

# QUANTIFIZIERUNG DES NUTZENS VON SMART METERN ZUR ZUSTANDSSCHÄTZUNG IN DER VERTEILNETZEBENE

David Echternacht<sup>\*1</sup>, Jonas Eickmann\*, Albert Moser

## Hintergrund und Motivation

In den letzten Jahren ist in Deutschland, getrieben durch Subventionen, ein deutlicher Anstieg der in der Verteilnetzebene installierten dezentralen Erzeugungskapazitäten zu beobachten. Im Jahr 2012 betrug die, nach EEG geförderte, installierte Leistung in den deutschen Mittel- und Niederspannungsnetzen bereits über 50 GW. Da die Netze ursprünglich nicht für die Integration von Erzeugungsanlagen in diesem Umfang ausgelegt wurden, droht in Netzen mit einer hohen Konzentration dezentraler Erzeugungsanlagen die Verletzung technischer Randbedingungen, wie zum Beispiel der thermischen Grenzströme oder aber auch des Spannungsbandes. Der resultierende erforderliche Netzausbaubedarf kann zukünftig, z.B. mittels gezielter operativer Beeinflussung von Last und Erzeugung, neuen Betriebsmitteln wie unter Last regelbaren Ortsnetztransformatoren oder Beeinflussung der Blindleistungsregelung, reduziert werden. Für einen koordinierten und optimierten Einsatz dieser neuen betrieblichen Freiheitsgrade ist die Kenntnis des aktuellen Netzzustandes sinnvoll. Eine solche Kenntnis würde sich neben dem operativen Netzbetrieb auch positiv auf die Netzplanung auswirken. Diese erfolgt historisch bedingt unter Berücksichtigung großer Sicherheitsmargen. Bei einer exakten Kenntnis des Netzzustandes im Netzbetrieb ist eine Reduktion dieser Margen denkbar, wodurch existierende Netze höher ausgelastet und neue Netze effizienter geplant werden könnten, was den erforderlichen Netzausbaubedarf reduzieren könnte.

Aktuell erfolgt in der Mittel- und Niederspannung zumeist jedoch keine Zustandsschätzung. Historisch bedingt beschränkt sich die verfügbare Messtechnik in diesen Spannungsebenen fast ausschließlich auf die HS/MS-Umspannwerke, wo Spannungsbetrag und Abgangsströme erfasst werden. Für eine Beobachtbarkeit des Netzes sind diese jedoch unzureichend. Es ist deshalb für die Durchführbarkeit einer Zustandsschätzung erforderlich, sogenannte Pseudo-Messwerte zu erzeugen. Dies sind geschätzte Werte für beispielsweise aktuelle Leistung von Lasten und Einspeisungen. Allerdings sind diese Pseudo-Messwerte von erheblichen Ungenauigkeiten, im Folgenden als Messfehler bezeichnet, überlagert.

Diese Messfehler führen bei der Zustandsschätzung zu einer Abweichung zwischen geschätztem und realem Netzzustand, dem sogenannten Schätzfehler. Wenn der Netzbetreiber die Ergebnisse der Zustandsschätzung im Netzbetrieb zur Steuerung seiner betrieblichen Freiheitsgrade verwendet, sollte der Schätzfehler der Spannungen und der Ströme innerhalb vorgegebener Grenzen liegen. Durch die Integration zusätzlicher realer Messtechnik im Netzgebiet, die nur einen sehr geringen Messfehler aufweist, ist es möglich, den Schätzfehler zu reduzieren. Da diese Messtechnik mit zusätzlichen Kosten verbunden ist, stellt sich die Frage nach der kostenoptimalen Anzahl zusätzlich notwendiger Messgeräte und deren Position im Netz.

Im Zusammenhang mit dem Nutzen eines zukünftigen Smart Meter Roll-Outs in Deutschland wird auch deren Nutzen zur Beobachtbarkeit betrachtet [1]. Vor diesem Hintergrund werden im Rahmen dieser Arbeit ein Verfahren zur Berechnung des Schätzfehlers bei gegebener Messtechnik sowie ein Verfahren zur optimierten Positionierung zusätzlicher Messtechnik zur Einhaltung eines vorgegebenen Schätzfehlers vorgestellt. Mit deren Hilfe soll an realen Verteilnetzen der Nutzen von zusätzlichen Echtzeit-Messwerten aufgezeigt werden. Dabei wird insbesondere der Einfluss zusätzlich übertragener Messgrößen, wie zum Beispiel der Spannung auf die erforderliche Anzahl an Messpunkten aufgezeigt. Damit kann untersucht werden welche Durchdringung an Smart Metern mit einer Echtzeit Übertragung von Messwerten zur Zustandsschätzung erforderlich ist und in wie weit diese von den übertragenen Messgrößen abhängig ist. Des Weiteren wird gezeigt welchen Nutzen historische Offline-Messwerte aus Smart Metern zur Generierung von genaueren Pseudo-Messwerten haben.

---

<sup>1</sup> Institut für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft, Schinkelstraße 6,+49 241 8096719, de@iaew.rwth-aachen.de, www.iaew.rwth-aachen.de

## Methodisches Vorgehen

Die Methodik zur Berechnung des Schätzfehlers einer Zustandsschätzung in Mittel- und Niederspannungsnetzen ist in Abbildung 1 dargestellt. Ausgehend von einem Referenz-Netzzustand werden, im Rahmen einer Monte-Carlo-Simulation, Messwertsets erstellt. Dazu wird aus jeweils entsprechenden Fehlerverteilungsfunktionen für jede Reale- und Pseudo-Messung ein Fehler gezogen und unter Berücksichtigung des Referenz-Netzzustandes ein fehlerbehafteter Messwert generiert. Durch die Verwendung von Copulas ist es dabei möglich stochastische abhängige Messfehler zu berücksichtigen [2].

