATISTICS:  $\sigma=1$

Fault Type	Test Cases	A-G	A-B	AB-G	ABC	Hit Rate
A-G	3000	2123	654	198	25	70%
A-B	3000	412	1567	911	110	52%
AB-G	3000	512	311	1821	356	60%
ABC	3000	138	223	625	2014	67%

TABLE 3: FAULT CLASSIFICATION STATISTICS:  $\sigma=0.75$

Fault Type	Test Cases	A-G	A-B	AB-G	ABC	Hit Rate
A-G	3000	2670	110	178	42	89%
A-B	3000	333	2510	123	34	83%
AB-G	3000	210	153	2598	39	86%
ABC	3000	183	52	62	2703	90%

TABLE 4: FAULT CLASSIFICATION STATISTICS:  $\sigma=0.5$

Fault Type	Test Cases	A-G	A-B	AB-G	ABC	Hit Rate
A-G	7000	7000	0	0	0	100%
A-B	7000	34	6954	12	0	99%
AB-G	7000	93	8	6899	0	98%
ABC	7000	0	40	0	6960	99%

### IV. REAL-TIME VALIDATION OF SVM FAULT CLASSIFIER

In order to validate the simulation results in real-time, the grid model must be tested on hardware platform for different fault cases. For this purpose extensive hardware in the loop simulations are carried out using a real-time hardware simulator running the grid model under online induction of different fault conditions. Real-time fault detection and classification is implemented in hardware on a Bachmann M1 PLC system.

#### A. Real-Time Fault Detection and Classification Scheme

Figure 7 shows the scheme implemented in hardware for online fault detection and classification.

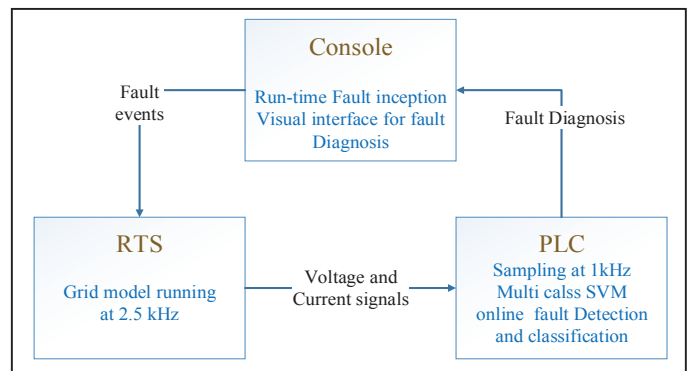


Figure 7: Hardware implementation scheme for online fault detection and classification

#### B. Opal-RT Real Time Simulator

An OPAL-RT real-time Hardware in the Loop (HIL) simulator at the disposal of ie3 lab at TU-Dortmund is used to run the grid model in real-time. The availability of multicores on this FPGA based real-time simulator is exploited in such a way that the complete grid model runs on one master core in conjunction with the PV based distributed generation on a slave core. This model splitting was necessary to avoid the introduction of overruns if the complete model was to run on a single core. The model runs on a step time of 400 micro seconds. A console block is used at the same time to generate different fault types on two forward fault locations and one backward fault location. It is important to note that at one time only one fault type is allowed to be triggered on an exactly one fault location. Meanwhile at any point in time the coupler may be activated to close the two grid feeders and enable the radial distribution network topology.



### C. Hardware Setup

An overview of the hardware used at the disposal of ie3 lab is shown in Figure 8



Figure 8: Experimental Setup

### V. DISCUSSION AND CONCLUSION

A vital attribute of an electrical power network is the continuity of service with a high level of reliability. This has motivated many researchers to investigate power systems in an effort to improve power system reliability by focusing on fault detection, classification, and localization. We have presented a novel fault protection framework based on support vector machine that detects and classifies major fault types in electrical power systems. The proposed scheme has integrated fault detection and classification. The simulation results show that this algorithm has high accuracy in the classification performance and a wider generalization ability by using the learning and testing patterns in the voltage-current domain. A test distribution grid model with photovoltaic based distributed generation is successfully implemented in real-time on real-time simulator hardware. Experimental results show the hardware in loop simulation and the evaluation of the designed protection scheme implemented on a Programmable Logic Controller. The protective framework is of general applicability such that it can be deployed at any measurement point in the distribution grid. Hence it is shown that the algorithm has ability to correctly detect and classify fault occurrences making it suitable for modern distribution grids rendering high level of reliability.

While this study has a number of assumptions to secure the framework's successful implementation, there are several power network practices that can be included in possible future work to allow for improvements. These may include Integrating FACTS (Flexible Alternating Current Transmission System) in the distribution grid. The presented framework can be extended for fault localization. Instead of using offline trained models for fault classification, the framework can be adapted to perform online training making it more robust and immune to noise

sources. The current scheme in combination with other fault classifiers can be hybridized to use the advantages of each protection scheme together. This would make it more adaptive to real world environments, especially when the work scope is expanded to include variation in system's parameters such as fault resistances, fault inception angles, high impedance faults, and ground level rise.

### REFERENCES

- [1] a. W. K. Z. Chen, „Protection Coordination Based on Multi-agent for Distribution Power System with Distribution Generation Units,“ 2007.
- [2] C. C. L. J. M. a. L. E. S. M. Kezunovic, „Automated fault analysis,“ IEEE Power Engineering Society, 2000.
- [3] I. M.Kezunovic, „Detect and classify faults using neural nets,“ *Computer Applications in Power, IEEE*, Bd. 9, Nr. 4, Oct 1996.
- [4] D. L. L. A.K. Ghosh, „The Classification Of Power System Disturbance Waveforms Using A Neural Network Approach,“ *IEEE Transactions on Power Delivery*, Bd. 10, Nr. 1, 1995.
- [5] K. G. a. N. Kumarappan, „Comparative Study of Fault Identification and Classification on EHV Lines Using Discrete Wavelet Transform and Fourier Transform Based ANN,“ *International Journal of Electrical, Computer, and Systems Engineering*, 2008.
- [6] S. G. Mallat, „A theory for multiresolution signal decomposition: The wavelet representation,“ *IEEE Transactions on Pattern Analysis Machine Intelligence*, Bd. 11, Nr. 7, p. 674–693, 1989.
- [7] Q. H. Alsafasfeh, „Fault Classification and Localization in Power Systems Using Fault Signatures and Principal Components Analysis,“ *Energy and Power Engineering*, Bd. 4, 2012.
- [8] S. M. M. M. A. S. a. A. C. L. P. K. Dash, „Classification of Power System Disturbances Using a Fuzzy Expert System and a Fourier Linear Combiner,“ *IEEE transactions on power delivery*, Bd. 15, Nr. 2, 2000.
- [9] P. S. S. & P. G. Dash, „Fault classification and section identification of an advanced series-Compensated Transmission Line Using Support Vector Machine,“ *IEEE Transactions on power delivery*, Bd. 22, 2007.
- [10] H. Saadat, *Power System analysis*, McGraw Hill, 2002.
- [11] O. C. D. D. a. J. W. E. L. Bottou, *Large Scale Kernel Machines*, MIT: Cambridge, MA: MIT Press, 2007.
- [12] B. T. D. & K. H. Ravikumar, „Intelligent Approach for Fault Diagnosis in Power Transmission Systems Using Support Vector Machine,“ *International Journal of Emerging Electric Power Systems*, 2007.

