

LEISTUNGSBASIERTE NETZZUSTANDSERMITTLUNG: EIN ALTERNATIVER ANSATZ AUS VITREOUSGRID

Wendelin Angermann*, Robert Schürhuber, Robert Schmaranz, Martin Ruhhötl, Andreas Abart, Thomas Wieland, David Grubinger, Maria Aigner, Gregor Taljan, Roland Bergmayer, Christian Ammer, Thomas Schuster, Elisabeth Hufnagl

TU Graz Institut für Elektrische Anlagen und Netze, Inffeldgasse 18/I 8010 Graz,
+43 316 873 - 8054, wendelin.angermann@tugraz.at, www.tugraz.at/institute/iean/

Kurzfassung: Im Rahmen des Forschungsprojekts VITREOUSGRID wird ein leistungsbasiertes, lineares Verfahren zur Netzzustandsermittlung in radialen Mittelspannungsnetzen vorgestellt. Der Ansatz nutzt lineare Leistungsbilanzgleichungen und ermöglicht dadurch eine robuste Zustandsermittlung auch bei geringer Messwertdurchdringung und zufällig verteilten Messpunkten. Erste Simulationsergebnisse des angewendeten Ansatzes an einem realen Mittelspannungsnetz zeigen, dass sowohl die Schätzung der Knotenspannungsbeträge als auch der Leitungsströme eine mit etablierten gewichteten Kleinste-Quadrate-Verfahren vergleichbare Genauigkeit erreicht. Gleichzeitig ist das Verfahren aufgrund seiner zugrundeliegenden linearen Leistungsbilanz eindeutig lösbar, sodass Konvergenzprobleme aufgrund des Schätzverfahrens systematisch ausgeschlossen sind. Damit eignet sich der Ansatz insbesondere für die Anwendung in schwach beobachtbaren radialen Mittelspannungsnetzen.

Keywords: Netzzustandsermittlung, leistungsbasierte Zustandsermittlung, lineares Schätzverfahren, Mittelspannungsnetze

1 Grundlagen und Herausforderungen der Netzzustandsermittlung

Im Zuge der Energiewende rücken Verteilernetze zunehmend ins Zentrum des Energiesystems und erfahren einen tiefgreifenden strukturellen Wandel. Während sie historisch primär für unidirektionale lastgetriebene Leistungsflüsse ausgelegt waren, sind diese heute zunehmend durch stark schwankende Einspeise- und Lastverhältnisse geprägt. Wesentliche Treiber dieser Entwicklung sind der Ausbau dezentraler erneuerbarer Erzeugung auf Mittel- und Niederspannungsebene, insbesondere durch Photovoltaikanlagen, sowie der kontinuierlich steigende Anteil neuartiger elektrischer Verbraucher und Stromspeicher. Die zusätzlichen Ladestationen der Elektromobilität sowie, Wärmepumpen und stationäre Stromspeicher verändern sowohl das zeitliche als auch das räumliche Last- und Einspeiseverhalten und erhöhen die betriebliche Komplexität von Verteilernetzen, insbesondere von Mittelspannungsnetzen erheblich [1], [2], [3]. Diese Entwicklungen führen zu erhöhten Anforderungen an die Betriebsführung und die Netzplanung.

Eine grundlegende Voraussetzung für einen sicheren und effizienten Netzbetrieb ist die möglichst genaue Kenntnis des aktuellen und zukünftigen Netzzustands. Der aktuelle Netzzustand wird durch jene physikalischen Größen beschrieben, die das stationäre Betriebsverhalten eines Netzes eindeutig definieren. Dazu zählen die komplexen Spannungen

an allen Netzknoten, aus denen sich weitere Betriebsgrößen wie Ströme und Leistungsflüsse ableiten lassen [4]. Sind diese Größen bekannt, können betriebliche Grenzwerte überprüft sowie Engpässe, Spannungsbandverletzungen und Überlastungen erkannt werden. In realen Mittelspannungsnetzen ist eine flächendeckende direkte Erfassung dieser Messgrößen an jedem Verknüpfungspunkt grundsätzlich möglich, derzeit jedoch aktuell nicht vorhanden [5].

Die Netzzustandsermittlung adressiert diese Informationslücke, indem sie Messdaten mit einem mathematischen Netzmodell und rechnergestützten Auswerteverfahren kombiniert. Ziel ist es, einen konsistenten Netzzustand abzuleiten, der den physikalischen Gesetzen entspricht und als Grundlage für betriebliche Entscheidungen dienen kann [4].

Historisch wurde die Zustandsschätzung zunächst für Übertragungsnetze entwickelt, in denen eine hohe Messdichte und überwiegend vermaschte Netzstrukturen vorliegen. Dort etablierte sich die Zustandsschätzung bereits seit den 1970er-Jahren als Bestandteil moderner Netzleitstellen [6]. Die Übertragung dieses Konzepts auf Mittelspannungsnetze erfolgte deutlich später und ist mit weiteren spezifischen Herausforderungen verbunden. Eine zentrale Besonderheit ist dabei die geringe Messdichte in Mittel- und insbesondere Niederspannungsnetzen. Messgeräte sind meist nur punktuell installiert, sodass Mittelspannungsnetze häufig mathematisch unterbestimmte Systeme darstellen, bei denen die verfügbaren Messungen allein nicht ausreichen, um den Netzzustand eindeutig zu berechnen [7].

