



**Innovative Lösungen
und Betriebsmittel
für das Verteilnetz
der Zukunft**

Gefördert durch:



Bundesministerium
für Wirtschaft
und Energie

aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages

Verbundprojekt

Netzzustandsschätzung



Abbildung 47: Netzleitstelle der STAWAG

In den letzten Jahren ist in Deutschland die installierte Leistung erneuerbarer Energien signifikant angestiegen. Besonders Photovoltaik-Anlagen (PV), aber auch kleinere Windenergieanlagen werden in der Verteilnetzebene angeschlossen.

Da die Netze in der Mittel- und Niederspannungsebene in der Vergangenheit nicht dafür ausgelegt wurden, in einem solchen Umfang dezentrale Erzeugungsanlagen zu integrieren, droht in einer zunehmenden Anzahl von Netzen die Verletzung technischer Randbedingungen, was beispielsweise die thermischen Grenzströme sowie das Spannungsband angeht. Dies führt zu einem erheblichen konventionellen Netzausbaubedarf, wie bereits in unterschiedlichen Studien gezeigt werden konnte. Durch die Nutzung sogenannter Smart-Grid-Technologien, wie beispielsweise regelbarer Ortsnetztransformatoren, Blindleistungsregelung, Demand-Side-Management und Einspeisemanagement, ist eine Reduktion des konventionellen Netzausbaubedarfs möglich. Ein gezielter und

koordinierter Einsatz dieser Technologien erfordert jedoch die Kenntnis des aktuellen Netzzustandes, der bisher in der Mittel- und Niederspannungsebene den Netzbetreibern zumeist unbekannt ist.

Im Rahmen des Verbundprojektes Netzzustandsschätzung befasst sich das Projektteam damit, entsprechende Verfahren zur Zustandsschätzung in der Mittelspannungsebene zu entwickeln sowie die dafür erforderliche Durchdringung mit Messtechnik zu ermitteln. Dabei werden im Rahmen des Projektes neue Verfahren nicht nur entwickelt, sondern auch angewendet und mit einem Feldtest verifiziert.

Ziele

Im aktuellen Netzleitsystem PSIcontrol der STAWAG sind in der Sparte Strom das Hoch- und Mittelspannungsnetz der Stadt Aachen und der umliegenden Regionen abgebildet. Das System wird für die zentrale Überwachung und Steuerung des Stromnetzes verwendet, zum Beispiel durch Erfassung von Messwerten und Meldungen oder durch Schaltbefehle an Leistungsschalter. Die Betriebsmittel und die Netztopologie werden dazu in Übersichtsbildern, Anlagenbildern und Schemabildern dargestellt und dem Betriebspersonal steht zusätzlich eine Vielzahl von Analysewerkzeugen zur Verfügung.

Im aktuellen Netzleitsystem PSIcontrol der STAWAG sind in der Sparte Strom das Hoch- und Mittelspannungsnetz der Stadt Aachen und der umliegenden Regionen abgebildet.

Die integrierten höheren Entscheidungs- und Optimierungsfunktionen (HEO-Funktionen) des Leitsystems enthalten ein Rechenmodul zur State-Estimation (Zustandsschätzung), das aus den elektrischen Daten des Netzes, der aktuellen Topologie und den aktuellen Messwerten einen konsistenten Netzzustand berechnet. Um eine solche Zustandsschätzung durchzuführen, muss das Netz beobachtbar sein, was eine ausreichend große Anzahl an Messwerten bedingt. Dabei ist jedoch nicht nur die Anzahl der Messwerte, sondern auch deren Typ und Position im Netz relevant. Die entsprechenden Voraussetzungen sind in Hoch- und Höchstspannungsnetzen im Allgemeinen erfüllt, in denen aus Gründen der Netzsicherheit an allen Stationen die elektrischen Größen messtechnisch erfasst und über eine kommunikationstechnische Anbindung an das Leitsystem gesendet werden. In Mittel- und Niederspannungsnetzen ist dagegen praktisch keine Messtechnik ausgebracht. Um State-Estimation im Mittelspannungsnetz anwenden zu können, müssen mittels heuristischer Verfahren zusätzliche Eingangsgrößen, sogenannte Pseudomesswerte, erzeugt werden, um eine Beobachtbarkeit des Netzgebietes zu ermöglichen (vgl. Abbildung 48).

Pseudomesswerte weisen deutlich höhere Messfehler auf als reale Messwerte. Dadurch kommt es zu Abweichungen zwischen dem aktuellen und dem geschätzten Netzzustand, zu sogenannten Schätzfehlern. Durch die Ausbringung zusätzlicher Messtechnik mit geringen Messfehlern können diese Schätzfehler reduziert werden. Alternativ ist es auch möglich, den Schätzfehler durch die Verwendung exakterer Pseudomesswerte mit geringeren Messfehlern zu reduzieren.

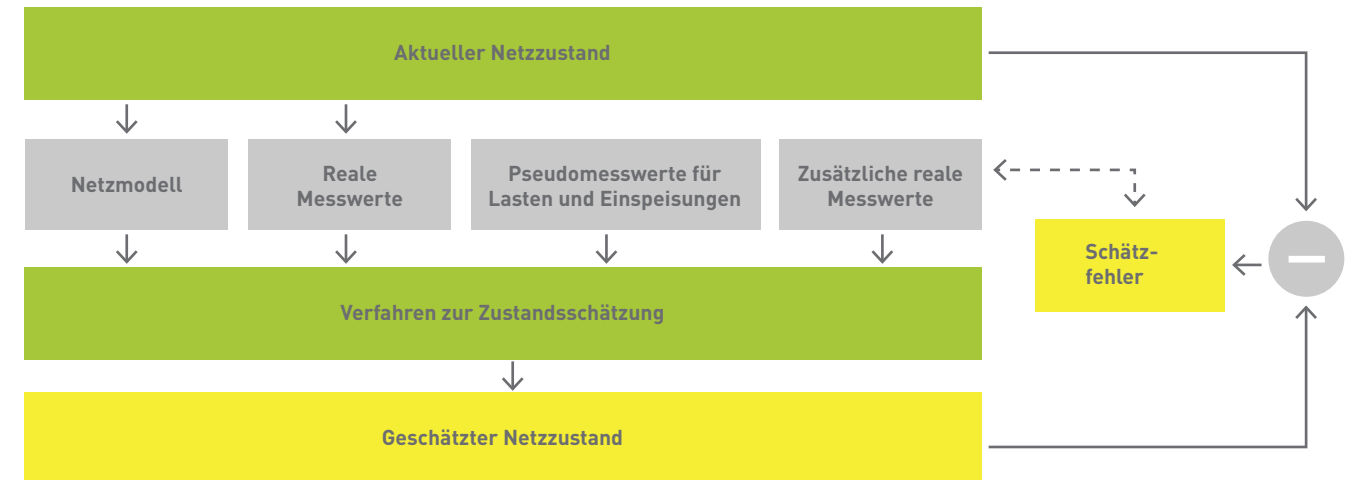


Abbildung 48: Überblick Zustandsschätzung in Verteilnetzen; IAEW

Die Ziele dieses Verbundprojektes sind es,

- unterschiedliche Verfahren zur Pseudomesswertermittlung und Zustandsschätzung zu entwickeln
- die Verfahren und deren Eignung für die Betriebsführung zu verifizieren
- ein Verfahren zur optimierten Positionierung zusätzlicher Messtechnik zu entwickeln

Um die Verfahren zu verifizieren, muss das jeweilige Netzgebiet vollständig messtechnisch erfasst und die neu installierte Messtechnik auf der Niederspannungsseite der Ortsnetzstationen im Netzleitsystem modelliert, datentechnisch angebunden und visualisiert werden. Der Nachweis der Betriebstauglichkeit der Integration von Niederspannungsmesstechnik ist eine weitere Ziele innerhalb dieses Projektes.

Arbeiten

Die im Rahmen des Verbundprojektes durchgeführten Arbeiten lassen sich in die folgenden Abschnitte unterteilen:

1. Messtechnische Ausstattung der Testregion
2. Aufbau eines zusätzlichen Netzleitsystems als Testsystems
3. Erweiterungen des Netzleitsystems PSIcontrol
4. Verfahrensentwicklungen
5. Datenanalyse und Verfahrensverifizierungen

In diesem Kapitel werden die einzelnen Abschnitte detailliert beschrieben. Die jeweiligen Ergebnisse werden in der Zusammenfassung vorgestellt.