# Optimierung von Mittelspannungsnetzen durch Reduktion der Netzverluste

Timo Wißmann  
Fachhochschule Bielefeld  
Bielefeld, Deutschland  
timo.wissmann@fh-bielefeld.de

Jens Haubrock  
Fachhochschule Bielefeld  
Bielefeld, Deutschland  
jens.haubrock@fh-bielefeld.de

Ansgar Ottensmann  
Fachhochschule Bielefeld  
Bielefeld, Deutschland  
ansgar.ottensmann@fh-bielefeld.de

**Zusammenfassung** — Durch die Umstrukturierung von Mittelspannungsnetzen in Deutschland sowie durch die Veröffentlichungs- und Ausschreibepflicht von Netzverlusten bekommt die Optimierung von Energieversorgungsnetzen mehr und mehr an Bedeutung. Dieser Beitrag befasst sich mit der Optimierung von einem Mittelspannungsnetz, welches durch verschiedene Spannungsebenen (110 kV und 30 kV) gespeist wird. Durch ein erhöhtes Anlagenalter der 30-kV-Betriebsmittel, soll überprüft werden ob die Möglichkeit besteht ein Umspannwerk 30/10 kV durch eine 10-kV-Stützpunktstation zu ersetzen. Hierzu werden zwei Varianten entwickelt und mit der Netzberechnungs- und Simulationssoftware PSS@Sincal hinsichtlich der Netzverluste untersucht. Als Vergleichsnetz wird ebenfalls auch das Ursprungsmittelspannungsnetz herangezogen, und untersucht welche Betriebsmittel zu ersetzen sind. Als weiterer Ansatzpunkt werden die ungefähren Kosten für die beiden Varianten und den Weiterbetrieb des Netzes aufgestellt [1].

**Schlüsselwörter** — Netzoptimierung, Netzverluste, Netzberechnung, Mittelspannung

## I. EINLEITUNG

Mittelspannungsnetze werden in Deutschland für die Verteilung elektrischer Energie eingesetzt. Diese werden mit Nennspannungen von 10 kV oder 20 kV betrieben. Durch historische Gegebenheiten und Entwicklungen werden in der Bundesrepublik Deutschland teilweise noch Netze mit einer Nennspannung von 30 kV betrieben. Diese werden in Deutschland, wie auch die Niederspannungsnetze, als Verteilnetze bezeichnet [1], [2]. Die Aufgabe dieser Netze besteht darin, die Endkunden (Haushalt, Handel und Gewerbe) mit Energie zu versorgen und die aus den dezentralen Erzeugungsanlagen (DEA) erzeugte Energie aufzunehmen und zu verteilen. Teilweise werden Industriebetriebe ebenfalls aus der Mittelspannungsebene versorgt, dies ist hauptsächlich abhängig von der benötigten Anschlussleistung. Die Mittelspannungsebene wird aus der Hochspannungsebene (110 kV) über Transformatoren gespeist.

In diesem Beitrag werden die auftretenden Verluste von einem 30-kV-Kabel inklusive der Umspannverluste in die 10-kV-Ebene und die Verluste von einem 10-kV-Doppelkabel sowie einer 10-kV-Einfachleitung gegenübergestellt und genauer betrachtet. Die beiden Kabelverbindungen sind gleich lang und sind aus einem realen Netz, für eine städtische Versorgung von ca. 25 000 Einwohner entnommen. In diesem Fall soll der Ersatz des 30-kV-Kabels genauer betrachtet werden.

## II. ZIELSETZUNG

Ein bestehendes, regionales Verteilnetz der Spannungsebenen 0,4 kV, 10 kV und 30 kV soll hinsichtlich der Netzverluste optimiert werden. Dazu wird überprüft, ob der bislang über die 30 kV Ebene versorgte Netzbereich über die 10 kV Ebene, als Stützpunktstation, versorgt werden kann.

## III. AUSGANGSSITUATION UND MITTELSPANNUNGSNETZ

Das bestehende Verteilnetz repräsentiert ein 10-kV-Mittelspannungsnetz welches über zwei Umspannstationen direkt aus dem überlagerten 110-kV-Hochspannungsnetz und einer Umspannstation aus dem 30-kV-Mittelspannungsnetz gespeist wird. Im weiteren Verlauf werden die Umspannstationen als Umspannwerke (UW) bezeichnet. In Abbildung 1 ist schematisch die Einspeisung in die drei städtischen Teilnetze dargestellt:

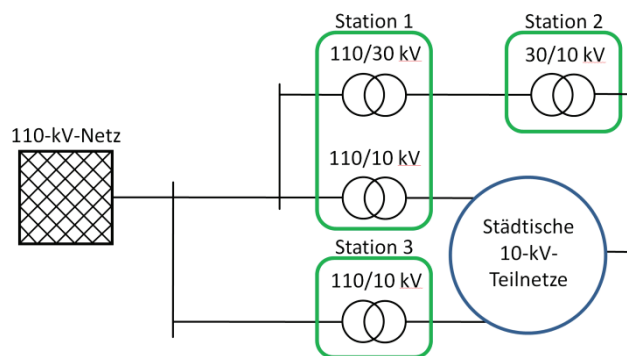


Abb. 1: Überlagerte Netze der 10-kV-Netzebene

Die städtischen 10-kV-Teilnetze werden als Strahlen- oder offene Strangnetze, mit der Möglichkeit über eine redundante Einspeisung in der Gegenstation, betrieben [3], [4]. Die Teilnetze untereinander besitzen, im Normalbetrieb, keine elektrische Verbindung. Die Trennstelle liegt in den meisten Fällen in der Mitte der Kabelstrecken. Das elektrische Verteilnetz ist, wie anfangs schon erwähnt einem realen Netz, eines VNB mit ca. 25 000 Einwohnern, entnommen.

Das in Abbildung 1 dargestellte 30-kV-Kabel zwischen der Station 1 und der Station 2 ist ein Teil eines vorhandenen 30-kV-Ringnetzes der Region, welches Mitte der 1960er Jahren errichtet worden ist. Das 30-kV-Kabel ist Anfang der 80er Jahre gelegt worden. Somit ist für zukünftige

tige Planungen mit einem Ersatz oder Rückbau für dieses Teilnetz auszugehen. Der Transformator im UW 2 ist Baujahr 1962, es sollte ebenfalls ein Ersatz für zukünftige Planungen in Betracht gezogen werden. Die Entfernung zwischen den beiden Stationen beträgt 3 km. Die Einspeisung des 30-kV-Mittelspannungsnetzes ist über einen Transformator 110/30 kV in dem UW 1 gesichert. Weitere Einspeisungen befinden sich nicht in unmittelbarer Nähe. In der Simulation mit dem Berechnungsprogramm PSS®Sincal, wird diese Kabelstrecke als Punkt zu Punkt Verbindung nachgebildet. Die Auslastung des Kabels entspricht der Netzlast des UW 2. Aufgrund der weiterführenden Kabel in dem UW 1 und 2 ist im Normalbetrieb eine deutlich höhere Auslastung zu erwarten. Somit sind einhergehend der tatsächliche Spannungsfall und die Verluste des Kabels höher anzusetzen.