Die historisch gewachsenen Mittel- und Niederspannungsnetze weisen mehrere strukturelle und elektrische Besonderheiten auf, die sie deutlich von Hoch- und Höchstspannungsnetzen unterscheiden. Eine dieser Eigenschaften der Mittelspannungsnetze ist ihr überwiegend radialer Aufbau. Insbesondere Niederspannungsnetze werden außerdem häufig unsymmetrisch betrieben, da viele Lasten einphasig angeschlossen sind. Das im Vergleich zu Hochspannungsnetzen geringe Verhältnis von Reaktanz zu Wirkwiderstand im Mittel- und Niederspannungsnetz führt zu einer stärkeren Kopplung von Wirk- und Blindleistungsflüssen [3], [8]. Diese Eigenschaften erschweren sowohl die Modellierung als auch die numerische Lösung von Verfahren zur Netzzustandsermittlung [8]. Ein weiteres prägendes Merkmal moderner Mittelspannungsnetze ist die zeitliche Dynamik der Residualleistung die durch das Zusammenspiel dezentraler Einspeisung und Lasten entsteht. Witterungsabhängige Einspeisungen aus Photovoltaikanlagen sowie zeitlich konzentrierte Lasten durch Elektromobilität und Wärmepumpen führen zu häufigen Zustandsänderungen und erhöhen die Anforderungen an Robustheit und Konvergenz der eingesetzten Verfahren.

Im deutschsprachigen Raum wird dabei zwischen Netzzustandsermittlung und Netzzustandsschätzung unterschieden. Diese Abgrenzung wurde durch den VDE-FNN weiter konkretisiert [7]. Während die Netzzustandsschätzung typischerweise auf einem überbestimmten Gleichungssystem beruht und Messabweichungen statistisch berücksichtigt, ist die Netzzustandsermittlung auf die Mittel- und Niederspannungsebene ausgerichtet, wo das initiale beschreibende Gleichungssystem aufgrund der geringen Messdurchdringung unterbestimmt ist. Ziel der Netzzustandsermittlung ist dabei nicht die statistisch optimale Rekonstruktion aller Zustandsgrößen, sondern die robuste Ermittlung der Auslastung definierter Netzbereiche auf Basis aktueller Messwerte und eines Netzmodells, insbesondere zur zuverlässigen Erkennung von Spannungsbandverletzungen und Netzengpässen [7].

Zur Kompensation der geringen Messwertdichte werden in Verfahren der Netzzustandsermittlung häufig sogenannte Pseudomesswerte eingesetzt. Diese werden aus historischen Verbrauchsdaten, Standardlastprofilen oder Prognosemodellen abgeleitet und ermöglichen die rechnerische Beobachtbarkeit des Netzes. Gleichzeitig stellen Pseudomesswerte eine wesentliche Unsicherheitsquelle dar, da sie reale Last- und Einspeiseverläufe nur approximieren. Die Qualität der Zustandsermittlung hängt daher von der Güte und statistischen Gewichtung der verwendeten Pseudomesswerte ab [7], [9].

Über die reine Berechnung von Spannungen und Leistungsflüssen hinaus bilden Netzzustandsermittlung und Netzzustandsschätzung die Möglichkeit für weiterführende Funktionen wie die Erkennung fehlerhafter Messdaten, die Identifikation von Abweichungen in der Topologie gegenüber dem tatsächlichen Zustand sowie Engpassanalysen [8], [10]. Diese Verfahren sind in der praktischen Umsetzung jedoch mit Herausforderungen verbunden. Insbesondere Konvergenzprobleme, fehlerhafte Messdaten sowie unvollständige oder veraltete Netzmodelle können die Ergebnisqualität beeinträchtigen [3], [5].

2 Projektüberblick

Das Forschungsprojekt VITREOUSGRID vereint sieben Projektpartner, bestehend aus sechs österreichischen Verteilnetzbetreibern (Kärnten Netz, Netz Oberösterreich, Salzburg Netz, Energienetze Steiermark, Tiroler Netze, Wiener Netze) sowie dem Institut für Elektrische Anlagen und Netze der Technischen Universität Graz [11]. Das Projekt wird durch die Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft (FFG) gefördert und adressiert zentrale Fragestellungen der Netzzustandsermittlung in Mittel- und Niederspannungsnetzen.

Das Ziel von VITREOUSGRID ist die systematische Untersuchung bestehender sowie aktuell erforschter Verfahren zur Netzzustandsermittlung unter besonderer Berücksichtigung ihrer technischen Umsetzbarkeit und praktischen Anwendbarkeit im realen Netzbetrieb. Im Fokus stehen dabei Methoden, die den spezifischen Randbedingungen von Mittelspannungsnetzen, insbesondere der geringen Messdichte und der hohen zeitlichen Dynamik, Rechnung tragen. Dabei gilt es, die zentrale Frage zu beantworten, welche Anforderungen an die Messungen sowie welche Messwertdurchdringung erforderlich sind, um eine hinreichend genaue Netzzustandsermittlung zu ermöglichen. Die betrachteten Ansätze werden hinsichtlich ihrer Robustheit, Aussagekraft und ihres Integrationspotenzials in bestehende Betriebsprozesse bewertet.

