

ECHTZEIT-ZUSTANDSSCHÄTZUNG UND LEITUNGSLÄNGEN-IDENTIFIKATION IN NIEDERSPANNUNGSNETZEN

Hanko IPACH¹, Bendic RITT², Christian BECKER³

Inhalt

Im Zuge der Integration dezentraler Erzeugungsanlagen und neuartiger Lasten kann es in elektrischen Niederspannungsnetzen vermehrt zu unzulässigen Stromflüssen und Spannungswerten kommen. Um einen teuren und ineffizienten Netzausbau zu vermeiden, wird eine aktive Steuerung der Niederspannungs-Netznutzer durch die Verteilnetzbetreiber als vorteilhafte Lösung gesehen [1]. Der daraus resultierende Bedarf neuer Betriebsführungskonzepte wird im Forschungsprojekt OUREL adressiert, innerhalb dessen ein Verfahren zur optimalen Steuerung der flexiblen Anschlussnehmer in Niederspannungsnetzen im Sinne eines maximalen Nutzens aller Teilnehmer entwickelt wird [2].

Wesentliche Voraussetzung für die netzdienliche Steuerung von Lasten und Erzeugungsanlagen ist die Erfassung des Netzzustands, die durch Zustandsschätzungs-Verfahren (engl. State Estimation, SE) realisiert werden kann. Speziell für Verteilungsnetze wurde das leitungsstrombasierte Verfahren entwickelt, das insbesondere dann numerisch effizient ist, wenn auf Spannungsbetragsmessungen verzichtet wird [3]. Die dabei getroffene Voraussetzung bekannter Leitungslängen ist in realen Niederspannungsnetzen nicht immer erfüllt.

In diesem Beitrag wird ein Verfahren zur leitungsstrombasierten Zustandsschätzung und Leitungslängenidentifikation in Niederspannungsnetzen in Echtzeit vorgestellt, das auf der zyklischen Erfassung von Messdaten der angeschlossenen Letztverbraucher basiert, wie sie beispielsweise durch Smart-Meter geliefert werden können. Während die Zustandsschätzung in jedem Zyklus der Messdatenerfassung auf Basis der Strom- und Leistungsmessungen durchgeführt wird, bildet eine Aggregation der geschätzten Netzzustandsdaten über mehrere Zyklen die Grundlage zur Identifikation der Leitungslängen anhand der Spannungsmesswerte. Dabei kommt ein Least-Squares-Verfahren zur Anwendung. In jedem Identifikations-Durchlauf wird eine inkrementelle Änderung des Netzmodells durchgeführt – auf diese Weise „erlernt“ der Algorithmus die realen Leitungslängen im Laufe der Zeit.

Methodik

In Abbildung 1 wird die zeitliche Abfolge von Netzzustandsschätzung (Branch-Current State-Estimation, BC-SE) und Leitungslängenidentifikation (Least-Squares Line-Identification, LS-LI) mit den dazugehörigen Datenflüssen visualisiert. Ein Zeitschritt entspricht dem Intervall der Messwerterfassung.

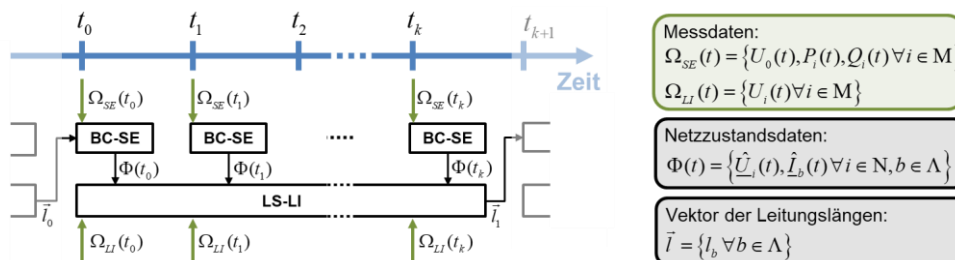


Abbildung 1: Ablauf des Zustandsschätz- und Leitungslängenidentifikationsverfahrens (eigene Darstellung). Darin bezeichnet M die Menge aller Netzknoten, bei denen Messdaten erhoben werden, Λ die Menge der Leitungen und N die Menge aller Knoten des Niederspannungsnetzes.

¹ Technische Universität Hamburg, Institut für Elektrische Energietechnik, Harburger Schloßstr. 20, 21079 Hamburg, Hanko.Ipach@tuhh.de, Tel. +4940428783405, Fax +4940428782382, www.ieet.tuhh.de

² Stromnetz Hamburg GmbH, Bramfelder Chaussee 130, 22177 Hamburg, Bendic.Ritt@stromnetz-hamburg.de, Tel. +4940492028522, www.stromnetz-hamburg.de

³ Technische Universität Hamburg, Institut für Elektrische Energietechnik, Harburger Schloßstr. 20, 21079 Hamburg, C.Becker@tuhh.de, Tel. +4940428783113, Fax +4940428782382, www.ieet.tuhh.de

Der BC-SE-Algorithmus aus [1] wird in jedem Zeitschritt anhand der Messwerte $\Omega_{SE}(t)$ und der aktuellsten Leitungslängenschätzung \vec{l}_0 ausgeführt. Die Netztopologie sowie die Impedanzbeläge der Leitungen werden dabei als bekannt vorausgesetzt. Die Spannungsmessungen an den Anschlussnehmern werden bei der Zustandsschätzung nicht berücksichtigt, sodass eine rechenintensive Matrixinversion lediglich bei der Initialisierung notwendig ist.

