



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

Gefördert durch:



Bundesministerium
für Wirtschaft
und Energie

aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages

Verbundprojekt

Intelligente Ortsnetzstationen



Abbildung 8: Intelligente Ortsnetzstation, Auf der Hof (Simmerath)

Dass mehr und mehr erneuerbare Energie und Energie aus Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen in die Verteilnetze eingespeist wird, stellt ganz andere Anforderungen an diese Netze. Denn sie müssen neben der Energie aus den bisher zur Verfügung stehenden Energiequellen heute auch noch die eingespeiste Energie aufnehmen und weiterleiten.

Da die Netzbetreiber nicht nur mit einer adäquaten Spannungsqualität und Versorgungszuverlässigkeit die Endkunden zu versorgen haben, sondern auch weiterhin dem Effizienzvergleich unterliegen, stellt sich die Frage, welche Innovationen geeignet sind, um eine effiziente Netzinfrast

struktur zu realisieren, die alle technischen Randbedingungen erfüllt. Zu erwarten ist, dass sich solche Innovationen insbesondere in Ortsnetzstationen als Schnittstellen von Mittel- und Niederspannungsebene finden werden.

Ziele

Im Projekt „Intelligente Ortsnetzstationen“ oder kurz i3S (Intelligent Secondary Substation) sollten alternative Funktionalitäten und Gesamtkonzepte im Hinblick auf Netzbeobachtbarkeit, Spannungsregelung und Fehlererkennung für eine „intelligente Ortsnetzstation“ identifiziert, analysiert und entwickelt sowie auf ihre Einsatzmöglichkeiten und ihre Effizienz quantitativ bewertet werden. Auf dieser Basis hat ABB Prototypen einer intelligenten Ortsnetzstation in verschiedenen Ausbaustufen entwickelt – von der kompletten Kompaktstation bis zum sekundärtechnischen Nachrüstpaket für bestehende Stationen. Die Lösungskonzepte für die Netzbeobachtung, Spannungsregelung und Fehlererkennung sollen INFRAWEST, die TU Dortmund und die FGH sowohl im Testlabor als auch im realen Netz einem Praxistest unterziehen und validieren.

Die Schwerpunkte liegen hier auf der Spannungsregelung, der Spannungsbeobachtung, der Fehlererkennung und der Fehlerortung in Mittelspannungsnetzen.

Beim Thema Spannungsregelung soll die Frage beantwortet werden, wie eine intelligente Ansteuerung auf Basis der in der Station erfassten Messwerte aussehen könnte und welchen Vorteil solch eine Ansteuerung gegenüber einer reinen Sollwertvorgabe für die Spannung aufwiese. Dafür sind Lösungen auszuarbeiten, die mögliche Messgrößen, Schätzfunktionen und Reglerinstanzen umfassen und sich in oder an der Ortsnetzstation realisieren lassen. Zudem soll geprüft werden: Stimmen die geschätz-

ten Spannungswerte für das Niederspannungsnetz auf Basis einer einmaligen Netzberechnung des Netzes in Verbindung mit realen Messwerten aus der Ortsnetzstation hinreichend genau mit den realen Messwerten an den Schlechtpunkten im Niederspannungsnetz überein, um Messungen im Niederspannungsnetz überflüssig zu machen? Außerdem soll geprüft werden, ob eine intelligente Ansteuerung die Schaltvorgänge einer regelbaren Instanz reduzieren und die Betriebsmittel schonen kann.

Für den zuverlässigen und effizienten Netzbetrieb ist es von großer Bedeutung, Fehler im Mittelspannungsnetz zu erkennen und zu orten. Hier gilt es, festzustellen, welche Verfahren sich für den Einsatz in der Praxis eignen und ob sich Fehlerart und Fehlerort zuverlässig ermitteln lassen. Außerdem sollte erforscht werden, wie viel Zeit bei der Entstörung eingespart werden kann. Es sollten nicht nur die neuen Funktionen validiert, sondern auch Betriebserfahrungen mit den neuen Betriebsmitteln gesammelt werden, die Rückschlüsse auf zukünftige Trainingsmaßnahmen und Anforderungsprofile für das Betriebspersonal zulassen.

Aus wissenschaftlicher Sicht sollen die fundierten Ergebnisse aus Simulationen, Labor- und Feldtests Rückschlüsse zum allgemeinen Nutzen von intelligenten Ortsnetzstationen in zukünftigen Verteilnetzen liefern, die in Veröffentlichungen diskutiert werden können. Außerdem sollen die Ergebnisse als Grundlage für weiterführende Forschungsaktivitäten dienen.

Die Schwerpunkte liegen hier auf der Spannungsregelung, der Spannungsbeobachtung, der Fehlererkennung und der Fehlerortung in Mittelspannungsnetzen.

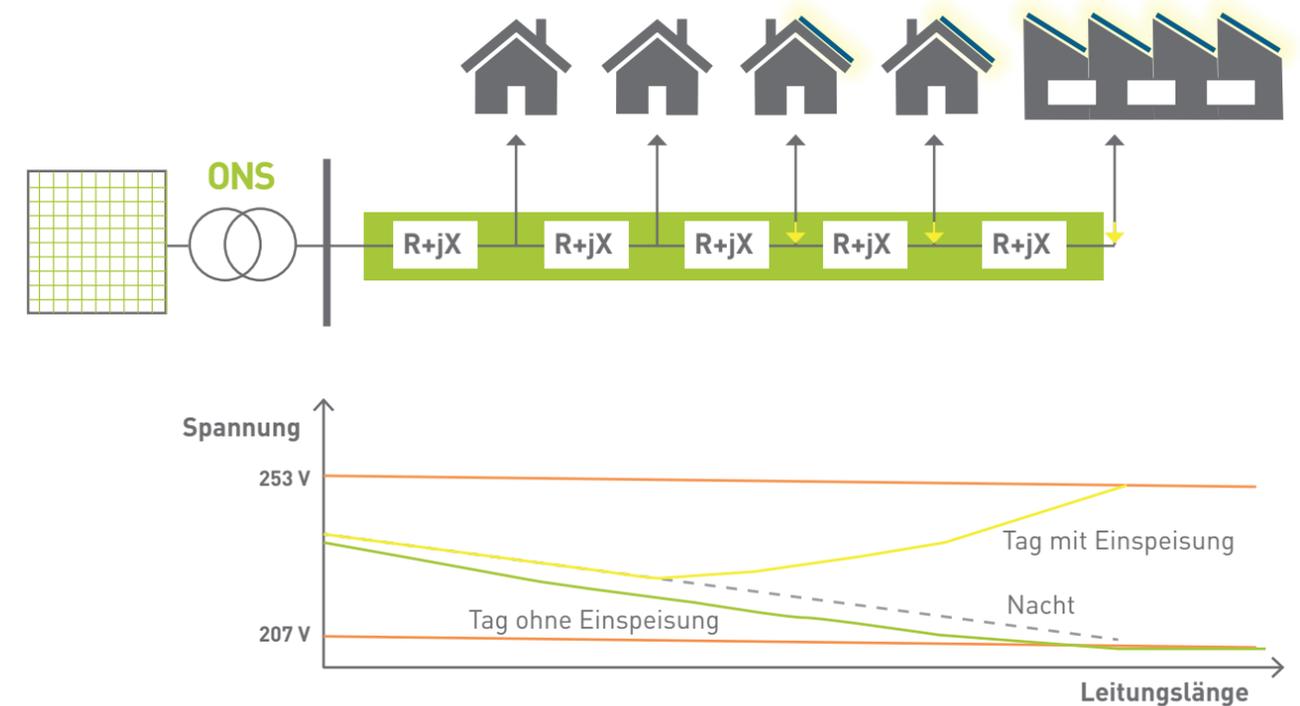


Abbildung 9: Zusammenhang von Spannung, Leitungslänge, Verbrauch und Einspeisung

Arbeiten

Die identifizierten Funktionalitäten einer i3S umfassen wie in der Ziele beschrieben die zielgerichtete Spannungsregelung auf der Niederspannungsebene unter Berücksichtigung der Eigenschaften des unterlagerten Niederspannungsnetzes und eine erweiterte Fehlererkennung auf der Mittelspannungsebene.