Das Bestandsnetz hat eine Netzlast von 37,61 MVA, welche sich im Normalschaltzustand wie nachfolgend aufgeführt zusammensetzt:

- UW 1: 19,09 MVA
- UW 2: 6,23 MVA
- UW 3: 12,29 MVA

Die Netzlast wurde durch 215 Lasten modelliert, welche an 212 Transformatoren in Ortsnetz- oder Kundenstationen angeschlossen sind. Die Lasten ergeben eine Leistung von 30,27 MVA. An sieben Netzknoten wird elektrische Energie an benachbarte 10-kV-Netzzweige übergeben, welche nicht zum VNB-Netz gehören. Es ergibt sich eine Gesamtlast von 36,57 MVA. Ebenfalls sind in dem Netz drei Windkraftanlagen, mit insgesamt 53 kVA, nachgebildet. Ein Netzschnitt mit Windkraftanlage und ein Niederspannungstransformator mit Last, ist in Abbildung 2 dargestellt. Die Transformatorverluste und die Kabelverluste sind ebenfalls mit PSS®Sincal nachgebildet [5], [6]. Die weiteren Betriebsmittel werden ebenfalls in der Software PSS®Sincal nachgebildet. Aus diesen Simulationen und Berechnungen resultieren die Ergebnisse welche nachfolgend als Datengrundlage dienen.

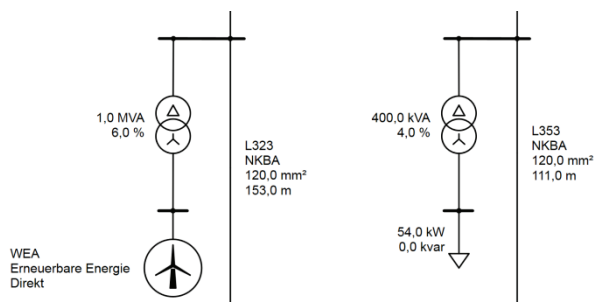


Abb. 2: Nachbildung der Betriebsmittel des MS-Netzes

Die Netzverluste in der 10-kV-Ebene belaufen sich auf 797 kW. Für eine weitergehende Bewertung und den Vergleich mit den zu entwickelten Varianten, ist es sinnvoll die Verluste des 30-kV-Verbindungskabels sowie des Transformators 30/10 kV ebenfalls zu berücksichtigen. Diese belaufen sich auf 53 kW, welche jedoch in Normalbetrieb höher ausgeprägt sein können. Es ergeben sich gesamte

Netzverluste von 850 kW, welche im weiteren Verlauf mit den folgenden Varianten verglichen werden sollen. Eine Betrachtung der Umspannverluste des Transformators 110/30 kV im UW 1 findet keine Anwendung, da dieser ebenso in das weiterführende 30-kV-Mittelspannungsnetz einspeist und das Ergebnis verfälschen würde.

Das in der DIN EN 50160 geforderte Spannungsband, von  $\pm 10\%$ , wird an allen Knoten des Netzes eingehalten. Die Spannung im 10-kV-Mittelspannungsnetz schwankt in einem Bereich von 99,3% – 103,1%, es ergibt sich ein maximales Spannungsdelta von 3,8%. Die Spannungen an den Sammelschienen der einzelnen UW's liegen zwischen 102,4% – 103,1%.

In der nachfolgend aufgeführten Tabelle sind die Veränderungen für die einzelnen Varianten aufgelistet. Im weiteren Verlauf werden diese kurz erläutert.

TABELLE I.  
ÜBERSICHT DER VERÄNDERUNGEN IN DEN EINZELNEN VARIANTEN

Variante	Veränderungen in dem Netz
Ausgangssituation und Weiterbetrieb	Gegebenenfalls Ersatz: <ul style="list-style-type: none"> <li>• 30-kV-Kabel (1 oder 2 Systeme)</li> <li>• Transformator 110/30 kV</li> <li>• Transformator 30/10 kV</li> <li>• Schaltanlage und Schutztechnik 30/10 kV</li> </ul>
Variante A	Neubau: <ul style="list-style-type: none"> <li>• 10-kV-Kabel 2 Systeme</li> </ul> Gegebenenfalls Ersatz: <ul style="list-style-type: none"> <li>• Schaltanlage und Schutztechnik 10 kV</li> </ul>
Variante B	Neubau: <ul style="list-style-type: none"> <li>• 10-kV-Kabel 1 System</li> </ul> Gegebenenfalls Ersatz: <ul style="list-style-type: none"> <li>• Schaltanlage und Schutztechnik 10 kV</li> </ul>

Auf der Grundlage der Ausgangssituation des Mittelspannungsnetzes und des vorangeschrittenen Alters der 30-kV-Betriebsmittel ist im ersten Szenario der Ersatz des 30-kV-Kabels durch zwei 10-kV-Kabel vorgesehen. In diesem Fall werden zwei Kabelsysteme verwendet, um bei einem Fehler auf einem System, über das verbleibende Kabelsystem einen Weiterbetrieb sicherzustellen. Der Weiterbetrieb mit einem Kabelsystem birgt gleichzeitig die Grundlage für die Variante B. In dem eigentlichen Verteilnetz werden keine Veränderungen vorgenommen.

#### Szenario A: Realisierung zweier Kabelsysteme 10 kV

Grundlage für die Auswahl des Kabels ist die Strombelastbarkeit. Hierbei soll die Auslastung des Kabels bei Ausfall eines Systems unterhalb von 70% des Nennstromes liegen. Dieses wird häufig als EVU-Last eines Kabels angegeben [6]. Der sich aus der Lastflusssimulation (10 kV), ergebene Strom für die Anbindung des UW 2 beträgt 350 A. Für diesen Strom ist ein Mittelspannungskabel Typ N2XS(F)2Y mit einem Querschnitt von 240 mm<sup>2</sup> ausreichend. Dieses hat einen thermischen Grenzstrom von 526 A bei 20°C und Bündel- Anordnung [7]. Es ergibt sich eine Kabelauslastung von 67%. Bei genauerer Betrachtung der Listenpreise und dem Vergleich mit dem nächsthöheren Querschnitt (300 mm<sup>2</sup>), ist es sinnvoll, aufgrund der geringen Mehrkosten und der höheren Strombelastbarkeit,

den höheren Querschnitt zu wählen [8]. Wird nun die Simulation um diesen Kabeltyp und Querschnitt ergänzt, so ergibt sich eine Kabelauslastung von 59%. Durch den Ansatz von zwei Systemen ergibt sich aus der Simulation eine Kabelauslastung von 29% je Kabelsystem. Das bedeutet für diese Variante, dass die Kabel einen großen Sicherheitsabstand, zu der EVU-Last (70%) besitzen. Ebenfalls sind die Kabel keiner übermäßigen Alterung durch Stromwärme ausgesetzt [7]. Die Ergebnisse der Kabelauslastung sind in Abbildung 3 dargestellt.

