

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 PSSTMNETOMAC-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 PSSTMNETOMAC-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 PSSTMNETOMAC-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.

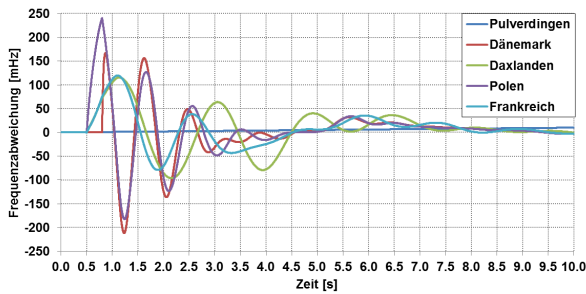


Fig. 1: Frequenzabweichungen aufgrund eines dreiphasigen Kurzschlusses über 300 ms am Knoten Pulverdingen

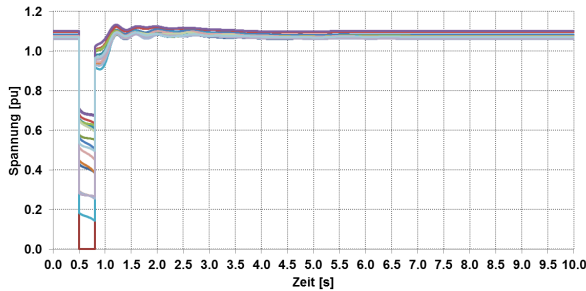


Fig. 2: Spannungsverläufe an ausgewählten Knoten aufgrund eines dreiphasigen Kurzschlusses über 300 ms am Knoten Pulverdingen

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 PSSTMNETOMAC 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

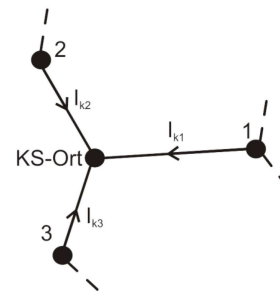


Fig. 3: Schematische Darstellung zur Kurzschlussstrombestimmung mit drei Nachbarknoten am Kurzschlussort (KS-Ort)

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 I: ANZAHL KURZSCHLUSSORTE JE NETZGEBIET

	TransnetBW	50Hertz	Amprion	Tennet Nord	Tennet Süd
Anzahl KS-Orte	35	47	78	43	20

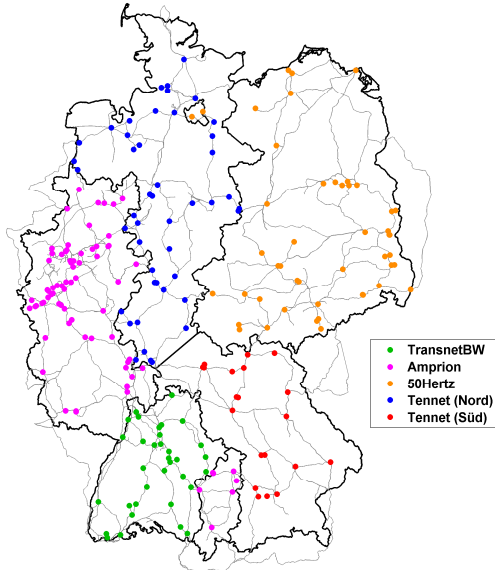


Fig. 4: Betrachtete Kurzschlussorte

C. Variantenrechnung in PSSTMNETOMAC

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 PSSTMNETOMAC 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.

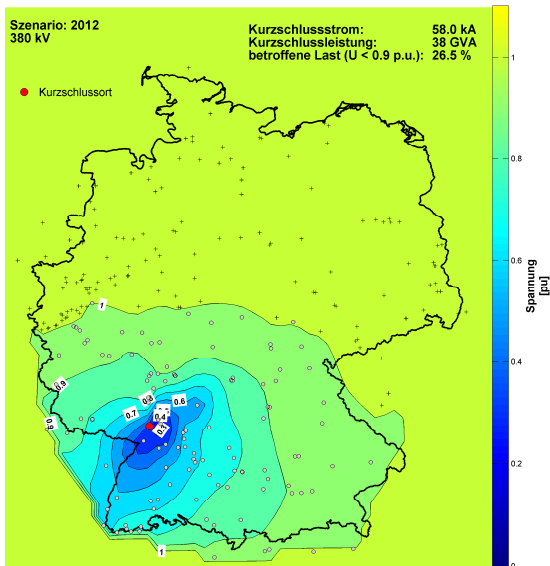


Fig. 5: Visualisierung des Spannungstrichters unmittelbar nach Kurzschlusseintritt

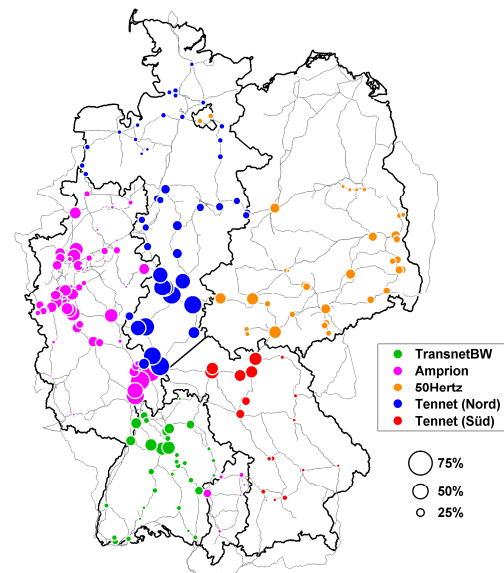


Fig. 7: Betroffene Last je Kurzschlussort

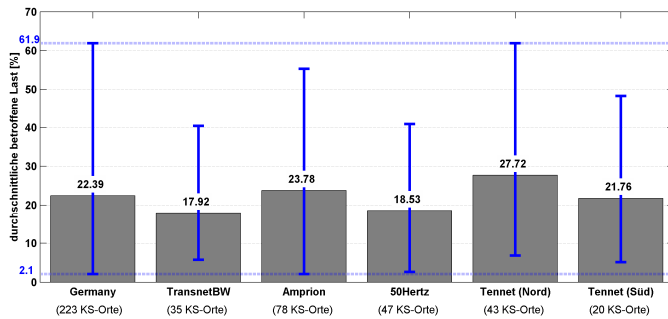


Fig. 6: Durchschnittliche betroffene Last je Netzgebiet

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 PSSTMNETOMAC 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 PSSTMNETOMAC 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. Altschäfl, 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.