- **Dreiphasige Zustandsschätzung für Niederspannungsnetze**

M. Sc. Ahmad Abdel-Majeed

Hauptberichter:

Prof. Dr.-Ing. S. Tenbohlen Prof.

Mitberichter:

Dr.-Ing. A. Moser RWTH

Aachen

Tag der mündlichen Prüfung:

08.12.2016

Der zunehmende Ausbau von dezentralen Energieerzeugungsanlagen in Deutschland, insbesondere der Photovoltaikanlagen in Niederspannungsnetzen, stellt die Verteilnetzbetreiber vor immer größere Herausforderungen hinsichtlich des Betriebs des Stromnetzes und der Belastung von Betriebsmitteln. Vor allem die Einhaltung von Spannungsgrenzwerten wird in ländlichen Regionen zunehmend schwierig. Innovative Betriebsmittel und Betriebskonzepte haben das Potential, den Ausbaubedarf der Niederspannungsnetze in Grenzen zu halten.

Helfen kann dabei ein Echtzeitbeobachtungssystem, das durch stetige Überwachung und Steuerung die Effizienz und die Betriebszuverlässigkeit der Stromnetze verbessert. Denn der optimale Betrieb von Stromnetzen erfordert ein Analyse-Tool, welches den aktuellen Zustand des Netzes bestimmt und die Auswirkungen zukünftiger Laständerungen vorhersagen kann.

Grundsätzlich können für eine solche Netzanalyse Lastflussberechnungen verwendet werden. Allerdings sind diese bei Echtzeituntersuchungen nicht geeignet, da sehr präzise Last- und Erzeugungsdaten für jeden Netzknoten benötigt werden. Die dafür notwendige Messinfrastruktur stellt keine wirtschaftlich sinnvolle Lösung dar.

Eine verlässliche, präzise und kostengünstigere Alternative ist auch für Niederspannungsnetze die Zustandsschätzung. Die Zustandsschätzung kann den Netzzustand auf Basis verschiedener Messdaten mit unterschiedlicher Genauigkeit ermitteln und darüber hinaus Fehler in Messungen und Netzwerktopologie identifizieren.

Ziel dieser Dissertation ist es, die verschiedenen Aspekte der Zustandsschätzung in der Niederspannungsebene genauer zu untersuchen.

Der Schwerpunkt der Arbeit liegt auf der Entwicklung und Analyse einer dreiphasigen Zustandsschätzung für elektrische Niederspannungsnetze. Die Eigenschaften des zu untersuchenden Netzes sowie die Beeinflussung durch Erzeugung und Verbraucher sollen durch die neue Zustandsschätzungsmethode korrekt dargestellt werden. Als Basis für die Untersuchungen wird ein realer Abschnitt eines ländlichen Niederspannungsnetzes verwendet.

Einen großen Teil der vom Zustandsschätzer in Niederspannungsnetzen verwendeten Messdaten stellen die sogenannten Pseudomesswerte dar. In der Dissertation wird gezeigt, wie diese künstlich erzeugten Messdaten (Pseudomesswerte) für Lasten und Photovoltaikanlagen erstellt und optimiert werden können.

Oftmals ist eine gewünschte Schätzgenauigkeit des Zustandsschätzers nur mit zusätzlichen, im Netz verteilten Echtzeitmessgeräten erreichbar. Aus diesem Grund werden in der Arbeit auch verschiedene Platzierungsmethoden vorgestellt und mithilfe eines Simulationsmodells eines realen Niederspannungsnetzes getestet. Als vielversprechendste Methode stellt sich diejenige heraus, welche solange Echtzeitspannungsmessungen an dem Knotenpunkt mit dem größten Spannungsschätzfehler platziert, bis eine gewünschte Genauigkeitsgrenze erreicht ist. Im Großteil aller Abgänge der getesteten Netze findet diese Methode die jeweils beste Anzahl und Kombination an Echtzeitspannungsmessungen.