Um die neuen Verfahren zu verifizieren, muss das Mittelspannungsnetz einer Testregion messtechnisch vollständig erfasst werden. In einem ersten Schritt werden dazu Mittelspannungsnetzabgänge im Netzbereich der INFRAWEST auf ihre mögliche Eignung geprüft. Hauptkriterium für die Auswahl der Testregion ist die Verfügbarkeit von Signalkabeln, um eine kostengünstige kommunikations-

technische Anbindung der Messtechnik in den Ortsnetzstationen an das Leitsystem der STAWAG zu ermöglichen. Als Testregion wird deshalb der Netzbereich „Schönauer Friede“ in Aachen-Richterich gewählt, in dem die Mehrzahl der Stationen mit Signalkabeln ausgerüstet ist, sodass die zusätzliche Messtechnik leicht und verhältnismäßig kostengünstig an das Netzleitsystem angebunden werden kann.

In Abbildung 49 ist der Aufbau des Testsystems sowie der Testregion dargestellt. An 13 der 14 Ortsnetzstationen des Mittelspannungsstranges werden die Spannungen und Ströme sowie die Wirk- und Blindleistung niederspannungsseitig gemessen. Die Mehrzahl der Stationen waren bereits mit einer Signalkabelanbindung ausgestattet, sodass die Messwerte über Modbus RTU übertragen werden können. An den anderen Stationen wurde Digitalfunk sowie Breitband-Powerline zur kommunikationstechnischen Anbindung nachgerüstet. Die Powerline-Übertragung erfolgt direkt über das Mittelspannungsnetz, da die Netztopologie dies zulässt (benachbarte Stationen). Die Bandbreite ist mit bis zu 20 Mbit/s deutlich höher als im Projekt benötigt.

Als einziger Nachteil hat sich erwiesen, dass die Signalkoppler bei Mittelspannungsprüfungen temporär demontiert werden müssen. Eine der drei über PowerLine gekoppelten Stationen ist an das STAWAG-Signalkabelnetz angebunden und wird für die Weiterleitung der Daten verwendet. Die restlichen Stationen boten sich nicht für den Einsatz von Powerline an, weshalb sie über Digitalfunk im MHz-Bereich angebunden werden. Die Funktechnik ist für den Einsatz bei Netzbetreibern ausgelegt und bietet eine hohe Reichweite und Zuverlässigkeit. Nachteil ist die geringe Bandbreite von maximal 80 kbit/s, die jedoch für die Anwendung im Projekt ausreicht. Des Weiteren ist es erforderlich, die entsprechenden Frequenzbänder zu beantragen.

Eine der 13 Stationen übernimmt die zentrale Anbindung an das Leitsystem. Dort werden die Daten, die zuvor über Modbus RTU, Powerline oder Funk übertragen worden sind, gesammelt, konvertiert und an das Leitsystem übermittelt.

Alle im Rahmen des Projektes erforderlichen Änderungen und Erweiterungen dürfen das betriebsführende Netzleitsystem nicht beeinträchtigen. Um die notwendige Flexibilität für das Forschungsprojekt zu schaffen, ist ein separates Testsystem mit allen relevanten Rechnertypen erforderlich. Die Software des Testsystems hat einen vom produktiven Netzleitsystem unabhängigen Stand und kann entsprechend den Erfordernissen des Projektes ohne Rückwirkungen auf die Netzführung angepasst werden. Lediglich die Datenbankerweiterungen werden in beiden Systemen parallel vorgenommen, damit nur eine einzige Datenbasis im Produktivsystem gepflegt werden muss. Die Übernahme in das Testsystem erfolgt dateibasiert und ohne Auswirkungen auf das produktive Netzleitsystem. Um das Testsystem mit aktuellen Prozessdaten zu versorgen, wird es im Mithörbetrieb an das Prozess-LAN des Netzleitsystems angeschlossen. Damit werden alle eingehenden Fernwirktelegramme genauso verarbeitet wie im Produktivsystem. Die Steuerrichtung ist jedoch deaktiviert, sodass aus dem Testsystem heraus keine Befehlsgebung an den Prozess möglich ist.

In einem ersten Schritt werden die datenbank- und softwaretechnischen Voraussetzungen für die Model-

lierung der Demonstrationsregion geschaffen. Die im Leitsystem vorhandenen Möglichkeiten der Modellierung, die vornehmlich für eine kleine Anzahl von Betriebsmitteln in der Hoch- und Höchstspannung konzipiert sind, erfordern einen vergleichsweise hohen Aufwand an manueller Datenpflege, der bei einer flächendeckenden Ausbringung der Modelle im Mittelspannungsnetz nicht akzeptabel ist. Daher werden die vorhandenen Konzepte für die Mittelspannung erweitert, um die Demonstrationsregion vollständig nachzubilden. Dies umfasst den vollständigen Satz von Niederspannungsmesswerten, im Einzelnen alle Leiter-Erd-Spannungen, alle verketteten Spannungen, alle Leiterströme, Wirkleistungs- und Blindleistungssumme einschließlich ihrer Fernwirkanbindung. Für die Ortsnetztransformatoren wird die Möglichkeit geschaffen, die elektrischen Daten und die fest einstellbare Stufung zu hinterlegen. In der Demonstrationsregion ist auch ein regelbarer Ortsnetztransformator (rONT) eingebaut, sodass die Nachbildung des Stufenstellers mit Fernwirkanbindung zur Übermittlung der aktuellen Stufe an das Netzleitsystem nötig bzw. möglich ist. Elektrische Lasten und dezentrale Einspeiseanlagen können an die Niederspannungsseite des Ortsnetztransformators angeschlossen werden. Ein wichtiger Aspekt bei der Implementierung ist die Kompatibilität zur bestehenden Modellierung. Falls keine der oben beschriebenen zusätzlichen Daten eingegeben werden, bleibt die bestehende Funktionalität der State-Estimation erhalten.

Die Visualisierung baut auf dem vorhandenen Konzept der Technolupe auf. Im Gegensatz zu den klassischen Bildern im Netzleitsystem, die überwiegend manuell konstruiert werden, ist die Technolupe ein dynamisch generiertes Bild, das die im Datenmodell der Ortsnetzstation vorhandenen Elemente detailliert darstellt. Damit wird der Mittelspannungsplan nicht mit Details überfrachtet, die die Darstellung unübersichtlich machen würden. Mit der Technolupe werden die Elemente auf Anwahl in einem Pop-up-Fenster übersichtlich angezeigt. Die Technolupe wird erweitert, um einen Spannungsmesswert an der Mittelspannungssammelschiene, den oben genannten Satz an Niederspannungsmesswerten und die Stufenstellung eines rONT darstellen zu können (vgl. Abbildung 50).

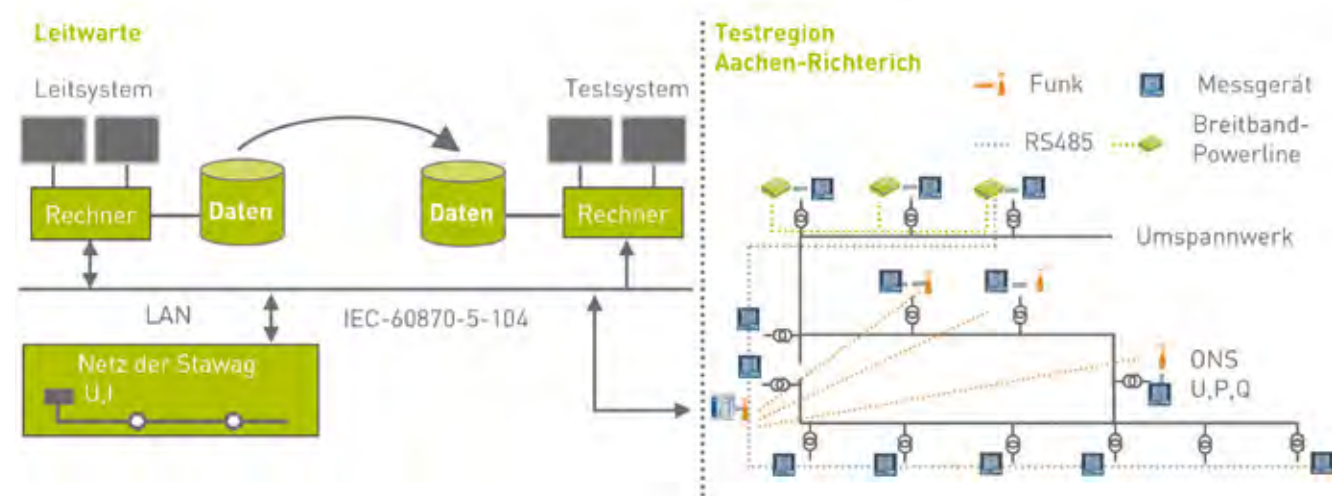


Abbildung 49: Testsystem und kommunikationstechnische Anbindung der Testregion Aachen-Richterich; IAEW