Aufbauend auf diesen Analysen werden im Projektverlauf neue methodische Ansätze zur Netzzustandsermittlung entwickelt und weiterführend untersucht. Einer dieser Ansätze wird im vorliegenden Beitrag vorgestellt und anhand praxisnaher Anwendungsfälle analysiert. Die Evaluierung der Verfahren erfolgt anhand von Netzmodellen realer Netzabschnitte der beteiligten Verteilnetzbetreiber. Dadurch wird sichergestellt, dass die gewonnenen Erkenntnisse nicht nur theoretischer Natur sind, sondern unmittelbar auf praxisrelevante Fragestellungen übertragbar sind. Der enge Bezug zu realen Netzdaten unterstreicht den anwendungsorientierten Charakter des Projekts und schafft eine belastbare Grundlage für eine spätere Implementierung der entwickelten Methoden in den operativen Netzbetrieb.

3 Verfahren zur Netzzustandsermittlung

Zur Netzzustandsermittlung in elektrischen Verteilnetzen lassen sich grundsätzlich modellbasierte und datengetriebenen Verfahren unterscheiden. Beide Ansätze verfolgen das Ziel, aus einer begrenzten Menge verfügbarer Messdaten den aktuellen Netzzustand abzuleiten, unterscheiden sich jedoch grundlegend hinsichtlich Methodik, Anforderungen und Eigenschaften [4], [12].

3.1 Modellbasierte Netzzustandsermittlung

Die modellbasierte Netzzustandsermittlung basiert auf einer physikalischen Beschreibung des Netzes. Sie wird als Schätzprozess formuliert, welche verfügbare Messdaten auf die gesuchten Zustandsgrößen abbildet. Typischerweise wird dieses Problem als nichtlineares Optimierungsproblem formuliert, häufig in Form eines gewichteten Kleinste-Quadrate-(WLS-) Ansatzes, bei dem Messunsicherheiten über eine Gewichtungsmatrix berücksichtigt werden [8], [12].

Als Zustandsgrößen werden in klassischen spannungsbasierten Verfahren die komplexen Knotenspannungen (Betrag und Winkel) verwendet [4], [12]. Alternativ existieren insbesondere für radiale Verteilernetze auch leitungsstrombasierte Formulierungen, die sich aufgrund der Netzstruktur als numerisch vorteilhaft erweisen können [12]. Unabhängig von der gewählten Formulierung bilden Netztopologie und Betriebsmitteldaten (z. B. Leitungsimpedanzen, Transformatorparameter) einen unverzichtbaren Bestandteil des Modells.

Ein zentrales Problem der modellbasierte Netzzustandsermittlung in Mittelspannungsnetzen ist die geringe Beobachtbarkeit infolge der niedrigen Messdichte. Wobei die Beobachtbarkeit die Eigenschaft des Netzes darstellt, die beschreibt, ob die vorhandenen Messwerte ausreichen, um alle Zustandsgrößen des Systems eindeutig zu bestimmen [4]. Um dennoch eine Zustandsermittlung durchführen zu können, werden Pseudomesswerte eingesetzt, die fehlende Messungen approximieren. Diese werden auf Basis historischer Last- und Einspeisedaten, statistischer Modelle oder externer Kontextinformationen erzeugt und mit hoher Standardabweichung in das Schätzproblem eingebracht. Aufgrund ihrer hohen Varianz können Pseudomesswerte die numerische Kondition des Schätzproblems negativ beeinflussen und stellen damit eine Herausforderung modellbasierter Verfahren dar [12].

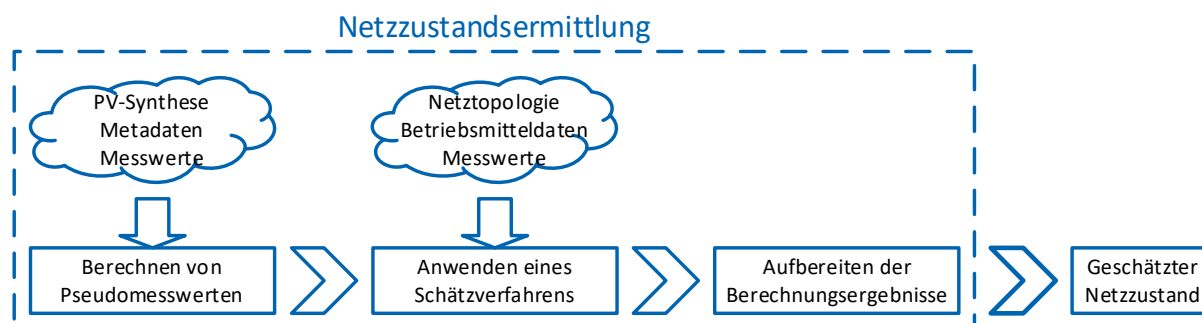


Abbildung 1 Schematischer Ablauf eines möglichen modellbasierten Verfahrens zur Netzzustandsermittlung unter Einbeziehung von Pseudomesswerten, Netzmodell und verfügbaren Messwerten