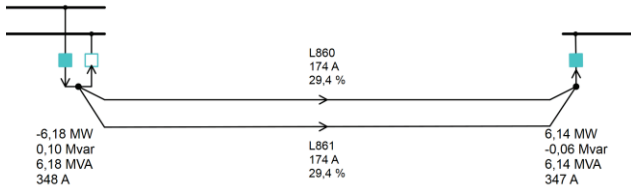


Abb. 3: Doppelkabel für die Stützpunktstation

### Szenario B: Realisierung eines Kabelsystems 10 kV

Aus der Variante A, mit einem Doppelkabel, leitet sich die zweite Variante B ab, eine Realisierung mit einem Kabelsystem. Das Mittelspannungskabel in dieser Variante ist mit einer Auslastung von 59% ebenfalls unterhalb der EVU-Last (70%) und der Maximallast im gestörten Betrieb (120%) [6], [9]. Die Auslastung des Einfachkabels ist in der Abbildung 4 dargestellt.

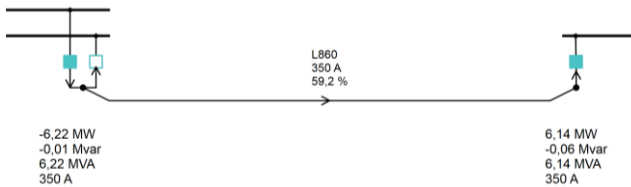


Abb. 4: Einfachkabel als Einspeisung für die Stützpunktstation

Die (n-1)-sichere Versorgung wird in diesem Fall über das 10-kV-Verteilnetz gewährleistet. Die offenen Trennstellen in der Strangstruktur werden hierzu geschlossen. Anschließend wird diese durch die Simulation überprüft. Sollte das Mittelspannungskabel, welches die Stützpunktstation versorgt ausfallen, ist es nicht möglich alle Lasten in dem Teilnetz zu versorgen. Die vorhandenen Kabel werden mit bis zu 166% belastet. Dieses führt zu einer irreversiblen Schädigung der Kabel. Somit ist es technisch nicht möglich die (n-1)-sichere Versorgung sicher zustellen.

## IV. ERGEBNISSE

Die beiden Varianten der Netzoptimierung werden in PSS®Sincal verändert und angepasst. Die Ergebnisse der Berechnungen werden anschließend dem Programm entnommen und in diesem Abschnitt dargestellt. Als Ausgangszustand gilt der in Abschnitt III beschriebene Netzzustand und die hierzu gehörenden Netzverluste.

In der Variante A gibt es an keinem Knoten im Netz eine Spannungsbandverletzung. Die Spannungen liegen im Bereich von 99,1% – 103,1%, es ergibt sich ein maximales

Spannungsdelta von 4,0%. Die geringste Knotenspannung ist um 0,2% kleiner als in dem Ursprungsnetz.

Für die Variante B wird ebenfalls die Spannung an allen Knoten im Netz eingehalten. In diesem Fall liegt die Spannung in dem Bereich von 98,6% – 103,1%, es ergibt sich ein Spannungsdelta von 4,5%. Die geringste Knotenspannung ist um 0,7% kleiner im Vergleich zum Ursprungsnetz.

In der Variante A ergeben sich Netzverluste von 834 kW, diese sind um 16 kW geringer als in dem Ursprungsnetz. Dieses lässt sich auf den nicht mehr benötigten Transformator in dem UW 2 zurück zu führen. Die Verluste der 30-kV-Kabelverbindung und die Umspannverluste des Transformators 30/10 kV kompensieren die Verluste des 10-kV-Doppelkabels. Der (n-1)-sichere Betrieb ist bei Ausfall eines Kabels über das verbliebene Kabel gesichert.

In der Variante B ergeben sich Netzverluste von 872 kW diese sind um 22 kW höher als die Verluste des Ursprungsnetzes. Dieses lässt sich auf das höher belastete 10-kV-Verbindungskabel zurückführen. Dieser Betriebszustand des Netzes repräsentiert eine kostengünstigere Realisierung mit einem Einfachkabel oder den gestörten Betriebsfall der Variante A.

## V. AUFSTELLUNG DER MATERIALKOSTEN

In diesem Abschnitt werden die anzusetzenden Kosten aufgestellt. Diese Kosten sind reine Materialkosten der Kabel. Die Materialkosten für die Kabel setzen sich jeweils aus den Hohlkosten und dem Kupferzuschlag zusammen [8]. Die Kosten für die Verlegung der Kabel werden in allen Varianten, aufgrund der gleichen Wegstrecke, annähernd die gleiche Höhe aufweisen. Für den weiteren Vergleich der Varianten werden diese Kosten nicht weiter berücksichtigt.

### A. Ersatz und Weiterbetrieb des Ursprungsnetzes

Für den Fall des Weiterbetriebs der Mittelspannungsnetzes mit beiden Spannungsebenen (30 kV und 10 kV), müssen einige der Betriebsmittel ersetzt werden, um Ausfälle minimieren zu können. Diese wurden bereits in der Tabelle I Aufgeführt.

Für den Ersatz des 30-kV-Kabels, ergeben sich für eine Länge von 3 km und einem Querschnitt von 95 mm<sup>2</sup> rund 198 000 €. In diesen Fall müsste jedoch berücksichtigt werden, dass für eine redundante Versorgung der Umspannanlage eine weitere Kabelverbindung notwendig ist. Wird dieses ebenfalls über eine Doppelleitung realisiert, so sind Kosten mit 396 000 € anzusetzen [9], [10].

An dieser Stelle ist ein Ersatz des Transformators 30/10 kV nicht mit inbegriffen. Ebenfalls ist ein Ersatz der Schaltanlage 30 kV und 10 kV bei einer genaueren Planung mit zu berücksichtigt werden. Die "Realen" Kosten für den Weiterbetrieb beider Spannungsebenen sind somit deutlich höher anzusetzen.

### B. Ersatz des 30-kV-Kabels durch ein 10-kV-Doppelkabel

Für die Realisierung mit einem Doppelkabel mit einem Querschnitt von 300 mm<sup>2</sup> sind für eine Länge von 3 km Materialkosten von ca.: 446 000 € anzusetzen [9], [10].

Gegebenenfalls ist hier für weitere Planungen ein Ersatz der 10-kV-Schaltanlage mit zu berücksichtigen.