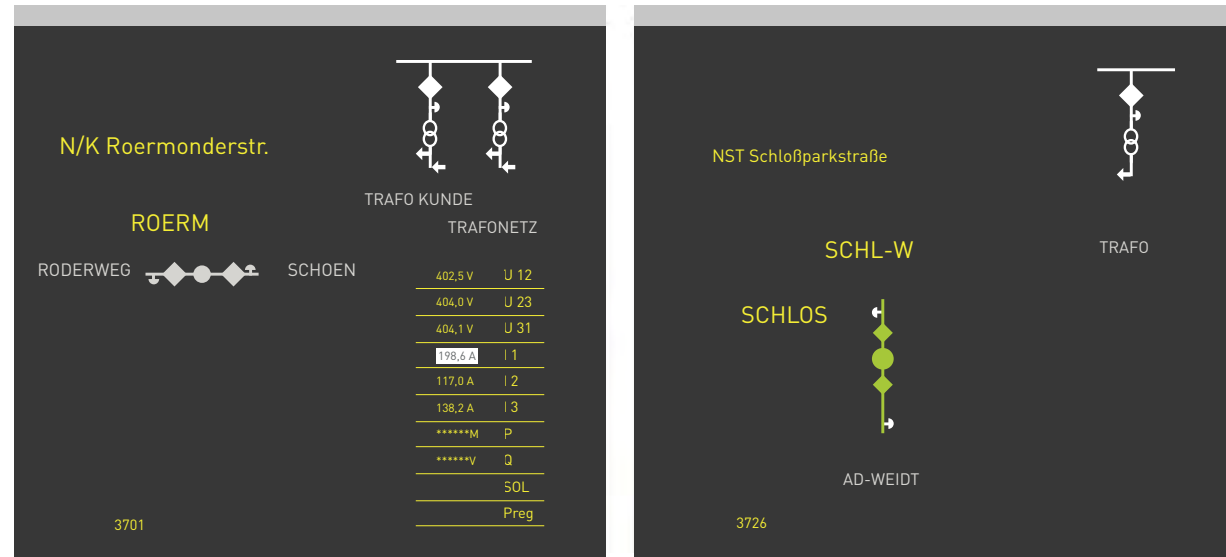


Abbildung 50: Technolupenansicht eines Standortes mit (links) und ohne (rechts) Messtechnik; IAEW

Die HEO-Rechenmodule im Leitsystem berücksichtigen ein Netzgebiet, das auf der Mittelspannungsseite der Ortsnetzstationen endet. In der Datenaufbereitung werden äquivalente elektrische Lasten und dezentrale Einspeiseanlagen an den zugehörigen Mittelspannungsknoten angeschlossen. Dieses Modell reicht nicht aus, um die Ziele dieses Forschungsprojektes zu erreichen. Deshalb werden die Rechenmodule erweitert, um das Rechengebiet bis zum ersten Knoten in der Niederspannung auszudehnen. Dazu wird das elektrische Modell des Ortsnetztransformators einschließlich der fest eingestellten Stufung und der aktuellen Stufenstellung des rONT integriert. Die Messwerte auf der Niederspannungsseite können damit unmittelbar berücksichtigt werden. Die zugrunde liegende Annahme ist, dass Ströme und Leistungsflüsse die Größen repräsentieren, die über den Ortsnetztransformator fließen. Diese Annahme erlaubt die Vereinfachung, im Netzleitsystem auf die explizite Modellierung einer Messstelle zu verzichten. Die für die Rechnung notwendigen Bilanzelemente „elektrische Last“ und „dezentrale Erzeugungsanlage“ werden auf der Niederspannungsseite angeschlossen. Falls mehr als ein Bilanzelement modelliert ist, wird durch die Messwerte die vorzeichenrichtige Summe aller angeschlossenen Bilanzelemente repräsentiert. Um realistische Ergebnisse zu erhalten, muss jedes Bilanzelement individuelle Wirk- und Blindleistungswerte

als Eingangsgrößen erhalten. Für die dezentralen Einspeiseanlagen werden hier die verschiedenen Verfahren zur Pseudomesswerterzeugung genutzt. Die verbleibende Differenz zwischen den realen Niederspannungsmesswerten und den Pseudomesswerten der dezentralen Erzeugungsanlagen wird der elektrischen Last als Pseudomesswert zugewiesen. Für die Übergabe an den Algorithmus der State-Estimation werden die elektrischen Lasten und die dezentralen Erzeugungsanlagen mit dem elektrischen Modell des Ortsnetztransformators auf die Mittelspannungsseite transformiert. Dadurch wird das Verfahren tauglich für eine große Anzahl Ortsnetzstationen mit Niederspannungsmesstechnik. Denn es werden keine zusätzlichen Knoten in das Netzmodell eingeführt, die die Performance der Rechnung beeinträchtigen und unter Umständen Konvergenzschwierigkeiten verursachen könnten. Im Rahmen der Ergebnisaufbereitung werden die Ergebnisse für die äquivalenten Mittelspannungselemente über den Ortsnetztransformator auf die Niederspannungsseite umgerechnet und stehen in der Oberfläche des Leitsystems zur Verfügung.

Die Archiv- und Exportfunktionen des Netzleitsystems sind erweitert, sodass alle Rechenergebnisse der State-Estimation automatisch archiviert werden und als Datei aus der Leitsystemumgebung heraus exportiert werden können. Das erlaubt die Auswertung der Ergebnisse über einen

längeren Zeitraum mit Analysetools außerhalb des Leitsystems und damit eine Verfahrensverifizierung.

Um verschiedene Ansätze zur Generierung von Pseudomesswerten schnell und vom Netzleitsystem unabhängig testen zu können, wird ein entsprechendes Verfahren entwickelt. Zu diesem Zweck werden in einem Modell verschiedene Generierungsansätze für Wirk- und Blindleistungspseudomesswerte an einzelnen Ortsnetz- bzw. Kundenstationen implementiert. Diese basieren beispielsweise auf der Verwendung von Schleppzeigerwerten und Abgangsleistungsmessungen im Umspannwerk oder aber auch auf zusätzlichen Informationen, wie beispielsweise der Kenntnis der Jahresenergieverbräuche der in unterlagerten Netzen angeschlossenen SLP(Standardlastprofil)- und RLM(Registrierende Leistungsmessung)-Kunden sowie der installierten PV-Anlagenleistung und aktuellen Messwerten einzelner Referenzanlagen (die konkrete Berechnungsvorschrift wird in der Zusammenfassung näher erläutert). Die mit den unterschiedlichen Ansätzen generierten Pseudomesswerte können automatisch mit realen Messwerten aus dem Testgebiet verglichen werden, um die jeweiligen Messfehler zu quantifizieren. Dafür werden alle im Testgebiet erfassten Messwerte mit fünfsekündlicher Auflösung automatisch aus dem Leitsystem auf einen FTP-Server exportiert. Auf Basis dieses Vergleichs können Verteilungsfunktionen der Messfehler für die jeweiligen Stationen in Abhängigkeit von der verwendeten Generierungsmethodik abgeleitet werden und damit eine Vorentscheidung getroffen werden, welche Generierungs-

ansätze in Pseudomesswerten mit geringen Messfehlern resultieren und im Leitsystem implementiert werden sollten. Die Ergebnisse dieser Voranalyse sind für eine Station in der Zusammenfassung exemplarisch dargestellt.

Wenn ein Netzbetreiber die Ergebnisse der Zustandsschätzung als Entscheidungsgrundlage in der Netzbetriebsführung verwendet, muss der Schätzfehler innerhalb tolerierbarer Grenzen liegen. Insbesondere im Hinblick auf das relative schmale Spannungsband von $\pm 10\%$ sollte der Schätzfehler der Knotenspannung unter einem Prozent liegen, um das nutzbare Spannungsband nicht weiter zu reduzieren. Dem Netzbetreiber ist der Schätzfehler, also die Abweichung zwischen realem und geschätztem Netzzustand jedoch unbekannt, sodass ein Verfahren zur Berechnung des Schätzfehlers erforderlich ist. Die Entwicklung eines solchen Verfahrens ist Bestandteil dieses Verbundprojektes.

Basierend auf den in den Voranalysen ermittelten Verteilungsfunktionen der Messfehler kann dabei der Schätzfehler in einem Netzgebiet mithilfe eines Monte-Carlo-Ansatzes simulativ bestimmt werden. Der Ablauf des dazu entwickelten Verfahrens ist in Abbildung 51 dargestellt.