Abbildung 1 zeigt einen möglichen Ablauf eines modellbasierten Netzzustandsermittlungsverfahrens. Zunächst werden aus unterschiedlichen Eingangsdaten

– darunter synthetisierte PV-Erzeugungsdaten, zeitliche und kontextuelle Metadaten (z. B. Datum, Wochentag, Wetter), historische Zeitreihen ähnlicher Lasten sowie verfügbare aktuelle Messwerte – Pseudomesswerte abgeleitet. Diese Pseudomesswerte dienen gemeinsam mit Messungen, der bekannten Netztopologie und den Betriebsmitteldaten als Eingangsgrößen für das modellbasierte Schätzverfahren. Das Ergebnis dieses Schrittes sind geschätzte komplexe Knotenspannungen, aus denen in einem nachgelagerten Berechnungsschritt weitere betriebsrelevante Größen wie Knotenspannungsbeträge oder Leitungsauslastungen bestimmt werden können. Ein solcher modularer Aufbau entspricht dem in der Literatur beschriebenen allgemeinen Funktionsschema der Zustandsermittlung und stellt eine mögliche konkrete Ausprägung dar.

Zu den Vorteilen modellbasierter Verfahren zählen ihre physikalische Interpretierbarkeit, die explizite Berücksichtigung physikalischer Gesetze (Knoten- und Maschengleichungen) sowie ihre prinzipielle Übertragbarkeit auf neue Betriebssituationen.

Demgegenüber stehen Nachteile, insbesondere die Abhängigkeit von der Qualität der Netzdaten und der Pseudomesswerte. WLS-basierte Verfahren sind sensitiv auf Initialwerte sowie schlecht konditionierte Matrizen, was zu Konvergenzproblemen führen kann.

3.2 Datengetriebenen Verfahren

Datengetriebenen Verfahren basieren zumeist auf einem machine-learning basierten Ansatz, bei dem der Zusammenhang zwischen verfügbaren Messgrößen und dem Netzzustand aus Trainingsdaten erlernt wird [12]. Anstelle eines expliziten physikalischen Netzmodells kommen statistische Lernverfahren oder neuronale Netze zum Einsatz, die entweder direkt Zustandsgrößen schätzen oder Pseudomesswerte generieren.

Ein wesentlicher Vorteil dieser Ansätze besteht darin, dass sie auch in unzureichend beobachtbaren Netzen eingesetzt werden können, da sie statistische Abhängigkeiten aus historischen Daten nutzen. Zudem ermöglichen sie im Online-Betrieb sehr schnelle Schätzungen. Demgegenüber stehen Nachteile wie z. B. der hohe Bedarf an repräsentativen Trainingsdaten, eine eingeschränkte Generalisierbarkeit auf bislang nicht betrachtete Netzabschnitte oder Betriebssituationen sowie das Risiko physikalisch inkonsistenter Ergebnisse, sofern keine expliziten Nebenbedingungen berücksichtigt werden.

4 Leistungsbasierte Netzzustandsermittlung

Die klassische Zustandsermittlung in elektrischen Verteilernetzen basiert in der Regel auf einem nichtlinearen WLS-Ansatz, da die physikalischen Gleichungen die Zustandsgrößen – üblicherweise Spannungsbeträge und Spannungswinkel an den Knoten – nichtlinear mit den gemessenen Größen verknüpfen. Die Leistungsflussgleichungen koppeln Wirk- und Blindleistungen nichtlinear mit den komplexen Knotenspannungen, sodass die Zustandsschätzung als nichtlineares Optimierungsproblem formuliert und iterativ gelöst werden muss. Diese Vorgehensweise ist allgemein anwendbar, geht jedoch insbesondere in Mittelspannungsnetzen mit geringer Messdichte häufig mit Konvergenzproblemen einher.

Der hier vorgestellte Ansatz nutzt gezielt strukturelle Eigenschaften radial betriebener Mittelspannungsnetze, um eine alternative Modellierung zu ermöglichen. Anstatt die komplexen Knotenspannungen direkt als Zustandsgrößen zu wählen, werden die Wirk- und

Blindleistungen an den Knoten als Zustandsvariablen definiert. Diese Knotenleistungen können entweder durch Messungen oder durch Pseudomesswerte beschrieben werden, wobei für jede Größe eine zugehörige Standardabweichung bekannt ist. Die zentrale Idee besteht darin, dass sich in radialen Netzen Leistungsbilanzen formulieren lassen, die den Netzzustand eindeutig und konsistent beschreiben, ohne unmittelbar auf nichtlineare Spannungsbeziehungen zurückgreifen zu müssen.