### C. Ersatz des 30-kV-Kabels durch ein 10-kV-Kabel

Für die Realisierung mit einem Kabel mit einem Querschnitt von 300 mm<sup>2</sup>, halbieren sich die Kosten. Es sind Kosten von ca.: 223 000 € anzusetzen [9], [10]. Ebenfalls ist hier der Ersatz der 10-kV-Schaltanlage für weitergehende Planungen mit zu berücksichtigen.

## VI. ZUSAMMENFASSUNG UND AUSBLICK

Die Simulationen mit dem Programm PSS@Sincal haben ergeben, dass die Materialkosten für den Weiterbetrieb, mit dem Ersatz des 30-kV-Kabels und dem Ersatz des Kabels durch ein 10-kV-Kabel (Variante B), ungefähr die gleiche Höhe haben. Die Netzverluste sind bei Betrieb über das 10-kV-Einfachkabel um nur 22 kW höher als bei Weiterbetrieb mit 30-kV-Kabel. Jedoch fallen bei Weiterbetrieb zusätzliche Kosten für den Ersatz des Transformators 30/10 kV und eventuell zu ersetzende Schaltanlagen an.

Die Variante A hat im Vergleich zu dem Ursprungsnetz und der Variante B die geringsten Netzverluste, jedoch sind die Kosten das 10-kV-Doppelkabel mehr als doppelt so hoch. Die Netzverluste betragen in dieser Variante 834 kW das entspricht 16 kW weniger als im Ursprungsnetz. Der weitere Vorteil in dieser Variante besteht darin, dass bei einem zukünftigen Wegfall der 30-kV-Ebene ein Weiterbetrieb möglich ist. Es muss gegebenenfalls die 10-kV-Schaltanlage, altersbedingt ersetzt werden, jedoch ist dieses auch in allen weiteren Varianten nötig. Desweiteren lässt eine Reduzierung der Netzverluste auf eine Verringerung der variablen Betriebskosten schließen. Der Wegfall der 30-kV-Ebene birgt noch einen weiteren Vorteil, der Platzbedarf für Schaltanlage und Transformator (30 kV) entfällt.

Bei Betrachtung der Ausfallsicherheit ist ebenfalls die Variante A im Vorteil. Da hierbei die elektrische Energie über das verbliebene Kabel übertragen werden kann. In dem Ursprungsnetz wird die (n-1)-sichere Versorgung über die 30-kV-Ringleitung sichergestellt, hierbei ist jedoch nicht sicher wie weit die Spannungsebene in Zukunft erhalten bleibt. Die Variante B scheidet aufgrund der nicht gegebenen Ausfallsicherheit der Kabelstecke aus.

Abschließend ergibt die Variante A die meisten Vorteile, da die Netzverluste hierbei auf ein Minimum reduziert werden können und die Realisierung in der gleichen Spannungsebene wie das Verteilnetz umgesetzt werden kann. Es fallen somit keine aufwendigen Umbau- oder Erneuerungsmaßnahmen in der 30-kV-Ebene an. Wird die Ausfallsicherheit (n-1) mitberücksichtigt und ein Weiterbetrieb des Netzes angestrebt, kann es nötig sein die bestehende 30-kV-Kabelstrecke als Doppelkabel auszulegen. Dann ergeben sich Kosten von 396 000 €. Die Variante A ist hierbei lediglich mit 50 000 € höheren Kosten anzusetzen. Für den Weiterbetrieb fallen gegebenenfalls Kosten für den Ersatz des Transformators 30/10 kV und der Schaltanlage 30 kV an.

## REFERENCES

- [1] EnWG, Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung (Energiewirtschaftsgesetz), § 11 Abs. (1), 07.07.2005
- [2] K. Panos, *Praxishandbuch Energiewirtschaft*, 3. Aufl., Berlin Heidelberg: Springer, 2013.
- [3] A. J. Schwab, *Elektroenergiesysteme*, 3. Aufl., Berlin Heidelberg: Springer, 2012.
- [4] J. Schlabbach, D. Metz, *Netzsystemtechnik*, J.Schlabbach, Berlin: VDE-Verlag, 2005.
- [5] ABB AG, *Schaltanlagen Handbuch*, 12. Aufl., Hrsg., S. Kämpfer und G. Kopatsch, Berlin: Cornelsen, 2011.
- [6] DIN VDE, DIN EN 50464-1:2012-06
- [7] M. Kliesch, F. Merschel, *Starkstromkabelanlagen*, R. R. Cichowski, 2. Aufl., Frankfurt a. M.: EW Medien und Kongresse, 2010.
- [8] Nexanas Deutschland GmbH, [Online], [http://www.nexans.de/service/Germany-de\\_DE/navigate\\_229026/N2XS\\_F\\_2Y\\_RM\\_6\\_10\\_kV.html](http://www.nexans.de/service/Germany-de_DE/navigate_229026/N2XS_F_2Y_RM_6_10_kV.html), Zugriff: 24.10.2014.
- [9] Helukabel GmbH, [Online], [http://www.helukabel.de/de/de/produkte/produkte\\_detail.html?j\\_language=de&productKey=STD%5c\\_STD\\_32560](http://www.helukabel.de/de/de/produkte/produkte_detail.html?j_language=de&productKey=STD%5c_STD_32560), Zugriff: 14.10.2014.
- [10] Helukabel GmbH, [Online], [http://www.helukabel.de/de/de/service/metallnotierung/service\\_metallnotierung.html](http://www.helukabel.de/de/de/service/metallnotierung/service_metallnotierung.html), Zugriff: 14.10.2014.

# Implementation of a Solid-State Power Controller for High-Voltage DC Grids in Aircraft

Michael Terörde, Florian Grumm, Detlef Schulz  
Helmut Schmidt University / University of the Federal  
Armed Forces Hamburg  
mt@hsu-hh.de

Housam Wattar, Jens Lemke  
Airbus Group Innovation  
Hamburg

**Abstract**—Conventional electrical distribution systems onboard aircraft use a three-phase system with a typical voltage of 115 V<sub>AC</sub> or 230 V<sub>AC</sub> to supply electrical loads. Future aircraft demand more electric power due to the replacement of hydraulic and pneumatic systems by electrical ones and the increased use of multimedia entertainment systems. However, the aircraft weight can be decreased if a high-voltage direct current (HVDC) grid with a voltage level of  $\pm 270$  V<sub>DC</sub> or 540 V<sub>DC</sub> is implemented to supply the electrical loads. These higher voltages reduce cable weight, but are a new challenge for solid-state power controllers (SSPC), which are used as protection devices for cables and loads. Currently available SSPCs are limited to lower voltages and currents mainly because of the available power semiconductors. A SSPC for aircraft applications with a nominal voltage of 540 V<sub>DC</sub> and a nominal load current of 10 A has been developed at the Helmut Schmidt University in Hamburg in cooperation with Airbus Group Innovation using SiC-MOSFETs and has been tested. In this paper the design and experimental results are presented. The SSPC is able to supply itself from the high voltage autarkic and can accomplish various functions.