Spannungsregelung und Spannungsbeobachtung

Da immer mehr Strom dezentral erzeugt wird (etwa in PV-Anlagen, kleineren Windenergie- und Biogasanlagen mit Einspeisung direkt ins Niederspannungsnetz), nehmen auch die Anforderungen an die Spannungsqualität in den Verteilnetzen zu. Um die Spannungserhöhung auszugleichen, stellen spannungsregelnde Betriebsmittel eine Lösung dar. Eine Regelung erfordert Messtechnik, um den Istzustand zu erfassen. Relevant ist jedoch nicht die Spannung an der Netzstation mit einem regelbaren Ortsnetztransformator oder einer Leistungselektronik, sondern die Spannung bei den Kunden/Netzanschlüssen. Dort kann die Spannung nur mit großem Aufwand erfasst werden. Deshalb wurde neben unterschiedlichen Regelalgorithmen ein Verfahren zur Spannungsbeobachtung im Niederspannungsnetz entwickelt.

Im Niederspannungsnetz kann die Spannung über das komplette Spannungsband von $\pm 10\%$ aktiv geregelt werden, indem man eine regelnde Instanz in der Ortsnetzstation installiert. Dadurch wird das nachgelagerte Niederspannungsnetz vom Mittelspannungsnetz entkoppelt und kann optimal auf die Lastsituation im Niederspannungsnetz reagieren. Im Projekt „Intelligente Ortsnetzstation“ getestet wurden ein auf Leistungselektronik basierender Spannungsregler und die Spannungsregelung mit Verteilnetztransformatoren mit integriertem Stufenschalter.

Für die Steuerung der spannungsregelnden Einheit in der Ortsnetzstation wurden alternative Ansteuerungskonzepte ausgearbeitet und auf einer fernwirktechnischen Einheit implementiert. Dafür wurde ein modulares Konzept unter dem Namen FIONA (flexible intelligente Ortsnetzautomatisierung) entwickelt, die Kernkomponente der intelligenten ONS. FIONA bietet eine Lösung für Messung, Überwachung, Steuerung, Regelung und Spannungsbeobachtung in der Ortsnetzstation. Außerdem kann FIONA über traditionelle Kommunikationsmedien wie Signalkabel oder

(Mobil-)Funk an die Netzleitstelle angebunden werden und ermöglicht so einen Fernzugriff auf die Station.

FIONA erhält Messwerte aus der Ortsnetzstation und wertet diese aus. Auf Basis der ausgewerteten Daten ergibt sich ein Sollwert für die spannungsregelnde Einheit, der abschließend an diese Einheit übergeben wird.

Als elektrische Messgrößen werden in der Ortsnetzstation die Spannung, Leistungsflüsse am Transformator und an den einzelnen Niederspannungsabgängen gemessen. Darüber hinaus werden in die verschiedenen implementierten Regelalgorithmen weitere Größen einbezogen, wie z. B. die Lichtintensität zur Abschätzung der Solareinspeisung, der Wind zur Abschätzung der Windeinspeisung oder die Außentemperatur zur Abschätzung der Einspeisung aus Kleinstkraftwerken oder zur Abschätzung des Verbrauchs von Elektroheizungen und Wärmepumpen.

Neben den verschiedenen Regelalgorithmen ist auf FIONA auch der Spannungsbeobachter implementiert. Er wurde entwickelt, um Ortsnetze, in denen kritische Spannungserhebungen auftreten, besser beurteilen zu können. Mit dem Spannungsbeobachter kann man die Werte im Niederspannungsnetz beobachten, ohne in diesem eine Messung vornehmen zu müssen.

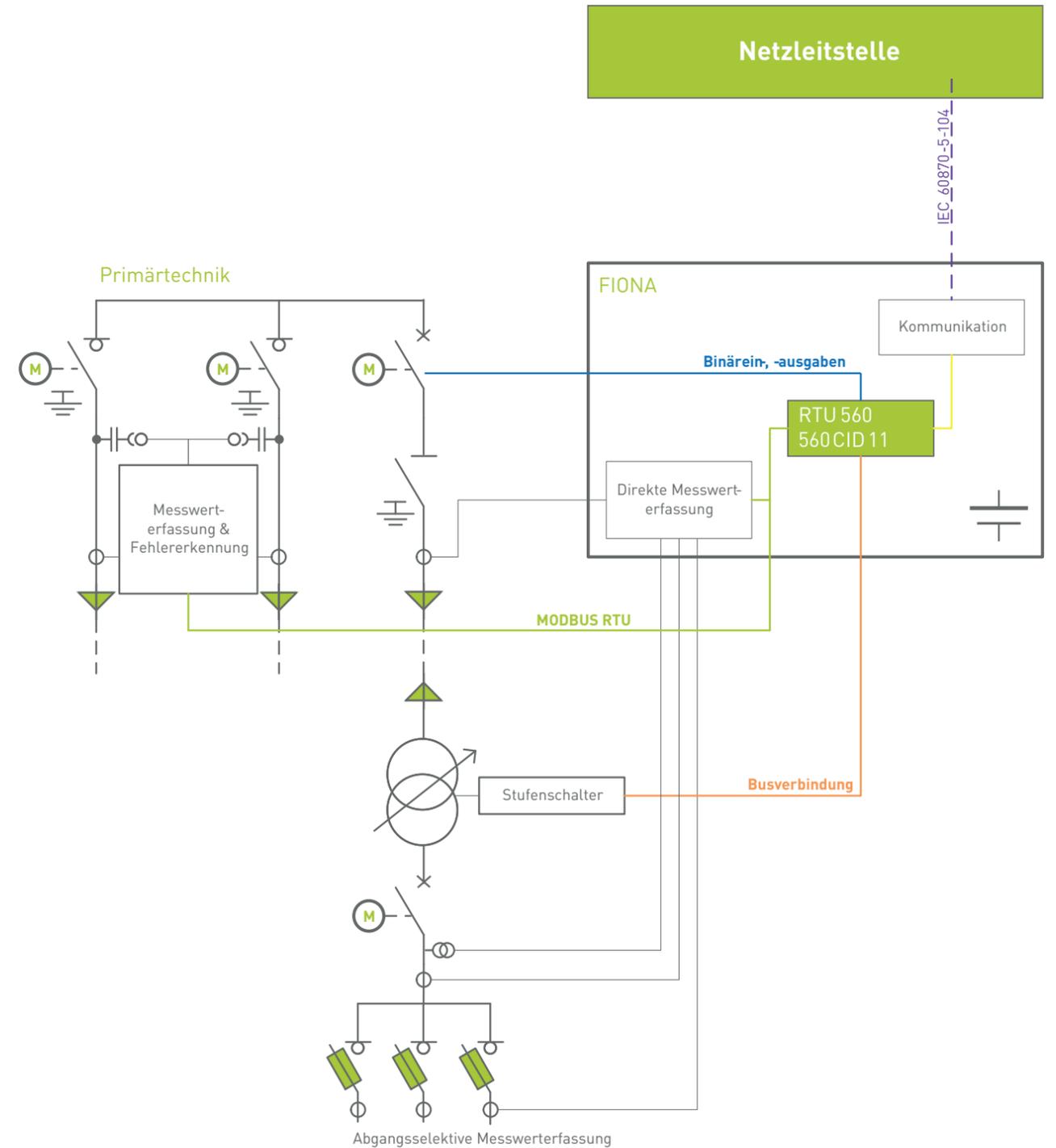


Abbildung 10: Aufbau einer intelligenten Ortsnetzstation mit Spannungsregelung über einen Stufenschalter; ABB

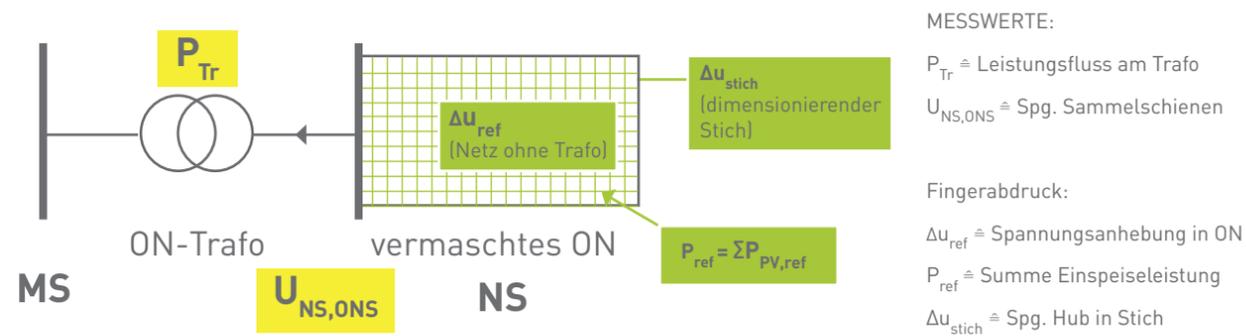


Abbildung 11: Grundlegendes Modell mit Werten für Spannungsbeobachtung; ABB

Anhand der in Abbildung 11 beschriebenen Parameter wird der maximale Spannungswert im Ortsnetz ausgegeben. Dargestellt ist ein vereinfachtes Modell eines Ortsnetzes, das aus dem Mittelspannungsnetz über einen Ortsnetztransformator gespeist wird. Grundsätzlich gilt es, zwei Typen von Parametern zu unterscheiden. Zum einen sind das in das Programm eingetragene Werte, die durch Nachbilden des Netzes in einem Netzberechnungsprogramm ermittelt werden, und zum anderen sind das Messwerte in der ONS.