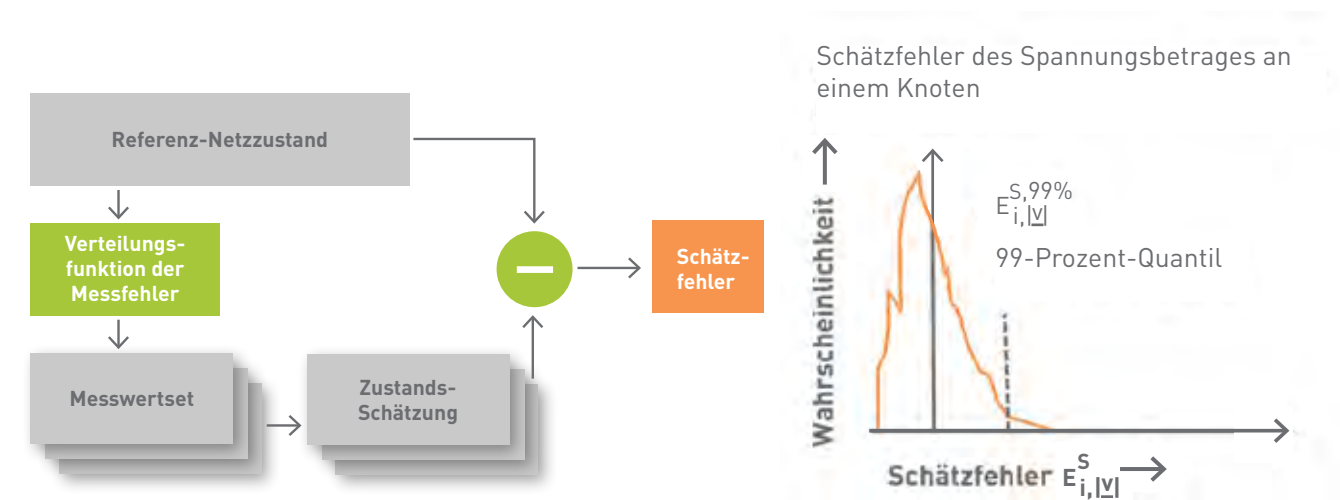


Abbildung 51: Methodischer Ansatz zur Berechnung der Schätzfehler; IAEW

In einem ersten Schritt wird ein Referenznetzzustand definiert, der einer realitätsnahen Last-Einspeise-Situation entspricht. Unter Kenntnis der im Netz verwendeten realen Messwerte und der Pseudomesswerte können entsprechende Verteilungsfunktionen der Messfehler zugeordnet werden und aus diesen Messfehler berechnet werden. Zwar ist die jeweilige Verteilungsfunktion der Messfehler bei den Pseudomesswerten unter anderem von den an der jeweiligen Station angeschlossenen Verbrauchern und Einspeisungen abhängig, jedoch lassen sich allgemeine Zusammenhänge ableiten. Somit können Verteilungsfunktionen auch ohne vorherige reale Messung aus einem anderen Netzgebiet (beispielsweise dem Testgebiet) übernommen werden, und zwar für den Fall, dass die Kundenstruktur vergleichbar ist.

Die berechneten Messfehler werden mit den jeweiligen elektrischen Größen im Referenznetzzustand überlagert und bilden in ihrer Gesamtheit jeweils ein Messwertset, das einem Verfahren zur Zustandsschätzung übergeben wird. Durch Vergleich des geschätzten Netzzustandes mit dem Referenznetzzustand lässt sich der Schätzfehler für die einzelnen Größen ermitteln. Um dem stochastischen Verhalten der Messfehler Rechnung zu tragen, wird dabei nicht nur jeweils ein Messfehler aus den Verteilungsfunktionen gezogen, sondern im Rahmen einer Monte-Carlo-Simulation erfolgt eine mehrfache Ziehung der Messfehler und die Erstellung mehrerer Messwertsets, sodass sich Verteilungsfunktionen für die Schätzfehler ergeben. Für eine verständlichere Ergebnisdarstellung wird der 95-Prozent- bzw. 99-Prozent-Quantilwert der Schätzfehler ermittelt.

Sollten die berechneten Schätzfehler, die durch den Netzbetreiber tolerierten Grenzen überschreiten, so ist die Ausbringung zusätzlicher realer Messtechnik mit geringen Messfehlern notwendig. Da Typ und Platzierung der zusätzlichen Messtechnik einen wesentlichen Einfluss auf die Reduktion des Schätzfehlers haben, ist ein Verfahren zur optimierten Positionierung zusätzlicher Messtechnik erforderlich. Das Ziel des im Rahmen des Verbundprojek-

tes entwickelten Verfahrens zur optimierten Positionierung von Messtechnik ist es, eine möglichst kostenminimale messtechnische Ausstattung zu ermitteln, die eine Einhaltung der Schätzfehlervorgaben des Netzbetreibers gestattet. Die Zielfunktion des Optimierungsproblems besteht in der Minimierung der annuitätischen Gesamtkosten für zusätzliche Messgeräte. Als Nebenbedingungen müssen die – durch den Netzbetreiber vorgegebenen – maximalen Schätzfehler an allen Knoten und auf allen Zweigen eingehalten werden. Mögliche Freiheitsgrade sind die Positionierung zusätzlicher Messgeräte an Netzknoten. Dabei kann für jeden Knoten eine Auswahl an verfügbaren Messgeräten mit unterschiedlichen Kosten und unterschiedlichen erfassten Messgrößen frei parametrisiert werden.

Da der Zusammenhang zwischen vorhandener Messtechnik und den resultierenden Schätzfehlern stochastisch geprägt ist und durch eine Monte-Carlo-Simulation bestimmt werden muss, ist kein analytisches Optimierungsverfahren anwendbar. Eine Optimalitätsgarantie ist nur durch eine vollständige Enumeration aller möglichen Kombinationen erzielbar. Diese ist jedoch aus rechenzeittechnischen Gründen bei großen Netzen nicht anwendbar. Das entwickelte Verfahren beruht deshalb darauf, den Lösungsraum durch eine Teilnetzerlegung heuristisch einzuschränken und initial die maximal erforderliche Anzahl an Messgeräten abzuschätzen, die zur Einhaltung der Schätzfehlervorgaben nötig ist. Anschließend wird durch einen genetischen Algorithmus eine kostengünstige Lösung ermittelt. Da ein heuristisches Verfahren herangezogen wird, kann keine Optimalitätsgarantie für die ermittelte Lösung gegeben werden. Dabei wird iterativ das Verfahren zur Berechnung der Schätzfehler genutzt, um den Einfluss der zusätzlich positionierten Messtechnik auf die Schätzfehler zu ermitteln. In einem weiteren Schritt ist es möglich, durch eine Anwendung des Verfahrens auf verschiedene Netztypen allgemeine Planungsgrundsätze abzuleiten, sodass zukünftig nicht für jedes Netz eine aufwendige Simulation erforderlich ist. Die Ableitung entsprechender Planungsgrundsätze ist jedoch nicht Bestandteil dieses Verbundprojektes.

Ergebnisse

In diesem Kapitel werden die wesentlichen Ergebnisse des Projektes vorgestellt. Wie in dem Kapitel Ziele erläutert, sind für die Zustandsschätzung im Verteilnetz Pseudomesswerte erforderlich, um eine Beobachtbarkeit zu gewährleisten. Im Rahmen des Projektes wurden unterschiedliche Methoden zur Generierung von Pseudomesswerten entwickelt und getestet (vgl. Ziele). Im Folgenden werden zunächst Untersuchungsergebnisse für die Generierung von Pseudomesswerten für einzelne Verbraucher vorgestellt, um in einem zweiten Schritt Pseudomesswerte für aggregierte Stationsdaten präsentieren zu können. Aus Gründen der Übersichtlichkeit werden dabei lediglich Ergebnisse für Wirkleistungswerte dargestellt, für Blindleistungswerte sind jedoch analoge Untersuchungen durchgeführt worden.