**Keywords:** Aircraft, Circuit Breaker, More Electric Aircraft, Silicon-Carbid, Solid State Power Controller

## I. INTRODUCTION

The demand for passenger and cargo aircraft is predicted to rise in the next decades. Especially due to increasing oil prices the airline demand more efficient and lighter aircraft because the operating costs are up to 50 % of the overall costs [1]. By improving the aircraft the electrical system is of special focus since the electrical power demand is rising. This is accounted by the concept of More Electric Aircraft and the intensify demand of multimedia entertainment systems by the passengers.

Conventional aircraft use a three-phase system with 115 V<sub>AC</sub> or 230 V<sub>AC</sub> by either a fixed frequency of 400 Hz or a variable frequency in range of 360 Hz to 800 Hz for most of the electrical consumers [2]. Also a 28-V<sub>DC</sub>-grid is used to

supply loads with a low power consumption. SSPCs were first used on 28 V<sub>DC</sub> grids in military ground platforms. The fuses and circuit breakers were replaced by more reliable and faster electronic components. The first civil passenger aircraft with a wide use of SSPCs is the A380 from Airbus [3], [4]. A SSPC consists of power semiconductors and several components like shown in Figure 1. SSPCs can be remote-controlled, do not arc and can switch currents within 3  $\mu$ s [3]. They allow an arc fault protection and an active control of current limits. They can also be used for power management functions. But SSPCs are more expensive compared to circuit breakers and normally depend on an external energy source with a typical voltage of 28 V<sub>DC</sub>.

At present, MOSFETs made of silicon (Si) are used. Due to the large specific resistance at higher blocking voltages Si is inferior to silicon carbide (SiC) [6]. Besides the lower specific on-resistance at high voltages the maximum allowed temperature is higher (200°C). The use of SiC JFETs need an additional 28 V<sub>DC</sub> grid because it is a normally on-device.

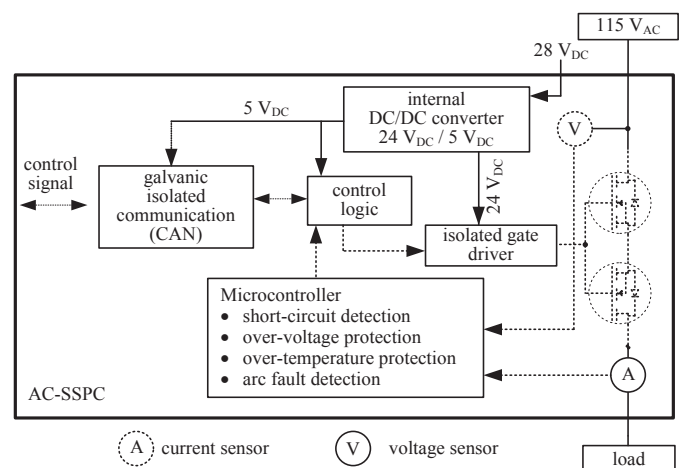


Figure 1. Basic set-up of AC Solid State Power Controller [11]

## II. FUTURE GRIDS

It is often suggested to use a high-voltage DC grid (HVDC) in future aircraft with only one voltage level of weather 270 V<sub>DC</sub>, ±270 V<sub>DC</sub> or 540 V<sub>DC</sub> [3], [7], [8], [9]. The voltage value of 270 V<sub>DC</sub> is obtained by rectifying the conventional 115 V<sub>AC</sub> of classical aircraft generators. The voltage of ±270 V<sub>DC</sub> or 540 V<sub>DC</sub> are obtained by rectifying newer 230 V<sub>AC</sub> aircraft generators [10]. Thereby, the high voltage leads to cable weight reduction and the DC leads to lighter electronic converters compared to AC/AC or AC/DC converters [1]. Since the DC current does not automatically crosses zero twice per cycle during a fault like in an AC power system, the protection is more complex. Conventional circuit breaker would arc in such a case and are relatively slow in shutting down a failure. If SSPCs are used for primary flight system they are considered essential meaning a claim of a high reliability is necessary.

## III. NEW SiC-BASED HVDC-SSPC

To demonstrate the functionality of a HVDC-SSPC in HVDC grids a prototype has to be developed. The following requirements are defined for the new HVDC-SSPC:

- rated voltage of 540 V<sub>DC</sub>
- short-time high-voltage capable of 1 kV
- nominal current of 10 A
- nominal power 5,4 kW
- low voltage drop

Different  $I^2t$ -curves are implemented for different current values of 3 A, 7 A and 10 A imitating a thermal fuse behavior. Additional goal of the research was that the new SSPC should be supplied by the primary voltage and not being dependent on an external 28-V<sub>DC</sub>-supply. The communication should be realized using the controller are network (CAN), which is the state of the art in aircraft systems. The new SSPC is able to shut off by:

- overcurrent
- over-voltage
- over-temperature 80°C

Additionally, under-voltage and under-temperature ratings can be implemented. Using the voltage and current sensors capacitive loads can be monitored. An additional conventional thermal fuse is implemented on the printed circuit board (PCB) as a backup option in case the SSPC's power switches are faulty, making the SSPC very reliable.

Si-MOSFETs are not suited for this application because of the lower voltage level. The SiC-MOSFETs used are APT40SM120 from Microsemi with the parameters:

- $I_D (25^\circ\text{C}) = 40 \text{ A}$  ( $I_D$ : drain current)
- $I_D (100^\circ\text{C}) = 24 \text{ A}$
- $I_{D \text{ max}} = 100 \text{ A}$
- $V_{BR(DS)} = 1,200 \text{ V}$  ( $V_{BR(DS)}$ : breakdown voltage)
- $R_{DS(ON)} = 80 \text{ m}\Omega$  ( $R_{DS(on)}$ : drain-source resistance)
- max.  $P_V = 215 \text{ to } 273 \text{ W}$  ( $P_V$ : power loss)
- $V_{GS} = -10 \text{ V to } 25 \text{ V}$  ( $V_{GS}$  gate-source voltage)
- $E_{AS} = 2.2 \text{ J}$  ( $E_{AS}$ : avalanche energy)