Die grün eingefärbten Daten entsprechen dem berechneten „Fingerabdruck“ des Ortsnetzes und die gelben den Messwerten aus der intelligenten Ortsnetzstation. Δu_{ref} entspricht der Spannungsanhebung im Ortsnetz, P_{ref} ist die Summenleistung der Einspeisung und Δu_{stich} die Spannungsanhebung in einem Stich. Die benötigten Messwerte sind $U_{NS,ONS}$, das der Spannung auf der Niederspannungsseite an den Sammelschienen in der ONS entspricht, sowie P_{Tr} , der Leistungsfluss. Anhand dieser Größen kann mithilfe von in FIONA hinterlegten Gleichungen die kritische Spannung ermittelt werden. Im Bedarfsfall kann dann ein Regelungsimpuls an die verbaute regelbare Einheit gegeben werden. Über diesen kann die Spannungsregelung individuell auf das jeweilige Ortsnetz abgestimmt werden. Das ermöglicht einen präziseren Eingriff im Vergleich zur reinen Messung in der Ortsnetzstation.

Fehlererkennung und Fehlerlokalisierung

Vor dem Hintergrund einer zunehmenden Beanspruchung der Verteilungsnetze durch dezentrale Erzeugungsanlagen (DEA) steigen die Anforderungen an eine selektive und schnelle Fehlereingrenzung. Während bislang dadurch eine hohe Versorgungsqualität gewährleistet werden konnte, dass der Einsatz des Betriebspersonals (Abbildung 12) optimiert wurde, kann in Zukunft die Modernisierung der bestehenden Anlagentechnik in einzelnen Ortsnetzstationen die Rahmenbedingungen für ein automatisiertes Störungsmanagement schaffen und damit auch einen wesentlichen Beitrag zur Energiewende leisten. Dazu zählen vor allem die kommunikationstechnische Erschließung von ausgewählten Stationen sowie die prozesstechnische Erweiterung um Ferndiagnose und Fernsteuerung. So kann ein Störungsmanagement sowohl durch die Netzleitstelle gezielt koordiniert werden als auch möglichst automatisiert ablaufen. Darüber hinaus müssen auftretende Netzfehler, wie etwa Kurzschlüsse auf Kabelstrecken, zuverlässig eingegrenzt werden können, um die freizuschaltenden Betriebsmittel eindeutig zu identifizieren und geeignete Schaltmaßnahmen für die Wiederversorgung treffen zu können. Grundsätzlich zu vermeiden sind dabei aufwendige Suchschaltungen, die auch eine zusätzliche Belastung für volatile Teilkomponenten wie etwa Muffen bedeuten können.

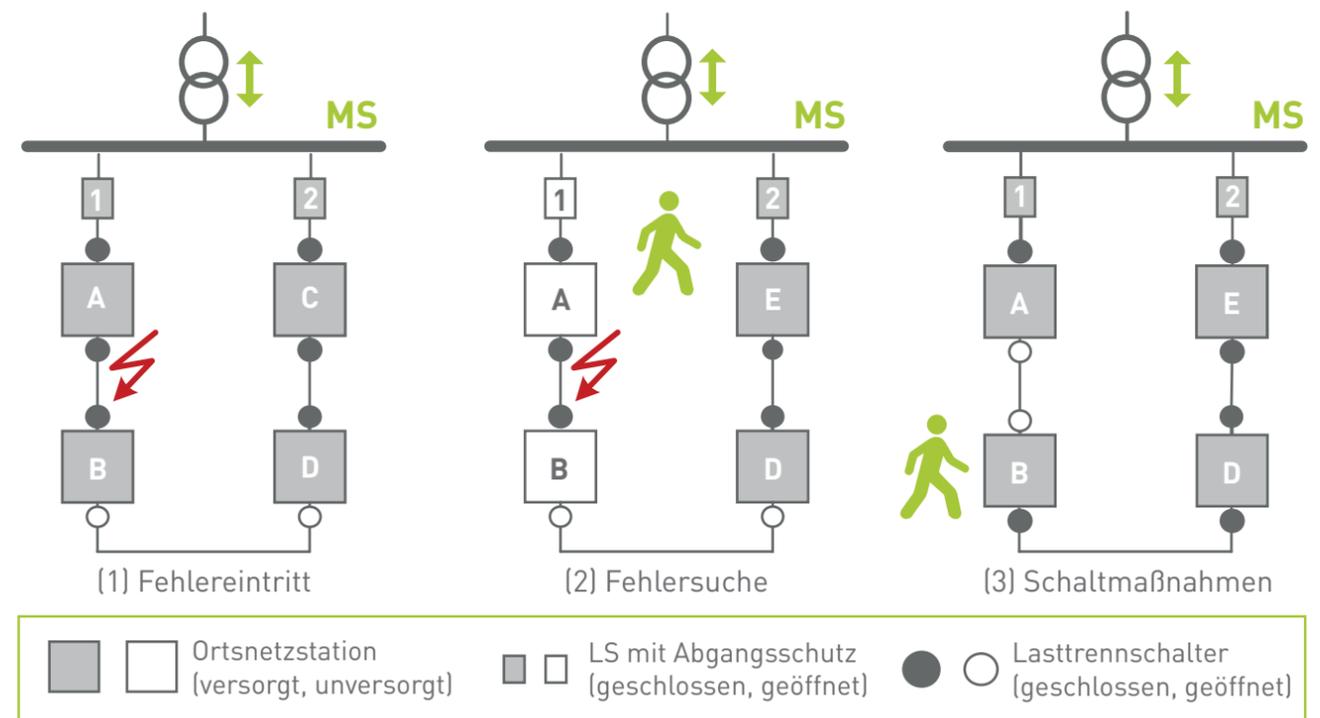


Abbildung 12: Entstörprozess mit Betriebspersonal; TU Dortmund

Da die dezentralen Erzeuger im Kurzschlussfall einen Fehlerstrom einspeisen, müssen die in den Ortsnetzstationen installierten Fehleranzeiger Informationen zur Fehlerrichtung bereitstellen (Abbildung 13). Für eine zuverlässige Richtungsangabe wird üblicherweise der Phasenwinkel von Strom und Spannung verwendet, sodass es sinnvoll ist, die Ortsnetzstationen messtechnisch um eine Spannungsmessung zu erweitern.

Kommt es jedoch zu einer Störung der Kommunikationsverbindung oder einem technischen Versagen des Fehleranzeigers, ist die Selektivität der Fehlereingrenzung gefährdet. Daher besteht der Anspruch, über einzelne Stationen hinweg den Fehlerort bestimmen zu können. Um auch in einem solchen Szenario den freizuschaltenden Netzbereich zu minimieren, bietet – zusätzlich zur

Fehlerrichtung – auch eine Entfernungsangabe (Abbildung 14) wertvolle Informationen für die Schaltplanung der Netzleitstelle. Da bereits für die Fehlerrichtung eine Spannungsmessung vorgesehen ist, kann diese zusammen mit der Messung des Fehlerstroms herangezogen werden, um die Fehlerentfernung abzuschätzen. Dazu wird (vergleichbar mit dem Distanzschutzverfahren aus der Hochspannung) anhand einer Impedanzberechnung der Fehlerstrecke und der bekannten Leitungsimpedanz die Distanz zum Fehlerort ermittelt.