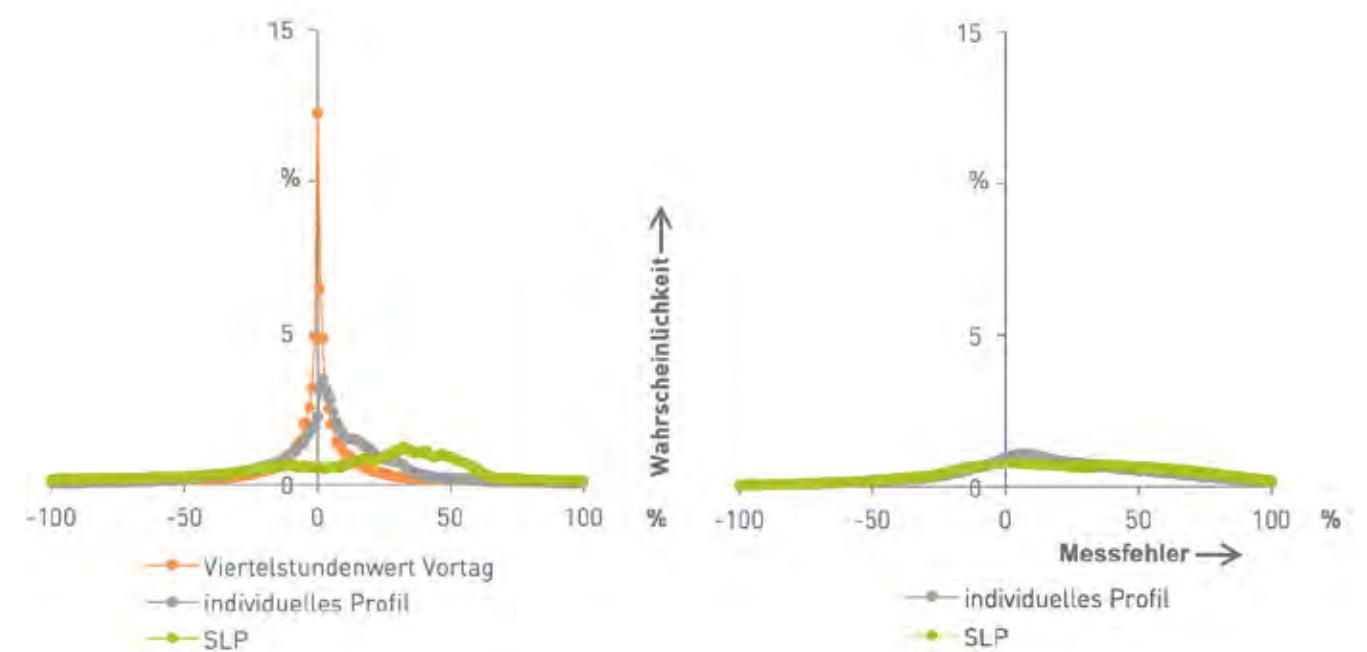


Abbildung 52: Messfehler der Pseudomesswerte für Großverbraucher (RLM-Kunden, links) und Kleinverbraucher (H0-Kunden, rechts); IAEW

Auf der linken Seite von Abbildung 52 sind die Messfehler von unterschiedlichen Pseudomesswerten für Großverbraucher mit RLM-Messung dargestellt. In einem ersten Schritt wurden für 500 RLM-Kunden Standardlastprofile (SLP G0) auf Basis des jeweiligen Jahresenergieverbrauchs des Kunden skaliert. Anschließend erfolgte die Berechnung der Messfehler für jeden Kunden durch Vergleich der (Viertelstunden-)Werte des skalierten Standardlastprofils mit den realen Messwerten der RLM-Messung. Der in der Abbildung aufgetragene Messfehler ist dabei definiert als die Differenz zwischen Pseudomesswert und realem Messwert, dividiert durch die durchschnittliche Leistungsaufnahme des Kunden. Die Messfehler aller 500 Kunden über ein Jahr sind in Form eines Histogramms in der Abbildung dargestellt. Es wird deutlich, dass die Messfehler mitunter relativ groß sind, was aus dem jeweils individuellen Kundenverhalten resultiert, das durch das Standardlastprofil nicht abgebildet wird. In einem zweiten Schritt werden individuelle Viertelstundenwochenprofile für jeden Kunden generiert. Dafür wurden historische RLM-Messwerte dieser Kunden von den letzten zwei Jahren verwendet. Berechnet wird der Schätzfehler anschließend durch den Vergleich mit den RLM-Messwerten des darauffolgenden Jahres. Es wird deutlich, dass die Messfehler durch das individuelle Profil deutlich reduziert werden. Dem steht allerdings der Aufwand der Profilgenerierung gegenüber. Noch geringere Messfehler sind erzielbar, wenn man die jeweiligen Viertelstundenwerte des Vortages als Pseudomesswert verwendet. Dies ist prinzipiell möglich, da Netzbetreiber ein Anrecht auf die RLM-Messwerte besitzen. Um diese Messwerte als Pseudomesswert im Rahmen der Zustandsschätzung verwenden zu können, ist allerdings eine Verknüpfung zwischen Zählpunktnummer und Last im Netzmodell erforderlich.

Auf der rechten Seite der Grafik sind die Messfehler der Pseudomesswerte für 100-H0-Kunden (Kleinverbraucher) dargestellt, basierend auf Standardlastprofilen sowie individuellen Wochenprofilen. Ermittelt werden sie analog zu denen für RLM-Kunden, nur wurden statt RLM-Messwerten die viertelstündigen Smart-Meter-Messwerte dieser 100 Kunden verwendet. Die Messfehler sind deutlich größer als bei den Großkunden und betragen bis zu 400 %. Anders als bei Großkunden führt die Verwendung individueller Profile zu keiner Reduktion der Messfehler,

da das Verbrauchsverhalten der einzelnen Kunden zu stark stochastisch geprägt ist. Eine Generierung individueller Profile für jeden Kunden wäre auch bedingt durch die große Anzahl an Kunden mit erheblichem Aufwand verbunden.

Des Weiteren wurden auch die Messfehler der Pseudomesswerte für Einspeisungen, beispielsweise Wind und PV, untersucht. Pseudomesswerte wurden dabei auf der Basis von einzelnen Referenzanlagen oder auf der Basis von Wettermessdaten generiert. Zur Berechnung der Messfehler wurden Pseudomesswerte für fernwirktechnische EEG-Anlagen in Aachen erzeugt und anschließend mit deren realen Messwerten verglichen. Dabei zeigte sich, dass auch Pseudomesswerte für einzelne PV-Anlagen große Messfehler (> 75 %) aufweisen können, die beispielsweise aus unterschiedlichen Ausrichtungen der jeweiligen Anlage sowie der Referenzanlage oder aber auch aus lokaler Abschattung und Wolkenzug resultieren. In Ermanglung zeitlich höher aufgelöster Daten für Einzelanlagen bzw. Kunden basieren alle berechneten Messfehler auf viertelstündigen Mittelwerten, was zu einer Unterschätzung der Messfehler führen kann.

In einem zweiten Schritt wurden auf der Grundlage von Erkenntnissen zu Pseudomesswerten für einzelne Kunden Ansätze dafür entwickelt, Pseudomesswerte für Ortsnetzstationen zu generieren (bei Kundenstationen handelt es sich gängigerweise um RLM-Kunden, sodass auf entsprechende Pseudomesswerte zurückgegriffen werden kann), die für eine Zustandsschätzung auf Mittelspannungsebene relevant sind. Im Folgenden werden die Ergebnisse für drei verschiedene Methoden dargestellt. Der einfachste Ansatz basiert auf der Verwendung von Schleppeizerwerten. Dabei wird die im Umspannwerk gemessene aktuelle Abgangsleistung auf Basis der Jahreshöchstlasten (Schleppeizerwerte) auf die einzelnen Stationen verteilt. Dies kann insbesondere bei Netzen mit unterlagerten Einspeisungen zu deutlichen Abweichungen (Messfehlern) führen. Um diese Abweichungen zu reduzieren, wurde eine verbesserte Methodik implementiert. Dabei werden unter Verwendung der Abrechnungsdaten die Jahresenergie-mengen der unterlagerten Standardlastprofilkunden (H0 und G) ermittelt und auf Basis der Energiemenge sowie der Standardlastprofile wird ein individuelles Viertelstunden-wochenprofil für jede Station erzeugt und im Leitsystem

gespeichert. Zusätzlich wird die installierte Leistung und der Typ der im jeweiligen unterlagerten Niederspannungsnetz angeschlossenen Einspeisungen ermittelt. Mithilfe entsprechender Messungen von Referenzanlagen sowie der installierten Leistung und den individuellen Lastprofilen kann für jede Station ein Pseudomesswert ermittelt werden. Um die Messfehler weiter zu reduzieren, wurden diese verbesserten Pseudomesswerte in einem weiteren Schritt noch mit der aktuellen im Umspannwerk gemessenen Abgangsleistung skaliert.