Eine wesentliche Rolle spielen dabei Knotenleistungsmessungen und Zweigleistungsmessungen, wie in Abbildung 2 dargestellt. Knotenleistungsmessungen erfassen die am jeweiligen Netzknoten aufgenommene oder eingespeiste Wirk- und Blindleistung. Zweigleistungsmessungen beschreiben hingegen den Wirk- und Blindleistungsfluss in einem Leitungszweig. Aufgrund der radialen Netzstruktur entspricht der Leistungsfluss in einem Zweig eindeutig der Summe der Leistungen aller diesem Zweig unterlagerten Knoten zuzüglich der in diesem Netzabschnitt auftretenden Verluste. Diese Eigenschaft erlaubt es, lineare Leistungsbilanzen aufzustellen.

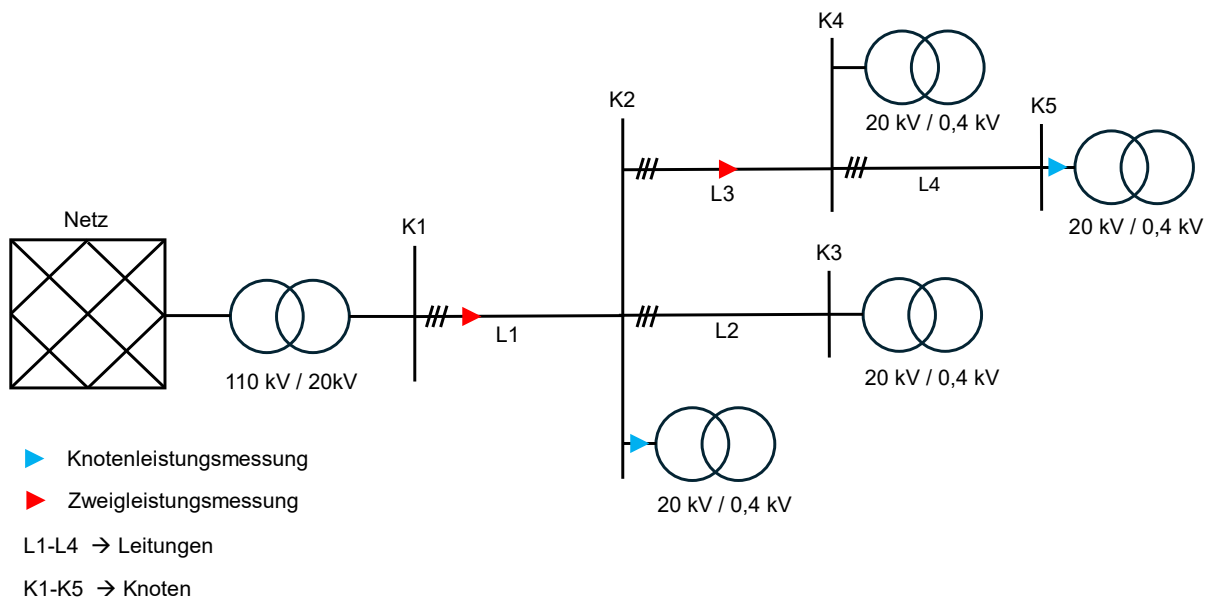


Abbildung 2 Schematische Darstellung eines radialen Mittelspannungsnetzes mit Knotenleistungsmessungen und Zweigleistungsmessungen als Grundlage des leistungs-basierten Zustandsermittlungsverfahrens

Die am Slack-Knoten aufgenommene Wirkleistung muss der Summe aller übrigen Knotenleistungen zuzüglich der gesamten Wirkleistungsverluste im Netz entsprechen. Unter der Annahme, dass der Slack-Knoten die Knotennummer 1 besitzt und das Netz aus insgesamt N Knoten besteht, ergibt sich für die Wirkleistung P_{Slack}

$$P_{\text{Slack}} = \sum_{i=2}^N P_i + P_V,$$

wobei P_i die Wirkleistung am Knoten i und P_V die gesamten im Netz auftretenden Wirkleistungsverluste bezeichnet. Analog gilt für die Blindleistung Q_{Slack}

$$Q_{\text{Slack}} = \sum_{i=2}^N Q_i + Q_V,$$

wobei Q_i die Blindleistung am Knoten i und Q_V die gesamten Blindleistungsverluste im Netz beschreibt.

Entsprechende Zusammenhänge lassen sich auch für Zweigleistungsmessungen formulieren. Der gemessene Wirk- und Blindleistungsfluss in einem Leitungszweig ℓ ergibt sich aus der Summe der Wirk- und Blindleistungen aller dem Zweig unterlagerten Knoten sowie der in diesem Netzabschnitt auftretenden Verluste. Für die Wirkleistung P_ℓ gilt

$$P_\ell = \sum_{i \in \mathcal{U}_\ell} P_i + P_{V,\ell},$$

und entsprechend für die Blindleistung Q_ℓ

$$Q_\ell = \sum_{i \in \mathcal{U}_\ell} Q_i + Q_{V,\ell}.$$

Dabei bezeichnet \mathcal{U}_ℓ die Menge aller Knoten, die dem Zweig ℓ elektrisch nachgelagert sind, während $P_{V,\ell}$ und $Q_{V,\ell}$ die in diesem Zweig auftretenden Wirk- und Blindleistungsverluste beschreiben. Diese Bilanzgleichungen sind – abgesehen von den Verlustanteilen – linear in den Knotenleistungen.