Das Verfahren zur selektiven Fehlereingrenzung wurde auf einer bestehenden Hardwareplattform implementiert und mit einem Echtzeitsimulator für dynamische Netzsimulationen getestet.

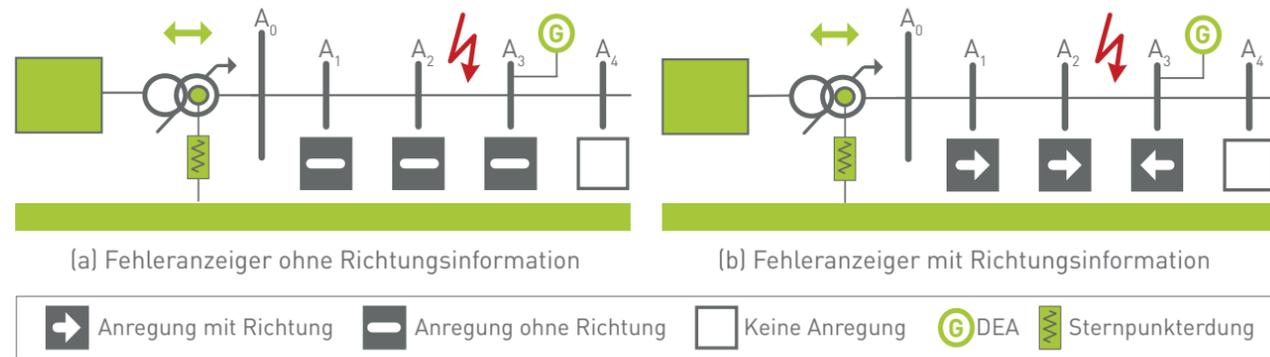


Abbildung 13: Fehlereingrenzung mit Kurzschluss-/Erdschlussanzeigen; TU Dortmund

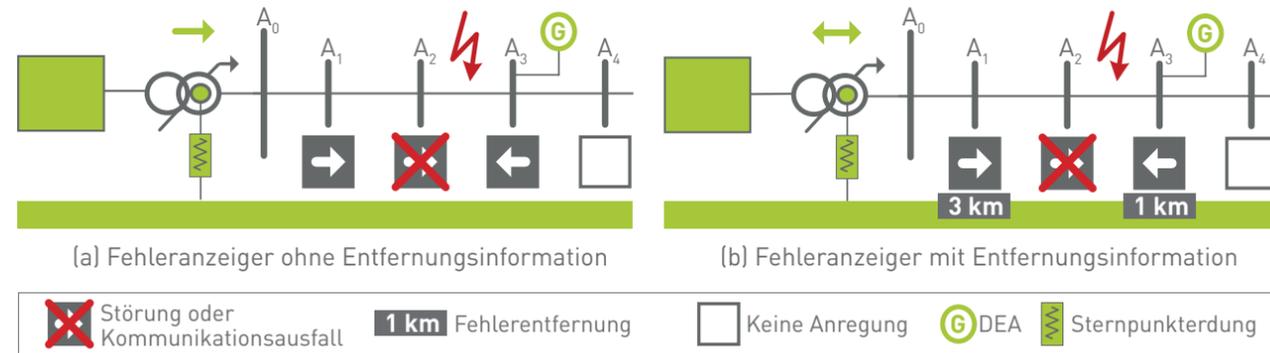


Abbildung 14: Fehlereingrenzung mit zusätzlicher Entfernungsinformation; TU Dortmund

Ermittlung des theoretischen Potenzials der neuen Funktionalitäten mittels Simulationen

Um die technisch-wirtschaftlichen Anwendungsfälle der entwickelten Funktionalitäten für die gesamte Bandbreite potenzieller Versorgungsaufgaben herauszuarbeiten und darzustellen, wurden die wesentlichen Eigenschaften der Funktionalitäten im Projektteam gemeinsam definiert und Modelle sowie Verfahren entwickelt, um diese Funktionalitäten abzubilden und anhand von Zeitreihenrechnungen und Simulationen des Störungsbeseitigungsprozesses zu bewerten. Zur Durchführung der Simulationen wurde das Netzberechnungsprogramm INTEGRAL verwendet.

Spannungsregelung auf Basis des Spannungsbeobachters

Die Ergebnisse der Simulationen der Spannungsrege-

lung haben gezeigt, dass sich vor allem in ländlichen und bestimmten städtischen Versorgungsaufgaben das vorgeschlagene Spannungsregelungskonzept in der i3S positiv auf die höchstzulässige Anschlussleistung von dezentralen Erzeugungsanlagen (DEA) auswirkt. Die Steigerung der höchstzulässigen Anschlussleistung hängt dabei neben der Versorgungsaufgabe auch immer von der Netztopologie und von der Verteilung der Erzeugungsanlagen im Netz ab. Die Abbildung 15a zeigt exemplarisch den Anstieg an Anschlusskapazität aufgrund einer höheren zulässigen Spannungsanhebung durch Spannungsregelung in ländlichen NS-Netzen. Zusätzlich zu der Simulation unterschiedlicher Versorgungsaufgaben wurden jeweils drei verschiedene Szenarien bewertet, in denen der Anteil der Hausanschlüsse, an denen eine DEA angeschlossen ist, von 10 % („10 % DEA“) der Hausanschlüsse auf 35 % („35 % DEA“) und 60 % („60 % DEA“) angehoben wurde.

Für den in der Abbildung dargestellt NS-Netztyp kann in 50 % der analysierten Netze die Anschlusskapazität für DEA um ca. 80 %, gesteigert werden, wenn man am Ortsnetztransformator einen Laststufenschalter vorsieht. Der neue von den Projektpartnern entwickelte Steuerungsalgorithmus führt im Test nicht nur zu einer besseren Ausnutzung des zulässigen Spannungsbandes, sondern auch zu einem beruhigten Betrieb des Laststufenschalters. Im Vergleich zu einem Standardalgorithmus, der die Spannung an der Sekundärseite des Ortsnetztransformators konstant hält, konnten in der Simulation (wie Abbildung 15 b zeigt) die Schaltoperationen in einem exemplarischen Netz um ca. 93 % reduziert werden.

Einfluss der Fehlererkennung auf die Wiederversorgungszeit

Die Ergebnisse der Simulation des Störungsbeseitigungsprozesses haben gezeigt, dass die Fehlerklärungsdauer bei Störungen auf der Mittelspannungsebene durch die erweiterte Fehlererkennung in der i3S reduziert werden kann. Besonders bei weit ausgedehnten Netzen und in Netzen mit einer hohen Dichte an Ortsnetzstationen kann der Einsatz der Fehlererkennung vorteilhaft sein. In Abbildung 16 a sind zwei exemplarische Abgänge eines ländlichen MS-Netzes mit unterschiedlichen Betriebsmitteln für die Fehlerortung und Fehlerklärung sowie Ergebnisse zu diesen Abgängen dargestellt.

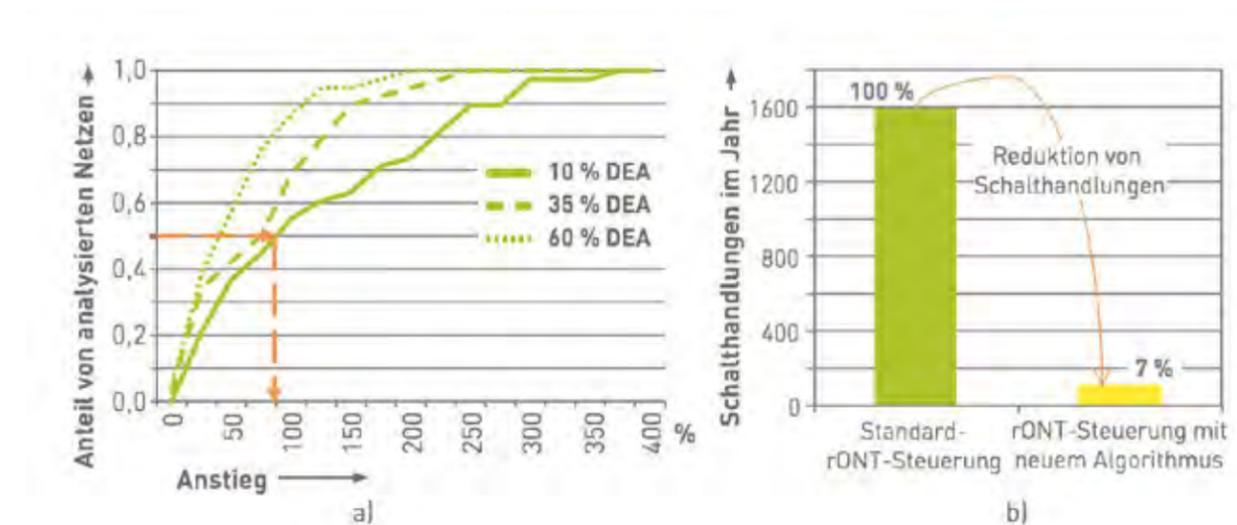


Abbildung 15: Anstieg der Anschlusskapazität für DEA durch Spannungsregelung in ländlichen NS Netzen (a) und Schaltoperationen am rONT in exemplarischem Netz (b); FGH