In Abbildung 53 sind die mit verschiedenen Methoden generierten Pseudomesswerte für den Wirkleistungsbezug an zwei Ortsnetzstationen im Testgebiet sowie die entsprechenden realen Messwerte an den Stationen für einen Sommertag dargestellt. An der Station Elsenborn (linke Hälfte) ist erkennbar, dass insbesondere zur Mittagszeit die Pseudomesswerte auf Basis von Schleppeizerwerten den Leistungsbezug deutlich überschätzen, da die unterlagerten Einspeisungen nicht berücksichtigt werden. Die verbesserten Pseudomesswerte sind in der Grafik durch den über weite Strecken „ruhigeren“ Verlauf erkennbar. Dieser resultiert aus der Verwendung der

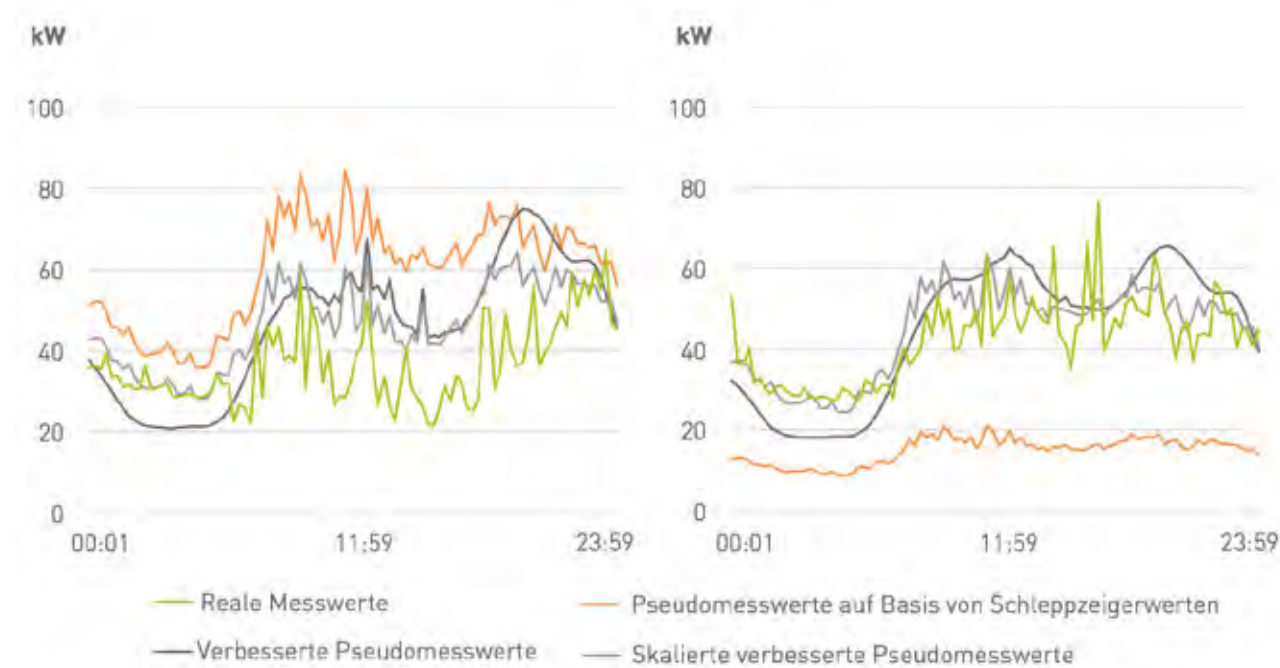


Abbildung 53: Reale Messwerte und unterschiedliche Pseudomesswerte für die Wirkleistungsaufnahme der Stationen Elsenborn (links) und Siebweg (rechts) am 22.08.2015 (viertelstündigen Werte); IAEW

individuellen Lastprofile, die lediglich in viertelstündiger Auflösung im Leitsystem hinterlegt sind. Durch die Berücksichtigung der installierten Erzeugungsleistung und einer Referenzmessung wird der Lastrückgang durch die Einspeisungen deutlich besser abgebildet (auch erkennbar durch den „zackigeren“ Verlauf über Mittag und am Nachmittag). Durch eine zusätzliche Skalierung der verbesserten Pseudomesswerte mit der gemessenen aktuellen Abgangsleistung im Umspannwerk können die Abweichung zu dem realen Leistungsbezug der Station und damit die Messfehler der Pseudomesswerte weiter reduziert werden. Auch an den anderen Stationen im Testgebiet, z. B. Station Siebweg (rechte Hälfte der Abbildung 53), ist der Mehrwert der skalierten verbesserten Pseudomesswerte deutlich erkennbar. Analog zu Abbildung 52 ist auf Basis der realen Messwerte aus dem Testgebiet sowie der generierten Pseudomesswerte die Berechnung der Messfehler möglich. Auf Basis dieser Messfehler erfolgt die Parametrierung des entwickelten Verfahrens zur Berechnung der Schätzfehler (vgl. Kapitel Arbeiten).

Die Anwendung des Verfahrens zur Berechnung der Schätzfehler (parametriert auf Basis der berechneten Messfehler der Pseudomesswerte) ergibt sehr geringe Schätzfehler für die Spannungen im Testgebiet (kleiner 1 %). Die Verwendung der unterschiedlichen Pseudomesswerte bzw. der Messfehler der unterschiedlich generierten Pseudomesswerte hat nur einen geringen Einfluss auf die Schätzfehler. Dies resultiert aus dem starren 20-kV-Netz im Testgebiet, das nur sehr geringe Leitungslängen aufweist und somit dem Umspannwerk elektrisch nahe ist. Dadurch hat eine Änderung des Lastbezuges bzw. der Blindleistung an den einzelnen Stationen kaum Auswirkungen auf die Spannung. Bedingt durch die geringen Schätzfehler wurde das Verfahren zur Positionierung zusätzlicher Messgeräte nicht genutzt, da in dem betrachteten Netzgebiet die Schätzfehler bereits alle die geforderte Genauigkeit (Schätzfehler der Knotenspannungen unter 1 %) erfüllen.

In dem im Mithörbetrieb laufenden Testsystem zeigt sich, dass die Integration der Ortsnetzstationen in das Netzleitsystem betriebstauglich ist. Bei der Visualisierung mittels Technolupe gibt es allerdings Optimierungspotenzial. In der Datenaufbereitung sollte zukünftig parametrierbar sein, welche Elemente innerhalb einer Ortsnetzstation in

der Technolupe angezeigt werden sollen. Darüber hinaus ist es wünschenswert, dass der Bediener den dargestellten Detaillierungsgrad online vorgeben kann, indem zum Beispiel die Messwerte und Stufenstellungen per Tastenbedienung zusätzlich ein- oder ausgeblendet werden können. Diese Anforderung ergibt sich vor allem aus den unterschiedlichen Anforderungen, die der Netzbetrieb in Störungssituationen (Topologie ist wichtig) und bei normalen Netzbedienungen (Leistungsflüsse sind wichtig) mit sich bringt. Die Generierung der Pseudomesswerte mit unterschiedlichen Verfahren ist im Leitsystem lauffähig und es ist möglich, auf den Prozessabbildern einen konsistenten Netzzustand mit unterschiedlich generierten Pseudomesswerten zu berechnen.

Aufgrund der vollständigen messtechnischen Erfassung der Messregion und verschiedener Berechnungen des Netzzustandes unter Berücksichtigung aller realen Messwerte sowie der unterschiedlich generierten Pseudomesswerte ist eine Verifikation des Verfahrens zur Berechnung der Schätzfehler möglich. Dazu werden die Berechnungsergebnisse aus dem Leitsystem auf dem Testsystem gespeichert, exportiert und anschließend analysiert. Die Ergebnisse aus dem Leitsystem bestätigen die mittels des entwickelten Verfahrens vorab berechneten geringen Schätzfehler.

Da in dem Testgebiet nur eine geringe Durchdringung mit dezentralen Erzeugungsanlagen mit insgesamt 180 kW Leistung vorherrscht, soll in einem zusätzlichen Testlauf mithilfe eines Aggregates eine höhere dezentrale Einspeisung simuliert werden, um den Einfluss auf die Schätzfehler zu testen.

Dazu wurde an der Station Schloss Schönau (vorletzte Station im Abgang) niederspannungsseitig ein Netzersatzaggregat installiert (siehe rechte Hälfte der Abbildung 54). Nach Synchronisierung des Aggregates kam es bereits im Teillastbetrieb zu einer Lastflussumkehr und Rückspeisung ins überlagerte MS-Netz (vgl. linke Hälfte der Abbildung 54). Für den eigentlichen Test wurden durch das Aggregat 450 kW eingespeist, was auf der niederspannungsseitigen Sammelschiene in der Station zu einer Spannungserhöhung von ca. 2 % führte. Durch die kurzen Leitungslängen im Mittelspannungsnetz hatte dies jedoch kaum einen Einfluss auf die Spannung im Mittelspannungsnetz.