Durch Zusammenfassung aller Knotenleistungsmessungen, Zweigleistungsmessungen sowie der zugehörigen Leistungsbilanzgleichungen ergibt sich ein lineares Messmodell der Form

$$\mathbf{z} = \mathbf{H} \mathbf{x} + \mathbf{e},$$

wobei \mathbf{z} den Messwertvektor, \mathbf{x} den Zustandsvektor der Knoten-Wirk- und Blindleistungen, \mathbf{H} die Modellmatrix und \mathbf{e} den Messfehlervektor bezeichnet. Unter Berücksichtigung der bekannten Messunsicherheiten wird der wahrscheinlichste Zustandsvektor $\hat{\mathbf{x}}$ im Sinne eines gewichteten Kleinste-Quadrate-Problems bestimmt. Dies führt auf die Normalgleichung des linearen WLS-Ansatzes

$$\hat{\mathbf{x}} = (\mathbf{H}^T \mathbf{R}^{-1} \mathbf{H})^{-1} \mathbf{H}^T \mathbf{R}^{-1} \mathbf{z},$$

wobei \mathbf{R} die Kovarianzmatrix der Messfehler darstellt [4]. Aufgrund der linearen Problemformulierung ist das Schätzproblem konvex und eindeutig lösbar.

Die Verlustleistungen können jedoch nicht als konstante Größen angenommen werden, da sie nichtlinear von den Knotenleistungen abhängen. Aus diesem Grund werden sie in einem iterativen äußeren Prozess bestimmt. Zu Beginn werden die Verlustleistungen initialisiert, beispielsweise mit Null. Auf dieser Basis wird das lineare WLS-Problem gelöst und liefert eine konsistente Schätzung der Wirk- und Blindleistungen an den Knoten. Diese geschätzten Knotenleistungen dienen anschließend als Eingang für eine Lastflussrechnung, mit deren Hilfe die komplexen Knotenspannungen berechnet werden. Aus den resultierenden Spannungen lassen sich die Gesamt- und Zweigverluste bestimmen, die wiederum in die Leistungsbilanzgleichungen zurückgeführt werden. Dieser Ablauf wird iteriert, bis sich die Verlustleistungen zwischen zwei Iterationen nicht mehr signifikant ändern. Das Schätzproblem bleibt somit in jeder Iteration linear. Im Gegensatz zum nichtlinearen WLS-Ansatz treten hierbei keine Konvergenzprobleme des Schätzverfahrens auf, da in jeder Iteration ein lineares, eindeutig lösbares Problem behandelt wird.

Abschließend ist festzuhalten, dass im hier beschriebenen Verfahren – abgesehen von der Spannung am Slack-Knoten – derzeit noch keine expliziten Spannungsbetragsmessungen in die Zustandsermittlung integriert sind. Aktuell wird jedoch daran gearbeitet, Spannungsbetragsmessungen zusätzlich zu berücksichtigen, um weitere direkte

Informationen in den Schätzprozess einzubinden und dadurch die Genauigkeit der ermittelten Schätzergebnisse zu erhöhen.

4.1 Ergebnisse

Die dargestellten ersten Ergebnisse basieren auf der Simulation eines realen radialen Mittelspannungsnetzes, eines österreichischen Verteilernetzbetreibers, das zu Testzwecken herangezogen wurde und eine Größenordnung von rund 800 Knoten aufweist. Ziel der Untersuchungen ist es, die Qualität des entwickelten linearen Zustandsermittlungsverfahrens systematisch zu bewerten und dessen Ergebnisse mit etablierten, in der Praxis eingesetzten WLS-basierten Verfahren zu vergleichen.

Für die dargestellten Resultate wurde eine geringe Messwertdurchdringung verwendet, die einen nicht flächendeckenden Ausbau der Messinfrastruktur in Mittelspannungsnetzen widerspiegelt. Konkret waren in diesem Beispielnetz 10 % der Knoten mit Messungen der Wirk- und Blindleistung sowie der Knotenspannungsbeträge ausgestattet, während nur 5 % der Leitungen über Messungen verfügten. Die Positionen dieser Messstellen sind zufällig über das gesamte Netz verteilt, sodass von keiner gezielten oder optimierten Platzierung auszugehen ist. An den zufällig bestimmten nicht gemessenen Knoten sind Pseudomesswerte für Wirk- und Blindleistung angesetzt und mit einer Standardabweichung von 100 % bezogen auf den jeweiligen Erwartungswert behaftet.

Um eine belastbare Vergleichbarkeit sicherzustellen, wurden drei unterschiedliche Verfahren parallel angewendet (siehe Abbildung 3). Neben dem entwickelten linearen Verfahren wurde ein klassischer WLS-Algorithmus eines etablierten Softwaretools (Pandapower) eingesetzt [13]. Zusätzlich wurde derselbe WLS-Algorithmus in einer erweiterten Variante betrachtet, bei der gemessene Knotenspannungsbeträge explizit als zusätzliche Eingangsdaten in den Schätzprozess einbezogen sind. Alle Verfahren sind mit identischen Netzdaten und Messwerten betrieben, sodass Unterschiede in den Ergebnissen eindeutig auf die jeweiligen methodischen Ansätze zurückgeführt werden können.