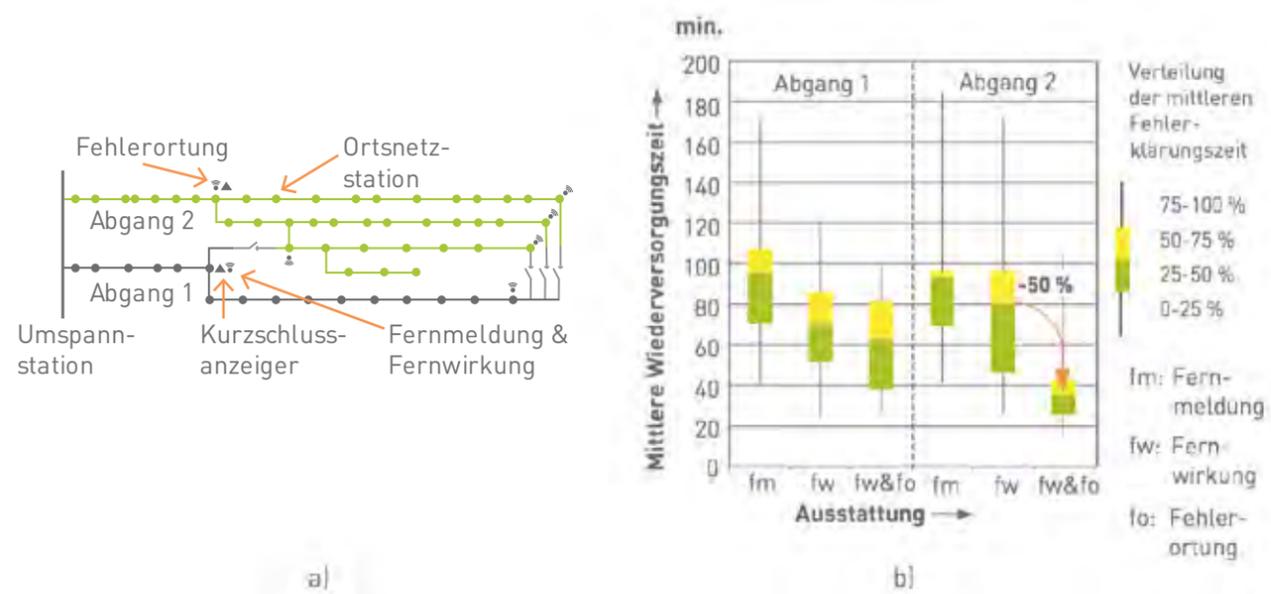


Abbildung 16: Exemplarisches ländliches Mittelspannungsnetz (a) und mittlere Fehlerklärungszeit unterschiedlicher Ausstattungen der Stationen (b); FGH

Um den Vorteil der Fehlerortungsfunktion im Wiederversorgungsprozess zu bestimmen, wurden drei Szenarien simuliert. Die Szenarien sollten dabei aufzeigen, welchen Einfluss die Ausstattung der MS-Netze mit unterschiedlichen Betriebsmitteln zur Fehlerortung und Fehlerklärung auf die Wiederversorgungszeit hat. Im Szenario 1 wurde daher die Wiederversorgungszeit für einen Fall berechnet, in dem nur Fernmeldungen von gerichteten Kurzschlussanzeigern berücksichtigt werden. Im Szenario 2 wird außer ferngemeldeten Kurzschlussanzeigern auch Fernwirktechnik an ausgewählten ONS im Abgang abgebildet. Im dritten Szenario schließlich wurde die neu entwickelte Fehlerortung zusammen mit Fernwirktechnik in einer zentralen intelligenten ONS im Abgang simuliert. Die Ergebnisse in Abbildung 16b zeigen: In Abgang 2 des exemplarischen Netzes führt der Einsatz der Fehlerortungsfunktion der i3S zu einer signifikanten Reduktion der mittleren Wiederversorgungszeit von 50 % im Vergleich zur Ausstattung der ONS nur mit Fernwirktechnik führt. Denn Fehler vor allem im komplexeren hinteren Bereich des Abgangs können über diese Ausstattung vom Servicepersonal schneller lokalisiert werden.

Prüfung der Entwicklungen im Labor

Die auf einer bestehenden Hardwareplattform implementierten Funktionen zur Fehlererkennung und selektiven Fehlereingrenzung wurden unter Verwendung einer Prüfinfrastruktur für Schutz- und Leitgeräte unter Laborbedingungen getestet (Abbildung 17).



Abbildung 17: Prüfinfrastruktur für Schutz- und Leitgeräte der TU Dortmund

Der Prototyp wurde mithilfe eines Echtzeitsimulators geprüft, der auf Basis von Netzmodellen in MATLAB/Simulink© dynamische Simulationen mit einem deterministischen Zeitverhalten durchführt und die Prozessgrößen Strom und Spannung an seinem Analogausgangsmodul als Kleinspannung ausgibt. Dabei wurden insbesondere Szenarien untersucht, die zu einem späteren Zeitpunkt unter realen Bedingungen in einem Prüflabor getestet werden sollten. Die verschiedenen Szenarien sollten Aufschluss geben über das Verhalten in Abhängigkeit von Sternpunktbehandlung, Fehlerart, Fehlerort, Kurzschlussleistung und Fehlerwiderstand. Bei der Modellierung der Netzdynamik zog man Leitungsparameter heran, die aus verfügbaren NEPLAN-Modellen abgeleitet wurden. Um einen stabilen Messbereich des Hardware-Prototyps abzudecken, wurden neben Einspeisungen auch Lasten modelliert, um einen ausreichenden Laststrom zu bewirken. Die Funktionsprüfungen in Laborumgebung erlaubten es, notwendige Anpassungen sukzessiv vorzunehmen, um in allen geprüften Fällen eine korrekte Fehlererkennung zu gewährleisten. Ebenfalls wurde in allen geprüften Fällen die Fehlerart korrekt erkannt. Die Fehlerentfernung wurde in allen Fällen annähernd wie erwartet bestimmt, jedoch zeigten sich bei einpoligen Fehlern Unterschiede in der erreichbaren Genauigkeit. Diese Abweichungen waren jedoch aufgrund des verwendeten Messprinzips zu erwarten. Abbildung 18 zeigt die Prüfergebnisse der selektiven Fehlereingrenzung

bzw. die Abweichungen bei der Entfernungsbestimmung, Fehlererkennung und Fehlerlokalisierung im Mittelspannungsnetz.

Spannungsbeobachtung im Niederspannungsnetz

Auf Basis der bei der Netzauswahl angestellten Netzbe-rechnungen wurde im Prüffeld ein Netz nachgebildet, dessen Topologie weitestgehend mit den ausgewählten Netzen übereinstimmt. Die im Prüflabor untersuchte Netztopologie ist in Abbildung 19 dargestellt. Es wurden zwei Abgänge der i3S belegt, wobei an einem Abgang eine variable Last (0 – 140 kW) angeschlossen wurde und an dem anderen Abgang variable Erzeuger (0 – 70 kW).