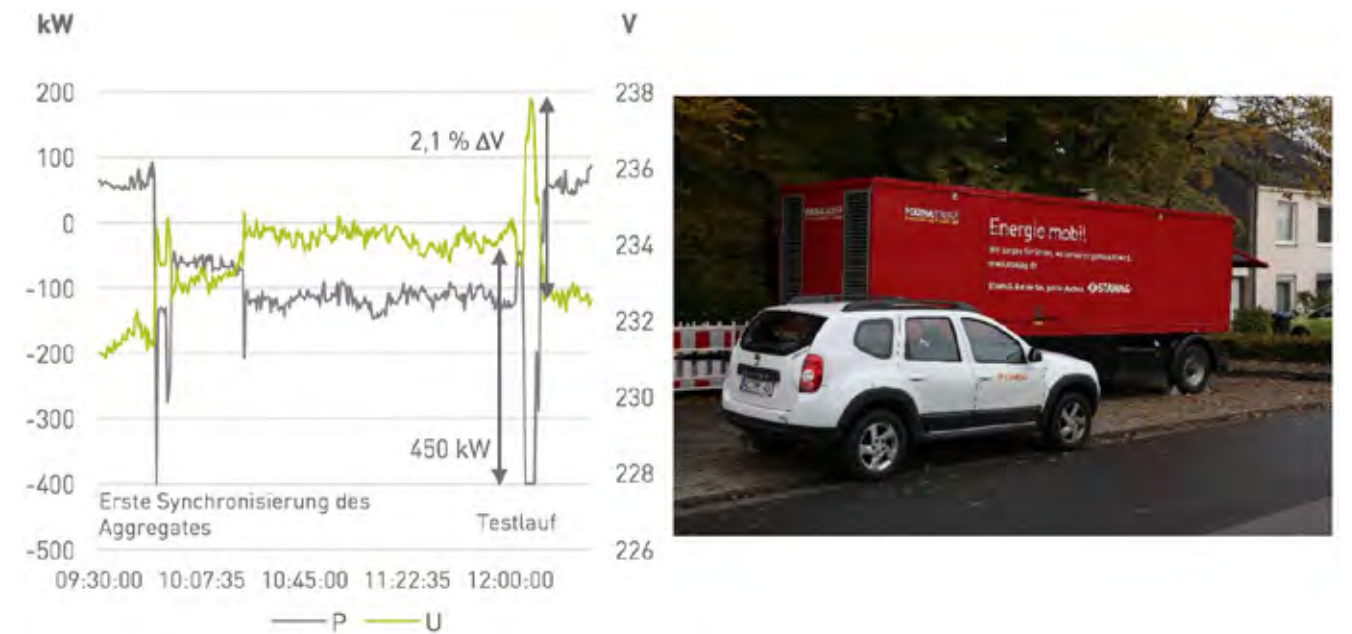


Abbildung 54: Wirkleistungs- und Spannungsmesswerte an der Station Schloss Schönau während des Testlaufes (links) und Aggregat für Testlauf (rechts); IAEW

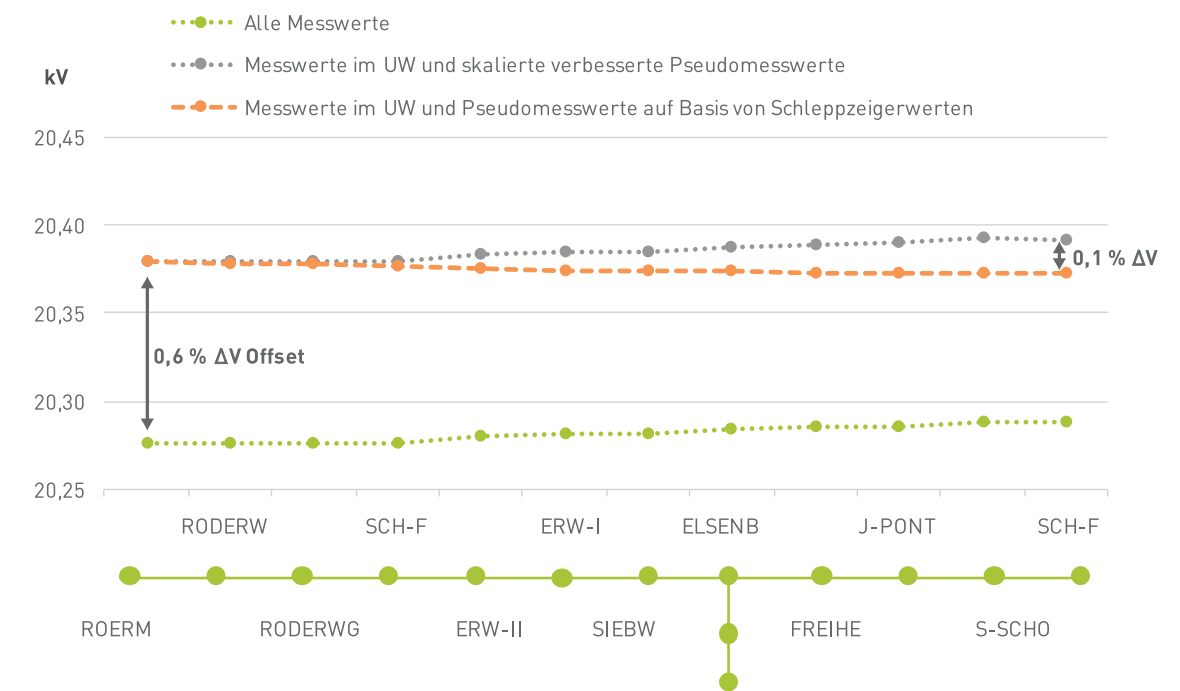


Abbildung 55: Ergebnisse der Zustandsschätzung mit unterschiedlichen Pseudomesswerten sowie realen Messwerten während des Testlaufes; IAEW

In Abbildung 55 sind die Ergebnisse der Zustandsschätzung während des Testlaufes mit Aggregat dargestellt. Die grünen Punkte stellen dabei die durch die Zustandsschätzung berechneten Spannungen unter Berücksichtigung aller realen Messwerte im Testgebiet dar und werden als realer Netzzustand definiert. Es wird deutlich, dass die Einspeisung an der Station Schloss Schönau nur einen geringen Einfluss auf die Spannung im Mittelspannungsnetz hat, diese jedoch leicht angehoben wird und über den Abgang ansteigt. Die hellgrauen sowie schwarzen Punkte resultieren aus Zustandsschätzungen auf der Grundlage von realen Messwerten aus dem Umspannwerk (Spannung und Abgangsmesswerte) sowie unterschiedlich generierten Pseudomesswerten. Es ist erkennbar, dass es einen Offset zum „realen“ Netzzustand gibt, der aus Messfehlern der realen Spannungsmesswerte resultiert, die mittels eines kapazitiven Spannungsabgriffes im UW aufgenommen werden. Bei der Schätzung mit allen realen Messwerten wird der Fehler dieses kapazitiven Spannungsabgriffes durch die Spannungsmesswerte der anderen Stationen kompensiert.

Die Ergebnisse zeigen, dass die Zustandsschätzung auf Basis der skalierten verbesserten Pseudomesswerte deutlich besser mit dem Verlauf des Spannungsbandes des „realen“ Netzzustandes übereinstimmt (verschoben um ein Offset). Die auf Basis der „Schleppzeiger-Pseudomesswerte“ geschätzten Spannungen im Testgebiet weisen hingegen einen anderen Verlauf auf. Da die Rückspeisung an der Station Schloss Schönau nicht „erkannt“ wird, gibt es einen abfallenden Spannungsverlauf über dem Abgang. Bedingt durch das „steife“ 20-kV-Netz beträgt die Differenz zwischen den mittels Pseudomesswerten geschätzten Spannungen am Abgangsende jedoch lediglich 0,1 % und liegt damit außerhalb des Signifikanzniveaus der Messfehler der eingesetzten Spannungsmessungen. Aus diesem Grund wird keine zusätzliche Messtechnik positioniert.

Da es prinzipiell deutliche Unterschiede im geschätzten Spannungsverlauf gibt, diese jedoch bedingt durch die kurzen Leitungslängen, die hohe Spannungsebene und die Nähe zum Umspannwerk gering ausfallen, erfolgt eine simulative Berechnung für ein Netz mit gleichen Einspeisungen und Lasten, aber um den Faktor 10 erhöhten Impedanzen (längere Leitungen).

Dazu wird zunächst das Netz in der Netzberechnungssoftware Integral abgebildet unter Verwendung der real gemessenen Wirk- und Blindleistungsmesswerte an den einzelnen Stationen. Auf der Grundlage des so parametrisierten Netzmodells konnte eine Lastflussberechnung durchgeführt werden, deren Ergebnisse die Knotenspannungen und Phasenwinkel sind. Darauf aufbauend erfolgte mithilfe des Schätzkernes die Zustandsschätzung für die verschiedenen Varianten. Als Pseudomesswerte wurden dabei die aus dem Leitsystem verwendeten Pseudomesswerte auf Basis von Schleppzeigerwerten sowie verbesserten Pseudomesswerten genutzt. Für die Berechnung mit allen Messwerten kamen die realen Wirk- und Blindleistungsmesswerte aus dem Leitsystem sowie die mithilfe von Integral berechneten Knotenspannungen zum Einsatz. Die Ergebnisse sind in Abbildung 56 dargestellt.