Nach einer parametrisierten Anzahl k an BC-SE-Durchläufen berechnet der neu entwickelte LS-LI-Algorithmus einen neuen Leitungslängenvektor \vec{l}_1 anhand der Spannungsmessungen sowie der Netzzustandsdaten der vergangenen k Zeitschritte. Der Zusammenhang zwischen den Leitungslängen $l_b, b \in \Lambda$ (mit der Menge Λ der Leitungen) und den Spannungsbeträgen $U_i, i \in M$ (mit der Menge M der Netzknoten mit Messgerät) lässt sich ausdrücken als

$$U_i = \left| \underline{U}_0 - \sum_{b \in P(0,i)} l_b \cdot \underline{Z}_b \cdot \underline{I}_b \right|, \quad (1)$$

wobei \underline{U}_0 die komplexe Spannung an der Ortsnetzstation (ONS) bezeichnet, $P(0,i)$ den Pfad von der ONS zum Knoten i , \underline{Z}_b die Impedanz der Leitung b und \underline{I}_b den komplexen Strom der Leitung b . Aus der Linearisierung von (1) wird ein Least-Squares-Verfahren zur Angleichung von geschätztem Knotenspannungsvektor $\hat{\underline{u}}$ und gemessenem Knotenspannungsvektor \underline{u} formuliert, gemäß dessen sich der Vektor der Leitungslängenänderungen $\Delta \vec{l}$ ergibt zu

$$\Delta \vec{l} = (H^T H)^{-1} (H^T (\underline{u} - \hat{\underline{u}})). \quad (2)$$

Dabei bezeichnet H die Jakobi-Matrix, die die partiellen Ableitungen von (1) nach den Leitungslängen enthält. Der Vektor \vec{l} wird dementsprechend aktualisiert zu $\vec{l}_1 = \vec{l}_0 + \Delta \vec{l}$.

Ergebnisse

Die Anwendbarkeit des Verfahrens wird anhand von Simulationen in MATLAB untersucht. Als Testnetze werden ein reduziertes CIGRE- Benchmark-Netz [4] und der IEEE European Low Voltage Test Feeder verwendet, wobei jedem Lastknoten minütlich aufgelöste Lastprofile aus [5] über einen Zeitraum von einem Jahr zugeordnet werden. Als Messwerte für Spannungen sowie Wirk- und Blindleistungen werden Referenzwerte aus einer Lastflussrechnung mit normalverteilten Messfehlern beaufschlagt.

Um unterschiedliche Lastsituationen abzubilden, wird das Verfahren für zufällig gewählte Startzeitpunkte des Referenzjahres wiederholt. Dabei zeigt sich für hinreichende Anzahlen k an aggregierten Zeitschritten eine robuste Konvergenz der Leitungslängenschätzung. Das vorgestellte Verfahren erscheint somit z.B. geeignet für den Einsatz in dezentralen Niederspannungsnetzüberwachungssystemen zu sein, um dort auf der Basis von Smart-Meter-Daten in Ergänzung der effizienten Zustandsschätzung mögliche Ungenauigkeiten des Netzmodells zu korrigieren.

Referenzen

- [1] W. Zander et al, Gutachten Digitalisierung der Energiewende. Topthema 2: Regulierung, Flexibilisierung und Sektorkopplung, Berichtsjahr 2018, <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Studien/digitalisierung-der-energie-wende-thema-2.html>, Zugriff am 18.09.2019
- [2] DFG Gepris, Detailseite Projekt: Optimale Nutzung Regenerativer Energien in Niederspannungsverteilnetzen, <https://gepris.dfg.de/gepris/projekt/426655646>, Zugriff am 18.09.2019
- [3] M. E. Baran and A. W. Kelley, "State estimation for real-time monitoring of distribution systems," IEEE Trans. Power Syst., vol. 9, pp. 1601–1609, Aug. 1994.
- [4] CIGRE Task Force C6.04.02, Benchmark Systems for Network Integration of Renewable and Distributed Energy Resources, Technical Brochure no. 575, 2014, ISBN 978-285-873-270-8
- [5] Tjaden, T.; Bergner, J.; Weniger, J.; Quaschnig, V.: Repräsentative elektrische Lastprofile für Einfamilienhäuser in Deutschland auf 1-sekündiger Datenbasis“, Datensatz, Hochschule für Technik und Wirtschaft HTW Berlin, 2015.