Als Bewertungsgrößen wurden zum einen die relativen Fehler der Knotenspannungsbeträge herangezogen, die den Abweichungen der geschätzten Spannungen von den tatsächlich vorliegenden Spannungswerten gegenübergestellt sind. Zum anderen wurden die absoluten Fehler der Leitungsströme in Ampere analysiert. Auf eine Normierung der Stromfehler wurde bewusst verzichtet, da die im Netz auftretenden Ströme je nach Auslastung stark variieren und typischerweise Werte von wenigen Ampere bis in den Bereich von etwa 150 A annehmen. Absolute Fehler stellen daher eine anschauliche und praxisnahe Kenngröße dar.

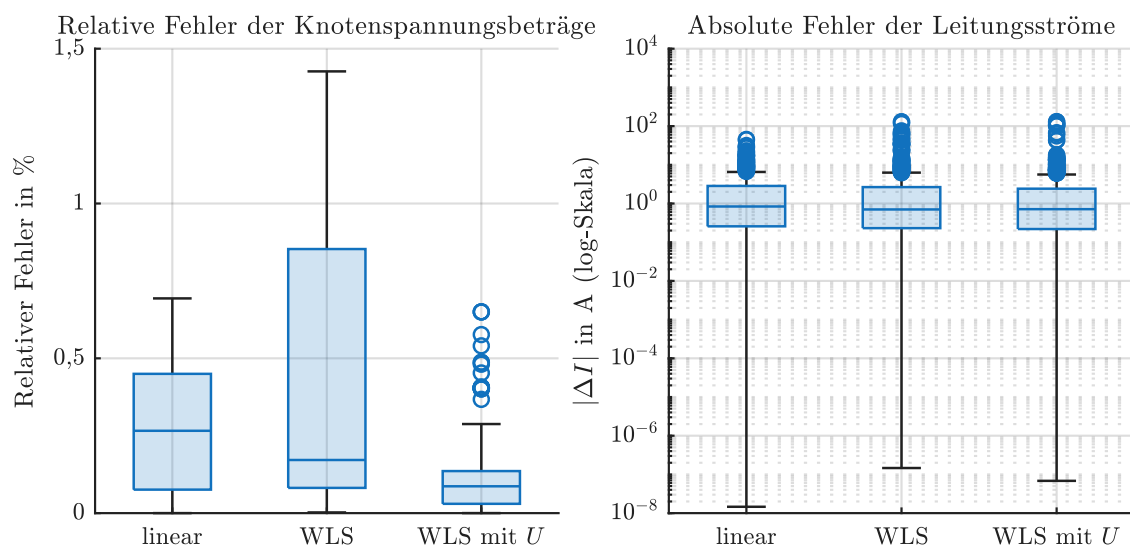


Abbildung 3 Vergleich der relativen Fehler der Knotenspannungsbeträge und der absoluten Fehler der Leitungsströme für das lineare Verfahren sowie die nichtlinearen WLS-basierte Ansätze (pandapower) bei geringer, zufällig verteilter Messwertdurchdringung in einem realen radialen Mittelspannungsnetz

Bei der gewählten geringen Messwertdurchdringung liegen die relativen Spannungsfehler meist deutlich unter 1 %. Das entwickelte lineare Verfahren schneidet hierbei nur geringfügig schlechter ab als das WLS-Verfahren mit expliziter Einbindung von Spannungsmessungen. Hervorzuheben ist die Analyse der Leitungsströme, bei der das lineare Verfahren im Mittelwert der Leistungsstromabweichungen (MAE) geringere absolute Fehler aufweist als beide WLS-Varianten.

Eine weitere zentrale Erkenntnis betrifft das Konvergenzverhalten der untersuchten Verfahren. Während es bei den WLS-Algorithmen – sowohl mit als auch ohne zusätzliche Einbindung von Knotenspannungsbeträgen – in mehreren Szenarien zu Konvergenzproblemen kam, zeigte das lineare Verfahren in keinem der untersuchten Fälle entsprechende Schwierigkeiten. Die Konvergenz ist hier aufgrund der strukturellen Eigenschaften des Verfahrens stets gegeben, da kein iteratives nichtlineares Optimierungsproblem gelöst wird. Eine detaillierte Untersuchung der Ursachen der beobachteten Konvergenzprobleme bei den WLS-Verfahren ist Gegenstand laufender Arbeiten.

4.2 Zusammenfassung und Resümee

Der vorliegende Beitrag entstand im Rahmen des Forschungsprojekts VITREOUSGRID und adressiert zentrale Fragestellungen der Netzzustandsermittlung in realen Mittelspannungsnetzen unter praxisnahen Randbedingungen. Aufbauend auf den zuvor dargestellten Grundlagen und Herausforderungen wurde ein leistungsorientiertes, lineares Verfahren zur Netzzustandsermittlung vorgestellt, das gezielt die strukturellen Eigenschaften radial betriebener Mittelspannungsnetze nutzt und somit eine systematische Untersuchung der Netzzustandsermittlung in solchen Netzstrukturen ermöglicht.