Die Ergebnisse zeigen, dass die Zustandsschätzung auf Basis der skalierten verbesserten Pseudomesswerte deutlich besser mit dem Verlauf des Spannungsbandes des „realen“ Netzzustandes übereinstimmt.

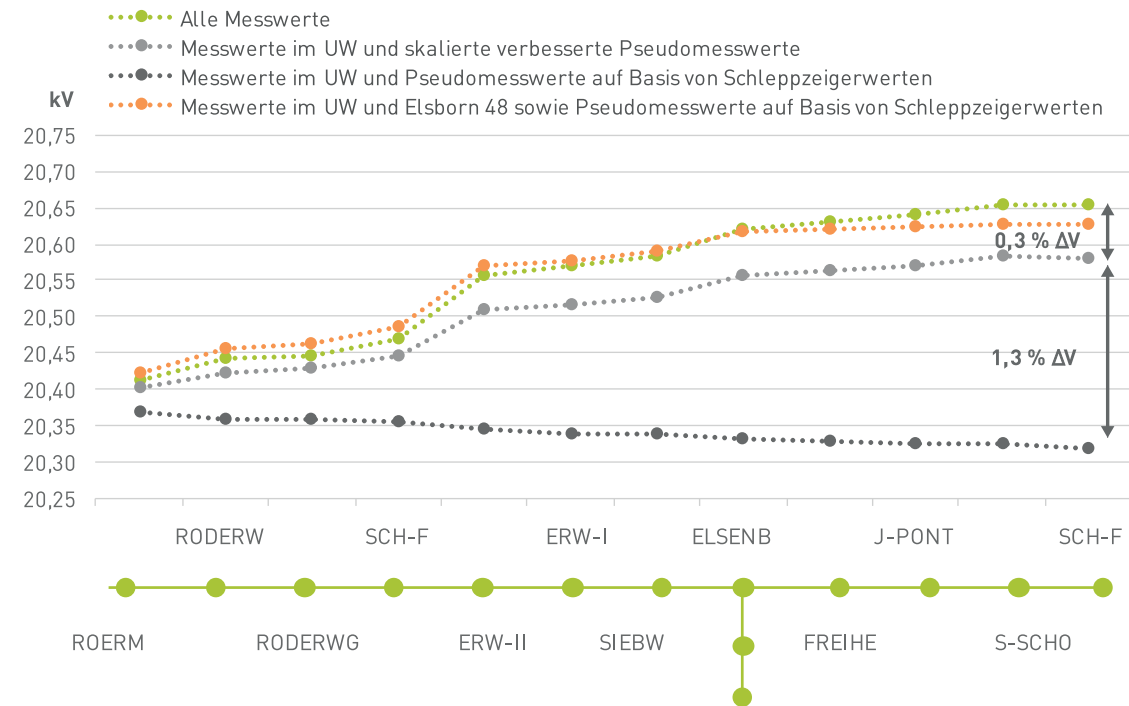


Abbildung 56: Simulierte Ergebnisse der Zustandsschätzung mit unterschiedlichen Pseudomesswerten sowie realen Messwerten für ein Netz mit um den Faktor zehn erhöhten Leitungslängen; IAEW

Im Vergleich mit den Ergebnissen aus der Testregion wird deutlich, dass der Spannungsanstieg bedingt durch die um den Faktor zehn größeren Leitungsimpedanzen deutlich höher ausfällt. Die Abweichung des Spannungsbetrages zwischen „realem“ Netzzustand sowie dem auf Basis von verbesserten Pseudomesswerten geschätzten Netzzustand beträgt am Ende des Abganges lediglich 0,3 %, was gering ist und für die Güte des Verfahrens bzw. der Ersatzwerte spricht. Bei Verwendung der Pseudomesswerte auf Basis von Schleppzeigerwerten kann die Einspeisung am Ende des Abganges nicht erkannt werden und die Abweichung zum „realen Netzzustand“ beträgt 1,6 %. Bedingt durch das schmale verfügbare Spannungsband in

der Mittelspannungsebene ist dieser Wert deutlich zu groß, sodass die Einbindung zusätzlicher Messtechnik in dem berechneten Fall erforderlich wäre. Der Einfluss zusätzlicher realer Messwerte ist in der orangenen Kurve erkennbar. Diese stellt die Ergebnisse einer Zustandsschätzung mit Pseudomesswerten auf Basis von Schleppzeigerwerten sowie mit zusätzlichen realen Messwerten (bzw. in diesem Fall simulierten Spannungswerte der Lastflussberechnung) an der Station Elsenborn dar. Es wird deutlich, dass die Berücksichtigung der zusätzlichen realen Messwerte die Schätzfehler drastisch reduziert und die geschätzten Spannungen nur unwesentlich von dem realen Spannungsverlauf abweichen.

Zusammenfassung

Ziel des durch PSI, STAWAG und IAEW bearbeiteten Projektes war es, Algorithmen zur Zustandsschätzung und optimierten Positionierung von Messtechnik in der Mittelspannungsebene zu entwickeln und zu verifizieren. Wie in diesem Erfahrungsbericht dargestellt, wurden unterschiedliche Verfahren und Methoden zur Generierung von Pseudomesswerten, zur Zustandsschätzung und zur optimierten Positionierung von Messtechnik entwickelt. Für die Verifizierung der Verfahren wurde ein Mittelspannungsabgang in Aachen Richterich vollständig messtechnisch erfasst. Dazu wurden in den Stationen niederspannungsseitig Wirk- und Blindleistung sowie die Spannung erfasst. Über unterschiedliche Kommunikationskanäle (PLC, Funk und Signalkabel) wurden die Messwerte über einen zentralen Protokollwandler an die Leitstelle der STAWAG gesendet. Dabei konnte wichtige Betriebserfahrung im Hinblick auf die Installation und den Betrieb unterschiedlicher Kommunikationskanäle gewonnen werden. Um den regulären Betrieb in der Warte nicht zu beeinflussen bzw. zu gefährden, hat PSI ein zweites Leitsystem installiert, auf dem die unterschiedlichen Verfahren implementiert und getestet werden konnten. Das System diente auch dazu, neue Visualisierungskonzepte, wie beispielsweise eine angepasste Technolupe, zu testen.

Die Ergebnisse verifizieren die Funktionsfähigkeit der entwickelten Verfahren (Berechnung von Schätzfehlern und Positionierung von Messtechnik). Jedoch hat sich gezeigt, dass das Testgebiet in Aachen Richterich (das aufgrund des hohen Anteils an Signalkabel zwischen den Stationen gewählt wurde) nicht optimal zu Testzwecken geeignet ist. Dies liegt zum einen an der geringen installierten Leistung dezentraler Erzeugungsanlagen sowie an der hohen und steifen Netzspannung. In Testläufen unter Einbindung eines zusätzlichen mobilen Netzersatzaggregates zur Simulation einer höheren installierten EEG-Leistung zeigt sich der prinzipielle Mehrwert der neuen Verfahren. Jedoch ist der Einfluss der dezentralen Einspeisung auf die Netzspannung in dem Testgebiet eher gering. Deshalb wurde auf Basis der realen Wirk- und Blindleistungsmesswerte im Rahmen einer Simulation die Netzausdehnung um den Faktor zehn erhöht.

Die entsprechenden Ergebnisse zeigen, dass durch eine aufwendigere Generierung der Pseudomesswerte die

Ziel des durch PSI, STAWAG und IAEW bearbeiteten Projektes war es, Algorithmen zur Zustandsschätzung und optimierten Positionierung von Messtechnik in der Mittelspannungsebene zu entwickeln und zu verifizieren.

Schätzfehler deutlich reduziert werden können. Eine Alternative für den Netzbetreiber wäre, statt viel Aufwand für die Aufbereitung der Pseudomesswerte zu betreiben, zusätzliche Messtechnik an geeigneten Stellen ins Netz auszubringen. In Netzen mit einem geringen Anteil dezentraler Erzeugungsanlagen und hauptsächlich konventionellen (ungesteuerten) Lasten ist es auch möglich, einen geringen Schätzfehler mit einfachen Pseudomesswerten auf Basis von Schleppeizerwerten ohne zusätzliche Messtechnik einzuhalten.

Weiterer Forschungsbedarf besteht noch darin, allgemeine Planungsgrundsätze für die zusätzliche Positionierung von Messtechnik abzuleiten. Abgeleitet werden könnten entsprechende Planungsgrundsätze dadurch, dass das entwickelte Verfahren zur optimierten Positionierung von Messtechnik auf eine Vielzahl verschiedener Netztypen angewendet wird. Des Weiteren ist der Mehrbedarf an Messtechnik zur Schätzung der Netztopologie bspw. von Schaltzuständen noch ungeklärt.



Abbildung 57: MS-Schaltanlage mit Leistungsmessung