Für jedes Messwertset wird anschließend eine Zustandsschätzung durchgeführt und das Ergebnis mit dem Referenz-Netzzustand verglichen. Als Ergebnis erhält man für jeden Netzknoten eine Verteilung des Schätzfehlers der Zustandsgrößen  $U$  und  $\theta$ .

Aufbauend auf dem Verfahren zur Berechnung des Schätzfehlers wird ein Verfahren zur optimierten Positionierung von zusätzlicher Messtechnik zur Einhaltung eines vorgegebenen Schätzfehlers der Zustandsschätzung vorgestellt.

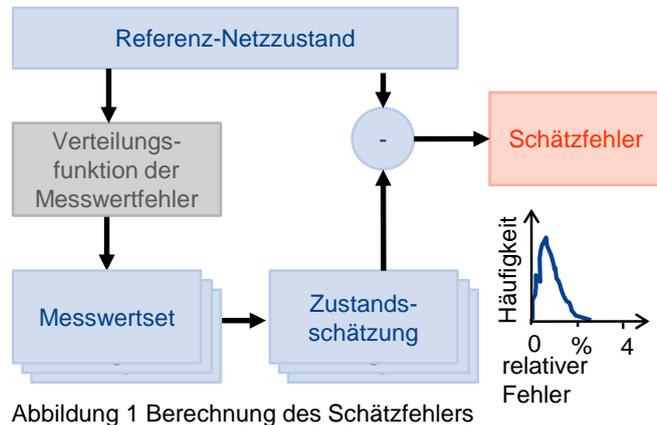


Abbildung 1 Berechnung des Schätzfehlers

## Exemplarische Ergebnisse

Zur Quantifizierung des Nutzens von Echtzeit Messwerten aus Smart Metern wird das Verfahren zur optimierten Positionierung von Messtechnik auf ein reales Mittel- und Niederspannungsnetz angewendet. Dieses wurde freundlicherweise durch die Netze BW GmbH (ehemals EnBW Regional AG) zur Verfügung gestellt. Dabei werden Szenarien mit verschiedenen übertragenen Messgrößen (P, Q, U) untersucht, um deren Einfluss auf die erforderliche Durchdringung zu untersuchen. Auswertungsgröße für den Schätzfehler ist dabei, wie exemplarisch in Abbildung 2 gezeigt, der Schätzfehler des Spannungsbetrages an den Knoten sowie des Strombetrages auf den Leitungen.

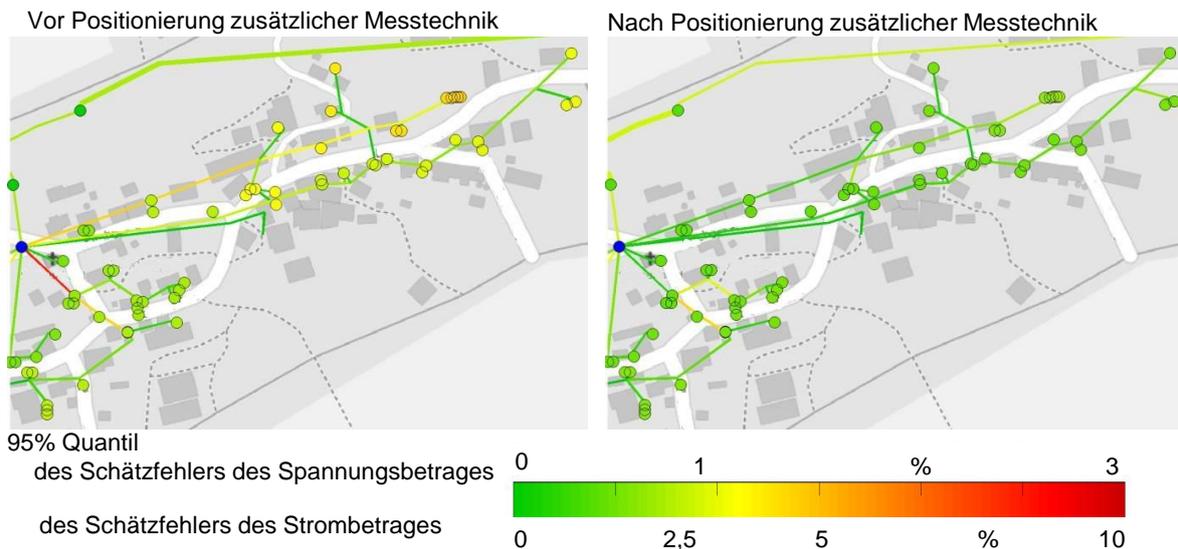


Abbildung 2 Exemplarische Ergebnisse

## Quellen

- [1] Ernst & Young GmbH, „Kosten-Nutzen-Analyse für einen flächendeckenden Einsatz intelligenter Zähler“
- [2] Echternacht, D.; Moser, A.; “Cost optimal Meter Placement in Low and Medium Voltage Grids Considering Stochastic Dependencies“ IEEE Innovative Smart Grid Technologies (ISGT) Europe 2013