Darüber hinaus wird ein Konzept der Spannungsregelung in Niederspannungsnetzen basierend auf den Ergebnissen einer Zustandsschätzung und unter Einhaltung von vordefinierten Schätzgenauigkeiten vorgestellt. Ein Zustandsschätzer-Algorithmus und drei Spannungsregelungskonzepte, die auf Basis der geschätzten Spannung agieren, werden hierfür in das Netz eines Simulationsmodells implementiert. Es wird untersucht, welche Auswirkungen eine zustandsschätzerbasierte Spannungsregelung bei verschiedenen Ungenauigkeiten des Zustandsschätzers auf das Niederspannungsnetz hat.

Die simulationstechnischen Erkenntnisse werden schließlich für den Aufbau eines Zustandsschätzsystems in einem realen Niederspannungsnetz verwendet. Für die Ortsnetzstation des Netzes ist ein Schaltschrank mit allen Systemen für die Zustandsschätzung zusammen mit den entwickelten Pseudomesswerten realisiert worden.

▪ **Three-Phase State Estimation for Low-Voltage Grids**

M. Sc. Ahmad Abdel-Majeed

The increased integration of Distributed Generators (DGs), especially the residential-scale photovoltaic (PV) units in the distribution grids, leads to new challenges for Distribution System Operators (DSOs) in terms of overloading of the grid components, particularly at distribution grid levels. There is also an issue regarding the violation of the allowable voltage range, most notably at low voltage (LV) levels. The voltage violation problems can be mitigated either by traditional grid reinforcement measures or by the application of intelligent voltage control strategies. Moreover, these control strategies need to determine the current state of the grid and to predict its response to load and generation changes. One possible tool for that is to perform load flow calculations, which are mainly used for grid analysis and planning. Load flow calculations in LV grids, however, are not suitable for real-time analysis and operation because a very accurate load and generation data set is required for each node. Also, the desired measurement infrastructure is not a viable solution. A more reliable and accurate alternative that should be considered is a State Estimation (SE) algorithm. It has the ability to determine the grid state and condition based on a variety of different measurement data with different accuracies. Taking the characteristics of LV grids into consideration, a computationally efficient, three-phase state estimator is needed.

In this context, the research presented in this thesis investigates different aspects for the topic of SE, especially in LV grids.

First, this thesis analyzes different three-phase SE algorithms based on their state variable. The primary focus is to choose a suitable SE method, taking the LV grid's characteristics into consideration. The performance of the analyzed methods, under the presence of different measurement noises, has been assessed using the Monte-Carlo approach, due to the statistical nature of the measurements. Moreover, some modification is done to the selected method to improve the performance of the algorithm.

Second, the error modeling for real-time, pseudo and virtual measurements has been introduced. In addition, different methods for modeling the pseudo-measurements for both load and PV feed-in power based on the availability of Advanced Metering Infrastructure (AMI) data has been implemented and tested. The main purpose was to show how the pseudo-measurement's modeling accuracy can be improved based

on the availability of historical AMI data. Using some advanced modeling methods, the accuracy improvement for the pseudo-measurements results in improved SE accuracy too.

Third, the meter placement problem has been proposed, and different meter placement schemes have been introduced. These meter placement schemes are strongly focused on reducing the voltage estimation errors and are capable of reducing the error below the desired threshold with a limited number of real-time measurements. The different schemes are applied to a LV grid to examine the correctness of the achieved meter placement solution and to examine how effective the reduction of computational time is.

Fourth, the optimal SE accuracy for LV grid applications has been explored by applying different voltage control strategies on a LV grid, based on the estimated grid states from different state estimators with different estimation accuracies. The main target is to define criteria to help the DSO to decide which SE accuracy is needed for specific Distribution Management System (DMS) grid applications.

Finally, the developed three-phase SE algorithm together with the improved modeling techniques for pseudo-measurements has been used to realize a field test for a LV grid. The validation of the algorithm in real-time, in comparison to the offline Monte-Carlo simulations, has been done.