Durch eine geeignete Steuerung der Lasten und Einspeiser konnten gezielt kritische Netzzustände herbeigeführt werden, wie z. B. eine Verletzung der unteren Spannungsgrenze bei hoher Last oder eine Verletzung der oberen Spannungsgrenze bei starker Einspeisung. Auf Basis des Vergleiches der gemessenen Spannungen mit den vom Spannungsbeobachter berechneten Spannungen sowie der Auswertung der ausgegebenen Befehle an den Transformatorstufensteller wurde der Steuerungsalgorithmus evaluiert.



Abbildung 18: Prüfergebnisse – selektive Fehlereingrenzung (Laborumgebung); FGH

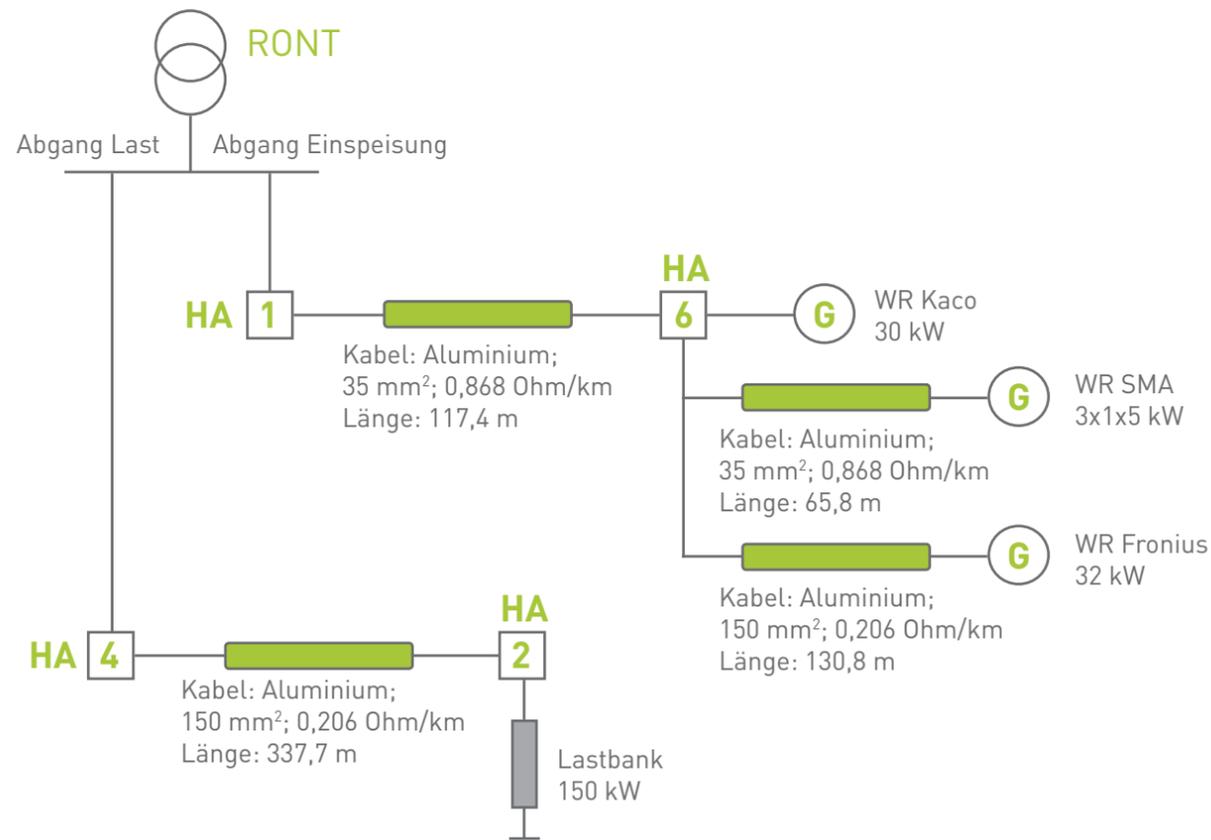


Abbildung 19: Topologie des im Niederspannungsprüffeld nachgebildeten Netzes; FGH

Fehlererkennung und Fehlerlokalisierung im Mittelspannungsnetz

Um die Versorgungszuverlässigkeit zu verbessern, wurden von den Projektpartnern neue Verfahren für die Fehlererkennung und Fehlerortung entwickelt. Die Fehlererkennung liefert dem Netzbetreiber wertvolle Informationen über das potenzielle Ausmaß des Fehlers und über die Maßnahmen, die zur Fehlerklärung einzuleiten sind. Mit der Fehlerortung ist der Netzbetreiber in der Lage, den möglichen Fehlerort schon vor Beginn des Wiederversorgungsprozesses stark einzugrenzen und damit den Wiederversorgungsprozess zu beschleunigen.

In den Laborversuchen wurden die folgenden Parameter untersucht:

- Fehlerart: einpolige, zweipolige (mit und ohne Erdberührung) und dreipolige Fehler
- Fehlerort: Die Entfernung zum Fehlerort wurde durch Drosselspulen entsprechend dem Induktivitätsbelag einer Leitung nachgebildet
- Sternpunktbehandlung des Netzes: gelöscht, geerdet und isoliert

Der im Mittelspannungsprüflabor eingesetzte Aufbau ist in Abbildung 20 dargestellt.

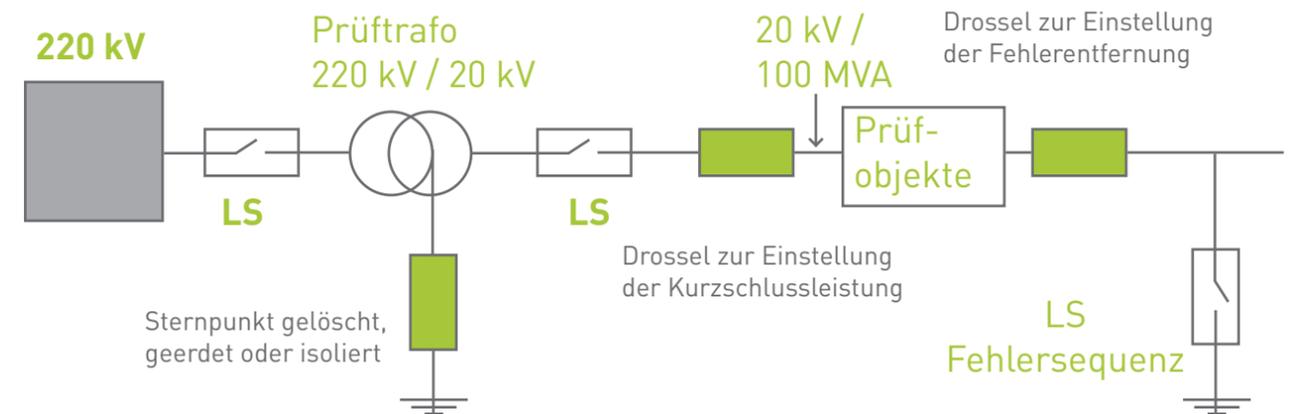


Abbildung 20: Aufbau der Prüfstrecke im Mittelspannungsprüflabor; FGH

Integration in den aktiven Netzbetrieb

Um die theoretischen Überlegungen und Berechnungen mit realen Daten aus der Praxis zu untermauern, wurden im Folgenden geeignete Ortsnetze im Versorgungsgebiet der Stadtwerke Aachen AG ausgewählt. Für eine sinnvolle Auswahl der in diesem Verbundprojekt eingesetzten Ortsnetze wurden die in Abbildung 21 aufgeführten Kriterien herangezogen. Diese variieren leicht je nach Funktionalität (Ausbaustufe) der intelligenten Ortsnetzstation. Die

Herausforderung bei der Auswahl der Ortsnetzstationen bestand darin, alle Kriterien sowohl auf der Niederspannungsseite als auch auf der Mittelspannungsseite bestmöglich zu erfüllen. In der nachfolgenden Tabelle sind den Funktionsschwerpunkten die Auswahlkriterien zugeordnet. Grundsätzlich kann eine Netzstation auch mehrere Kriterien erfüllen, sodass diese zum Beispiel gleichermaßen für Fehlererkennung und Spannungsregelung geeignet ist.