Die in diesem Beitrag dargestellte Evaluierung erfolgt anhand eines detaillierten Mittelspannungs-Beispielnetzes, das aus einem realen Netzabschnitt eines österreichischen Verteilernetzbetreibers abgeleitet wurde, und beinhaltet einen direkten Vergleich des untersuchten Verfahrens mit etablierten WLS-basierten Zustandsschätzansätzen. Die

Ergebnisse zeigen, dass das entwickelte Verfahren sowohl hinsichtlich der Schätzung der Knotenspannungsbeträge als auch der Leistungsstrombeträgen eine mit dem Standard-WLS-Verfahren vergleichbare Genauigkeit erreicht, selbst bei geringer und zufällig verteilter Messwertdurchdringung.

Ein wesentlicher Vorteil des Ansatzes liegt in seinem numerischen Verhalten. Aufgrund der linearen Problemformulierung ist das Verfahren eindeutig lösbar, sodass Konvergenzprobleme systembedingt ausgeschlossen sind. Damit stellt der entwickelte Ansatz im Projektkontext von VITREOUSGRID eine robuste und praxisnahe Alternative zu klassischen nichtlinearen Zustandsermittlungsverfahren dar, insbesondere für schwach beobachtbare, radial strukturierte Mittelspannungsnetze. Im weiteren Projektverlauf ist eine Ausweitung der Untersuchungen auf weitere Mittelspannungsnetze vorgesehen, um die Übertragbarkeit und Robustheit des Ansatzes umfassend zu bewerten und systematisch mit etablierten Verfahren zu vergleichen.

5 Projektförderung

Dieses Projekt wird aus Mitteln des Klima- und Energiefonds gefördert und im Rahmen des Energieforschungsprogramms 2023 durchgeführt.



6 Literatur

- [1] H. B. Sun und B. M. Zhang, "Global state estimation for whole transmission and distribution networks," *Electric Power Systems Research*, Jg. 74, Nr. 2, S. 187–195, 2005, doi: 10.1016/j.epsr.2004.10.011.
- [2] E. Beckstedde und L. Meeus, "From "Fit and Forget" to "Flex or Regret" in Distribution Grids: Dealing With Congestion in European Distribution Grids," *IEEE Power and Energy Mag.*, Jg. 21, Nr. 4, S. 45–52, 2023, doi: 10.1109/MPE.2023.3269545.
- [3] F. Geth, M. Vanin, W. van Westering, T. Milford und A. Pandey, "Making Distribution State Estimation Practical: Challenges and Opportunities," 2023, doi: 10.48550/arXiv.2311.07021.
- [4] A. Abur und A. Gómez Expósito, *Power system state estimation: Theory and implementation* (Power engineering 24). New York, NY u.a.: Dekker, 2004. [Online]. Verfügbar unter: <http://www.loc.gov/catdir/enhancements/fy0647/2004300427-d.html>
- [5] M. E. Baran, "Challenges in state estimation on distribution systems," in *2001 Power Engineering Society Summer Meeting. Conference Proceedings (Cat. No.01CH37262)*, Vancouver, BC, Canada, 2001, 429-433 vol.1, doi: 10.1109/PESS.2001.970062.
- [6] F. Scheweppe und J. Wildes, "Power System Static-State Estimation, Part I: Exact Model," *IEEE Trans. on Power Apparatus and Syst.*, Jg. PAS-89, Nr. 1, S. 120–125, 1970, doi: 10.1109/TPAS.1970.292678.
- [7] Consentenc, *Standardisiertes Vorgehen für die Durchführung von Netzzustandsermittlungen auf Basis von Echtzeit-Messwerten in der Niederspannung*.

- [8] U. Kuhar, G. Kosec und A. Švigelj, *Observability of Power-Distribution Systems*. Cham: Springer International Publishing, 2020.
- [9] T. Zufferey und G. Hug, "Impact of data availability and pseudo-measurement synthesis on distribution system state estimation," *IET Smart Grid*, Jg. 4, Nr. 1, S. 29–44, 2021, doi: 10.1049/stg2.12004.
- [10] D. M. Wäresch, "Entwicklung eines Verfahrens zur dreiphasigen Zustandsschätzung in vermaschten Niederspannungsnetzen," Dissertation, Technischen Universität Kaiserslautern, Kaiserslautern, 2018.
- [11] Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft. "VITREOUSGRID: Entwicklung eines Zustandsschätzungsverfahrens zur Optimierung der Datendurchdringung in Verteilernetzen." [Online.] Verfügbar: <https://projekte.ffg.at/projekt/5126086>
- [12] K. Dehghanpour, Z. Wang, J. Wang, Y. Yuan und F. Bu, "A Survey on State Estimation Techniques and Challenges in Smart Distribution Systems," *IEEE Trans. Smart Grid*, Jg. 10, Nr. 2, S. 2312–2322, 2019, doi: 10.1109/TSG.2018.2870600.
- [13] L. Thurner *et al.*, "Pandapower—An Open-Source Python Tool for Convenient Modeling, Analysis, and Optimization of Electric Power Systems," *IEEE Trans. Power Syst.*, Jg. 33, Nr. 6, S. 6510–6521, 2018, doi: 10.1109/TPWRS.2018.2829021.