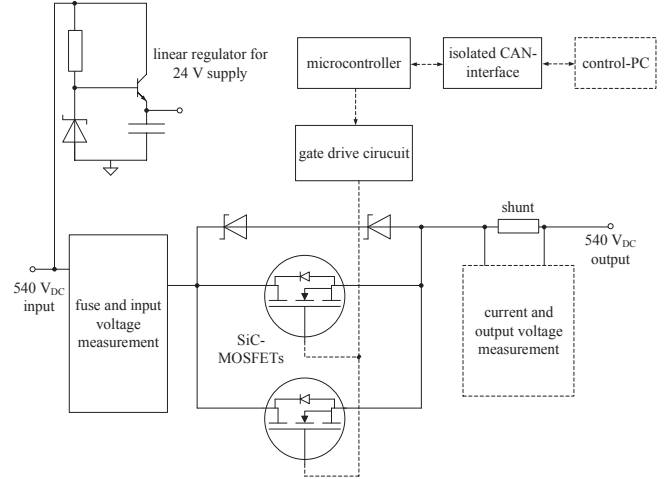


Figure 2. Schematic of the new HVDC-SSPC

Higher voltage spikes than the MOSFET rating, due to inductive load switching, are suppressed by two transient voltage suppressor diodes (TVS-diodes) in series connection, each having a rating of 450 V. Positive voltage spike for source to drain are not blocked due to the inherent body-diode. The schematic showing the basic modules is shown in Figure 2. The main components are the two parallel SiC-MOSFETs, the gate drive circuit including the isolated DC/DC-converters, bias power supply (linear regulator) and input/output circuits to measure and to control the device. Two SiC-MOSFETs in parallel are sufficient to satisfy the maximum allowed voltage drop at nominal load current. Using several sensors to determine the input voltage, output voltage, the load current and the temperature turns the SSPC into a monitoring system. The current is sensed using a high voltage current shunt monitor of type AD8212 combined with a pnp-bipolar junction transistor (BJT) to withstand the high voltage. The SSPC shall be activated with a CAN bus. Thereby, the SSPC can communicate the electrical and thermal measures to the main controller.

The semiconductor losses  $P_V$  are:

$$P_V = 2 \cdot (5\text{A})^2 \cdot 80\text{m}\Omega = 4 \text{ W}$$

Choosing low energy parts, the own power consumption  $P_E$  of the device is:

$$P_E = 24\text{V} \cdot 14\text{mA} = 0,34 \text{ W}$$

The power loss  $P_{npn270}$  produced by the npn-BJT of the linear regulator is:

$$P_{npn270} = (270V - 24V) \cdot 14mA = 3,4 W$$

To cool the npn-BJT a big cooling device with a thermal resistance of 6 K/W is used.

The SSPC is autarkic because it is supplied from the main high DC voltage using a linear regulator shown in Figure 3. The npn-BJT (*BJT1*) is blocking the main part of the high voltage and is controlled in such a way by the zener diode *ZD* with a breakdown-voltage of 28 V that the voltage across the capacitor  $C_{DC}$  is nearly constant 28 V. The resistor  $R_Z$  is limiting the maximum current through the zener diode. Test showed that to activate the microcontroller an input voltage of at least 120 V is necessary.

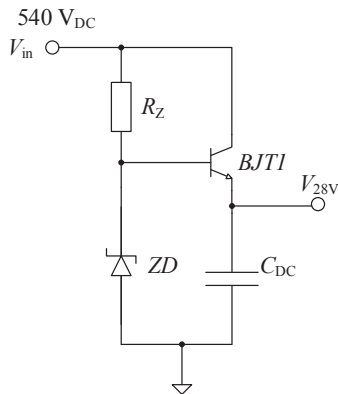


Figure 3. Linear regulator to achieve an autarkic HVDC-SSPC

A picture of the top side of the HVDC-SSPC showing the main components can be seen in Figure 4. At the bottom-side only small surface mount devices are installed (e.g. CAN-transceiver, temperature sensor, backup thermal fuse, TVS-diodes).

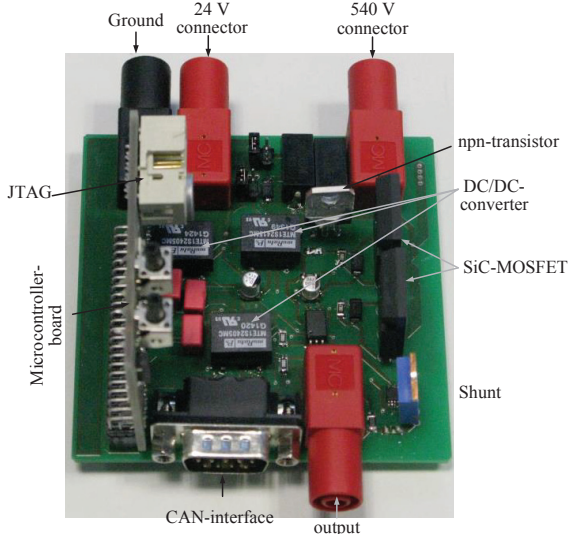


Figure 4. Toplayer of the HVDC-SSPC showing the main components

The complete SSPC is inserted into a case made of transparent Makrolon (polycarbonate) allowing visual inspection, as shown in appendix Figure 9. It can withstand temperatures up to 150°C and voltages beyond 10 kV. Small drills distributed on the case allow air circulation. The npn-BJT as well as the SiC-MOSFETs are equipped with heat sinks.

#### IV. EXPERIMENTAL RESULTS

The basic test setup for the experiments is shown in Figure 5. The voltage  $V_{IN}$  is generated by multiple DC power supplies of type SM 660-AR-11. The load is represented by a Chroma 63803 electrical load. The measurements have been done using an oscilloscope LeCroy WaveRunner HRO 64Zi and temperature camera FLIR I7. The SSPC should withstand the requirements made in MIL-STD-704 rev. F extrapolated to 540V<sub>DC</sub>. The SSPC is typically activated allowing a load to be supplied and the electrical parameters to be monitored. In case of improper operation conditions the SSPC turns-off and sends a failure message via CAN to the control-PC.

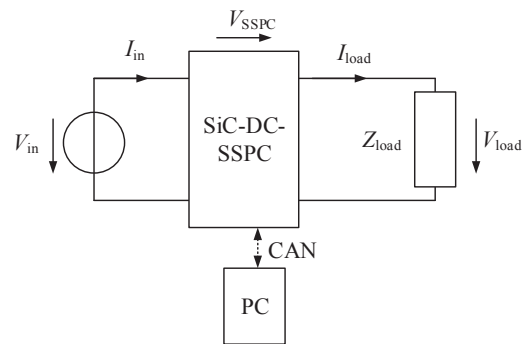


Figure 5. Basic test setup

The following tests have been accomplished:

- test by maximum MOSFET voltage (MOSFETs turned-off)
- switching at high voltage and different current ratings
- measuring the SSPC temperature by 270 V and different current ratings
- testing thermal fuse behavior ( $I^2t$  behavior)

The temperature curve at  $V_{in} = 270 V_{DC}$  at different load currents is shown in Figure 6. With uninterrupted load currents of 3 A, 7 A, 10 A and 15 A the device's temperature has been measured every 10 s, starting from a room temperature of 25°C. At the lowest load current of 3 A the steady-state temperature of 40°C is reached after 60 s. The hottest part in this case is the npn-BJT of the linear regulator. The final temperature at a current of 7 A is 85°C and at 10 A is 125°C.



The device attains temperatures up to 150°C at a load current of 15 A. In all cases, except for 3 A, the hottest part has been the SiC-MOSFETs. According to aerospace requirements, requiring the SSPC temperature to be lower than 90°C, the SSPC is suited for loads that demand up to 7 A. Above 7 A the device has to be equipped with a bigger passive heat sink or an active cooler.