| Funktion | Spannungsbeobachtung | Spannungsregelung | Fehlererkennung |
|-------------------------|--|---|---|
| Auswahlkriterien | <ul style="list-style-type: none"> • Netze mit unterschiedlicher Versorgungsaufgabe • „vorkritisch“ in Bezug auf Spannungshaltung • hohe PV-Durchdringung im NS-Netz • Möglichkeit der Spannungsmessung in den Netzschlechtpunkten • Stationsstandort | <ul style="list-style-type: none"> • Netze mit unterschiedlicher Versorgungsaufgabe • „kritisch“ in Bezug auf Spannungshaltung • hohe PV-Durchdringung im NS-Netz • Möglichkeit der Spannungsmessung in den Netzschlechtpunkten • Stationsstandort | <ul style="list-style-type: none"> • lange MS-Ringe • ONS in der Mitte des Abganges • MS-Netz mit vergleichsweise schlechter Zuverlässigkeit • vorhandene Kommunikationsanbindung • EEG-Anlagen (und andere Einspeiser) im MS-Netz • MS-Dreibeine • Stationsstandort |

Abbildung 21: Beschreibung der Auswahlkriterien anhand der Schlüsselfunktionalität einer intelligenten Ortsnetzstation; FGH

Im nächsten Schritt wurden die grundsätzlich in Frage kommenden Stationen für eine Erweiterung um die Funktionen Spannungsschätzung, Spannungsregelung und Fehlererkennung auf ihre Eignung für eine sekundärtechnische Erweiterung untersucht. Kriterien hierfür waren vor allem die Umrüstbarkeit bestehender Stationen:

- Hat die Sekundärtechnik ausreichend Platz im Stationskörper oder muss ein Schrank angebaut werden?
- Kann die bestehende Anlage um Sensoren und Messtechnik erweitert werden oder ist ein kompletter Austausch der Primärtechnik notwendig?

Weitere, weiche Kriterien umfassten beispielsweise die Möglichkeit einer Kommunikationsanbindung an das Netzleitsystem sowie das betriebliche Interesse an einem Einsatz der Funktionalitäten in den Stationen.

Aufgrund von städtisch geprägten Netzen war es in Aachen besonders schwierig, bei dem Kriterium „Versorgungsaufgabe“ eine Diversität zu erreichen. Um auch ländliche Netze im Feldtest zu erfassen, wurden die im Januar 2014 neu erworbenen Konzessionen in der Eifelgemeinde Simmerath und in der Stadt Monschau berücksichtigt. Die Besonderheit der ländlichen Netze im Gegensatz zu den städtischen oder vorstädtischen Netzen besteht darin, dass eine hohe EEG-Einspeisung in Kombination mit einer geringen Last auftritt. Zudem haben die ländlichen Netze eine größere Ausdehnung, sodass im Gegensatz zu eng vermaschten städtischen Netzen eher mit Spannungshaltungsproblemen zu rechnen ist.

Die Vorauswahl wurde im Anschluss mit der Netzplanungssoftware Neplan® simuliert und die Schlechtpunkte sowie die kritischen Stationen wurden im jeweiligen Ortsnetz identifiziert. Dort wo Spannungsbandverletzungen zu erwarten sind, wurde ein „Fingerabdruck“ des Ortsnetzes ermittelt. Dieser setzt sich aus der kritischen Spannungsanhebung und der Summenleistung aller einspeisenden Anlagen des Ortsnetzes zusammen. Die folgende Abbildung zeigt einen Neplan®-Auszug eines typischen Ortsnetzes.

Nach Abschluss des Auswahlprozesses und der Netzberechnungen wurden für den Feldtest die folgenden Ortsnetze ausgewählt:

1. Aachen, Oberforstbach
2. Aachen, Brand
3. Aachen, Süd
4. Aachen, Grüne Eiche
5. Monschau, Höfen
6. Simmerath, Woffelsbach
7. Simmerath, Auf der Hof

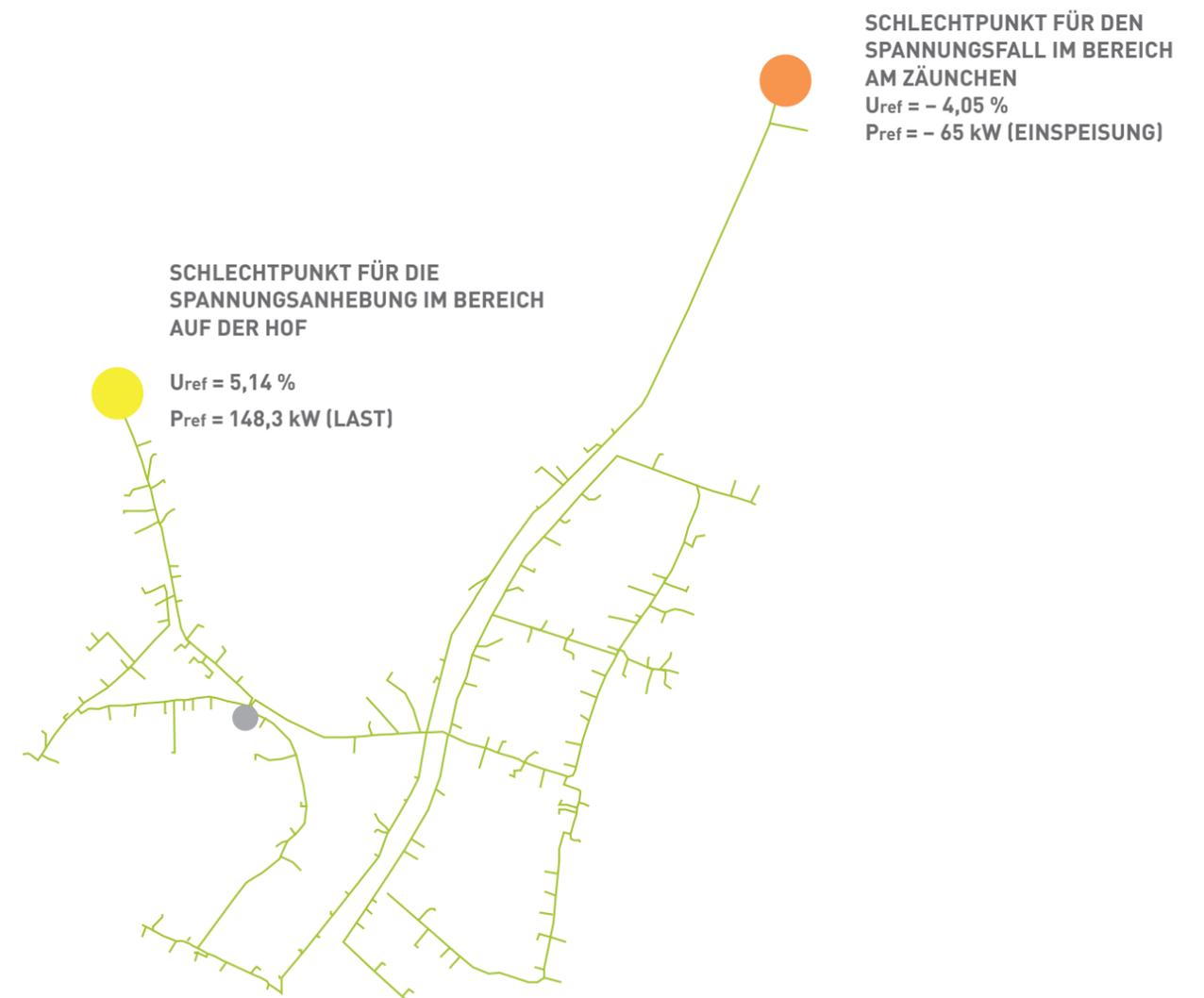


Abbildung 22: Ortsnetz Simmerath, Auf der Hof, mit Spannungsanhebungen und Spannungsabfällen im Niederspannungsnetz, die den Einsatz von Regelungstechnik sinnvoll machen und sich für die Validierung des Spannungsbeobachters eignen; FGH



Umrüstung und Einbringung der Stationen

Nach den Labortests wurden die im Vorfeld identifizierten Netzstationen zu intelligenten Netzstationen umgebaut. Dabei fielen die Aufwände sehr unterschiedlich aus. Fünf der sieben Stationen waren begehbbare Stationskörper, die ausreichend Platz für die zusätzlich einzubringenden Betriebsmittel boten. Bei den beiden Kompaktstationen sah das anders aus: Eine Station musste komplett ausgetauscht und die andere mit einem angereichten Schrank erweitert werden. Im Detail ergaben sich folgende Umbauarbeiten:

1. Aachen, Oberforstbach: kompletter Austausch der Primärtechnik, um Spannungsregelung mittels Leistungselektronik (AVR) zu ermöglichen
2. Aachen, Brand: kompletter Austausch der Primärtechnik, Spannungsschätzung ohne Regelung
3. Aachen, Süd: Nachrüsten von Messtechnik für die Fehlererkennung in NS und MS. Die MS-Wandlermessung war erst nach Austausch weniger Meter Massekabel auf VPE möglich
4. Aachen, Grüne Eiche: Nachrüstung für die Fehlererkennung mit minimalem Aufwand, da bei der gasisolierten Schaltanlage nur andere Kabelstecker verwendet werden mussten
5. Simmerath, Woffelsbach: Austausch der Schaltanlage, um Fehlererkennung zu ermöglichen
6. Monschau, Höfen: Kompaktstation mit Fehlererkennung und Spannungsbeobachter. Die Messtechnik konnte trotz des geringen Platzangebots in die bestehende Kompaktstation eingebaut werden. Lediglich die zusätzliche Sekundärtechnik musste in einem externen Schrank neben der Netzstation eingebaut werden
7. Simmerath, Auf der Hof: Kompaktstation mit Fehlererkennung und Spannungsregelung. Die Station wurde komplett getauscht. Einerseits, weil der Austausch der kompletten Primärtechnik im alten Stationskörper sehr aufwendig gewesen wäre, andererseits, weil die komplette Station zuvor umfangreichen Labortests unterzogen wurde

Kommunikative Anbindung

Bisher wurde lediglich in einer der Stationen eine Anbindung an das Leitsystem umgesetzt, da dort bereits eine Signalkabelanbindung vorlag. Darüber hinaus gab es mehrere Versuche, weitere Stationen via Funk anzubinden. Eine stabile Anbindung war jedoch nicht möglich.

Abbildung 23: Intelligente Ortsnetzstation, Auf der Hof (Simmerath)

Feldtest und Auswertung

Für den Feldtest werden die Messwerte und Ereignisse auf Archiv-PCs in den jeweiligen Ortsnetzstationen aufgezeichnet und in regelmäßigen Abständen abgeholt. Im ersten Test brachte man zur Verifizierung des Spannungsbeobachters im Beispielnetz „Auf der Hof“ Messtechnik an den Schlechtpunkten ein und die Spannungswerte wurden über eine Woche aufgezeichnet. Die gemessenen Werte werden dann mit den Schätzwerten des Spannungsbeobachters verglichen und auf Übereinstimmung geprüft.

Im weiteren Verlauf des Feldtests sollen dann noch die Abweichung vom normalen Schaltzustand und damit die Sensitivität des Spannungsschätzers getestet und mit den Annahmen zu Beginn des Projekts verglichen werden. Außerdem werden die unterschiedlichen Spannungsregelalgorithmen in der Station Oberforstbach auf Basis der aufgezeichneten Ist-Werte simuliert und verifiziert.

Aufgrund des hohen Volumens an Messdaten während der Feldtests können die Rohdaten nur automatisiert verarbeitet werden. Dazu wurden verschiedene Konzepte zur automatisierten Messdatenauswertung hinsichtlich Speicherbedarf, Zeitbedarf für die Auswertung sowie Funktionalität und Bedienbarkeit analysiert. Basierend auf dieser Analyse wurde ein Konzept umgesetzt, bei dem die Rohdaten mittels eines Import-Tools in eine MySQL-Datenbank übertragen werden. Durch ein weiteres Tool werden dann die in der Datenbank abgelegten Daten weiterverarbeitet und grafisch ausgewertet. Obwohl dieses Konzept im Vergleich zu einem direkten Einlesen der auszuwertenden Messdaten, z. B. in Excel, komplexer ist und die Datenbank sehr groß werden kann, überwiegen die Vorteile aufgrund der schnelleren und komfortableren Auswertung nach einmaligem Import und geordneter Ablage in der Datenbank.

Die intelligente Fehlererkennung und Fehlerortung kann im Feldtest nicht überprüft werden, da ein Fehlerfall im Feldtestzeitraum äußerst unwahrscheinlich ist.

Ergebnisse

Simulationen

Die Ergebnisse der Simulationen zur Spannungsregelung mithilfe des Spannungsbeobachters zeigen, dass vor allem in ländlichen Netzen die höchstzulässige Anschlussleistung durch die Spannungsregelung deutlich angehoben werden kann. Das Potenzial für die Anhebung der höchstzulässigen Anschlussleistung hängt dabei von einer Reihe von Einflussfaktoren ab, wie etwa der Anlagenverteilung, der Anlagenleistung sowie der Abgangslängen im Niederspannungsnetz.

Die Simulationen zur Fehlererkennung und Fehlerlokalisierung dokumentieren, dass eine signifikante Reduktion der Wiederversorgungsdauer möglich ist, diese aber von der Struktur des Abgangs, der Abgangslänge und der Anzahl von ONS im Abgang abhängt. Die Ergebnisse liefern daher erste Erkenntnisse, aus denen sich Einsatzkriterien für die Fehlerlokalisierung ableiten lassen.

Labortests

Die Ergebnisse der Labortests zur Spannungsschätzung und Spannungsregelung auf Niederspannungsseite können wie folgt zusammengefasst werden:

- Der Spannungsschätzer erfordert eine exakt an das jeweilige Netz angepasste Parametrierung.
- Bei korrekter Parametrierung liefert der Spannungsschätzer zuverlässige Ergebnisse.
- Bei Spannungsbandverletzungen werden korrekte Stufungsbefehle an den Transformatorstufensteller ausgegeben. Dies schließt auch die Berücksichtigung von vorgegebenen Toleranzen ein, was Dauer und Höhe der Spannungsbandverletzung angeht.

Die Ergebnisse der experimentellen Untersuchungen zur Fehlererkennung und Fehlerortung auf Mittelspannungsseite lassen sich wie folgt zusammenfassen:

- Durch das neu entwickelte Verfahren wird die Fehlerart unabhängig von der Sternpunktbehandlung zuverlässig erkannt.

- Die Fehlerortung liefert für zweipolige und dreipolige Fehler sehr gute Ergebnisse. Die Abweichung der ermittelten von der tatsächlichen Entfernung zur Fehlerstelle beträgt weniger als 10 %. Bei einpoligen Fehlern treten allerdings große Abweichungen auf.

Ausblick

Im Rahmen des Projekts wird eine Vielzahl von Netz- und Betriebsmitteldaten gemessen und aufgezeichnet. Nur ein Teil dieser Daten, der bereits heute für den Netzbetrieb eine besondere Relevanz hat, wird mithilfe von IEC 60870-5-104 von einigen ausgewählten intelligenten Ortsnetzstationen an die Netzleitstelle übertragen. In der Zukunft könnte eine weitere Abstimmung von Regelungen zwischen Mittel- und Niederspannungsebene nötig werden und Daten könnten zwischen diesen lokal arbeitenden Regelungen ausgetauscht werden. Des Weiteren könnte der Spannungsbeobachter um Verfahren weiterentwickelt werden, die bei einer Netzänderung oder einer Integration zusätzlicher Erzeugungsanlagen die Parametrierung automatisch anpassen. Bei der Fehlerlokalisierung besteht bei einpoligen Fehlern noch Optimierungspotenzial, das reizt, die Forschung in diesem Bereich fortzuführen. Um die neu entwickelten Funktionalitäten in den aktiven Netzbetrieb zu integrieren, ist es besonders wichtig, die Anpassung und Erweiterung bestehender Regelwerke und Anwendungsregelungen um neu entwickelte Funktionalitäten voranzutreiben, damit Netzbetreibern ein gesicherter Betrieb auch außerhalb von Forschungsprojekten ermöglicht wird.

Im Feldtest werden die neuen Betriebsmittel und Algorithmen in den kommenden Monaten geprüft und mit den Laborergebnissen verglichen. Daraus wird abgeleitet, inwieweit sich die neue Technologie für einen Einsatz im städtischen und ländlichen Verteilnetz eignet und welche Rahmenbedingungen aus Kosten-Nutzen-Gesichtspunkten gegeben sein müssen.

Abbildung 24: Niederspannungsverteilung mit nachgerüsteter Strommessung, ONS Wiesengrund (Aachen)