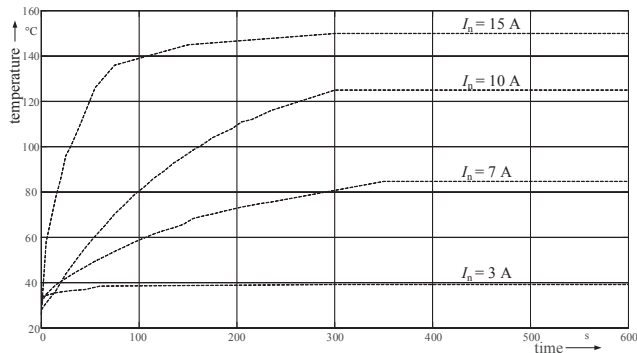


Figure 6. Temperature curve by  $V_{in} = 270 V_{DC}$  and different load currents

Another test with increasing currents shows the thermal fuse behavior of the SSPC in case the programmed nominal current limit is exceeded. Therefore, the time is measured after the load current is flowing, being 0 A before. Two different nominal currents  $I_n$  (3 A and 7 A) were tested. With a preset current rating of 3 A, a load current of 4 A is turned off after 7 s. A load current of 6.5 A is accepted for 2.5 s. As can be seen in figure 7, the SSPC turns off immediately if the maximal overcurrent is reached. This thermal fuse behavior can easily be adapted by software.

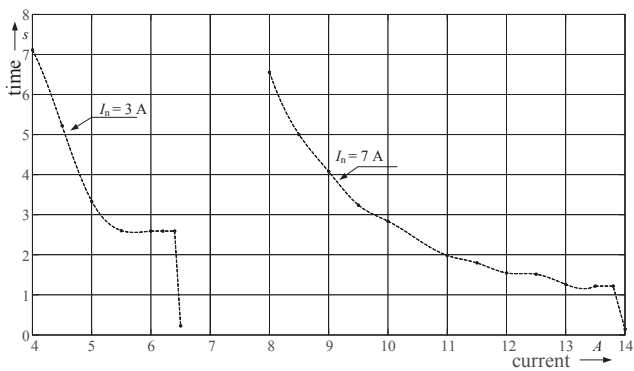


Figure 7. Reaction time of programmed fuse behavior

To demonstrate the basic SSPC-operation of fast switching, a load current has frequently been turned-on and off every 500  $\mu s$  with a nominal load current of 3 A and a voltage of 540 V by the HVDC-SSPC as shown in Figure 8. The turn-on time is 20  $\mu s$  and the turn-off time 3  $\mu s$ . The turn-on time is higher due

to the used DC-source. This fast switching is sufficient for the aircraft application.

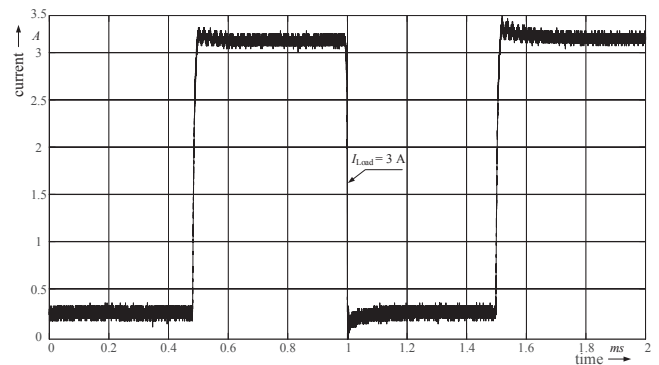


Figure 8. Nominal load current of 3 A turned-on and off via the HVDC-SSPC

All experimental tests prove the correct functionality of the HVDC-SSPC.

## V. CONCLUSIONS

The problem of building a suited solid-state power controller for future high-voltage DC grids in aircraft is addressed. A prototype of a new HVDC-SSPC has been described in detail. Therefore, SiC-MOSFETs have been used instead of Si-MOSFETs. The HVDC-SSPC has been tested on a test bench and could fulfill all requirements. Thereby, fault protection and power management in DC grid with voltages up to 540  $V_{DC}$  can be ensured. Future enhancements can include arcing detection and soft-start capability to minimize inrush currents.

## APPENDIX



Figure 9. The complete HVDC-SSPC with the polycarbonate case

## REFERENCES

- [1] Brombach, J.: Methoden zur Gewichtsreduktion in elektrischen Flugzeugkabinennetzen, Dissertation, Helmut-Schmidt-Universität Universität der Bundeswehr Hamburg, 2014
- [2] Heuck, K., Dettmann, K.-D., Schulz, D.: Elektrische Energieversorgung, Vieweg+Teubner Verlag, 8.Auflage, 2010
- [3] Boukari, N.; Decroux, P.; Renaudin, J.: Solid state power controller (SSPC) for protection of continuous embedded network, More Electric Aircraft (MEA2012), Bordeaux (France), 2012
- [4] Barrado, A.; Izquierdo, D.; Raga, C.; Roldan, A.M.; Sanz, M.: SSPC model with variable reset time, environmental temperature compensation and thermal memory effect, Applied Power Electronics Conference and Exposition, APEC 2008. Twenty-Third Annual IEEE, Digital Object Identifier: 10.1109/APEC.2008.4522958, Seiten: 1716 - 1721, 2008
- [5] Terörde, M.; Do Thanh, T.; Lemke, J.; Wattar, H.; Koch, J.; Schulz, D. Innovative Strategies for Protecting Power Semiconductor Switches for Phase Balancing and Feeder Balancing in Aircraft, IEEE 8th International Conference-Workshop Compatibility and Power Electronics CPE 2013, Ljubljana (Slovenia) 5-7 June 2013, IEEE Catalog Number CFP13851-CDR, ISBN 978-1-4673-4911-6
- [6] Feng, X.; Radun, A.: SiC based Solid State Power Controller, Applied Power Electronics Conference and Exposition, (APEC 2008) Twenty-Third Annual IEEE, 2008
- [7] Rosero, J.A.; Ortega, J.A.; Aldabas, E; Romeral, L.: Moving towards a more electric aircraft, Aerospace and Electronic System Magazine, IEEE, Vol. 22, Issue: 3, Seiten 3-9, 2007
- [8] Yaramasu, A.; Cao, Y.; Liu, G.; Wu, B.: Intermittent wiring fault detection and diagnosis for SSPC based aircraft power distribution system, Advanced Intelligent Mechatronics (AIM), IEEE/ASME, International Conference on, Seiten: 1117 - 1122, 2012
- [9] Friedman, S. N.: Solid-state power controller for the next generation, Aerospace and Electronic Systems Magazine, IEEE , Volume: 7 , Issue: 9, Digital Object Identifier: 10.1109/62.156193, Seiten: 24 - 29, 1992
- [10] Engmann, K.: Technologie des Flugzeuges, 5. Auflage, Würzburg, Vogel Fachbuch, ISBN: 978-3834330611, 2009
- [11] Terörde, M.; Jordan, M.; Schulz, D.: Implementation of Multiplex-Switches for Power Feeder Balancing in Aircraft, IEEE 48th Universities' Power Engineering Conference UPEC, Dublin (Ireland), 2013





