



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

Gefördert durch:



Bundesministerium  
für Wirtschaft  
und Energie

aufgrund eines Beschlusses  
des Deutschen Bundestages

# Inhaltsverzeichnis

1. Vorwort.....	4
2. Auf einen Blick.....	6
3. Hintergrund & Motivation.....	9
4. Ziele.....	10
5. Struktur des Gesamtvorhabens.....	13
<b>6. Verbundprojekte</b>	
Intelligente Ortsnetzstationen.....	16
Spannungsqualität.....	36
Kommunikationsinfrastruktur.....	54
Netzzustandsschätzung.....	68
Netzplanung.....	86
Instandhaltung.....	102
<b>7. Handlungsempfehlungen</b>	
Normung.....	118
Verwertung.....	124
<b>8. Zusammenfassung.....</b>	<b>130</b>
<b>9. Ausblick.....</b>	<b>134</b>
<b>10. Partnerunternehmen.....</b>	<b>136</b>
<b>11. Die Mitwirkenden.....</b>	<b>142</b>
<b>12. Impressum.....</b>	<b>144</b>

# Vorwort

## Das Verteilnetz der Zukunft



**DR. PETER ASMUTH**  
Vorstand STAWAG

Die erneuerbaren Energien werden in den kommenden Jahren die Stromerzeugung immer stärker bestimmen. Bereits heute stammen rund 30 Prozent der verbrauchten elektrischen Energie aus Wind, Sonne, Wasser und Biomasse. Auch das politische Ziel ist klar definiert: Die Treibhausgasemissionen sollen bis 2020 um 40 Prozent abnehmen, und es wird angestrebt, den Anteil der erneuerbaren Energien an der Stromerzeugung bis 2050 auf 80 Prozent zu steigern. Das ist gut für die Umwelt und stärkt den Standort Deutschland. Die Abhängigkeit vom Import fossiler Energieträger geht zurück, gleichzeitig forciert das Know-how bei Zukunftstechnologien den Export von Anlagen, „made in Germany“. Eine Entwicklung, die viele Chancen mit sich bringt, aber auch große Herausforderungen an die Energiewirtschaft stellt. Denn eines haben die meisten regenerativen Energien gemeinsam: Sie stehen nicht konstant zur Verfügung. Deshalb liegt eine wesentliche Aufgabe darin, die Verteilnetze für neue Aufgaben fit zu machen. Mithilfe einer modernen IT-Struktur müssen Stromangebot und Stromnachfrage aufeinander abgestimmt werden. Eine weitere wichtige Rolle spielen intelligente Technologien, die Einspeiseschwankungen ausgleichen und so die Netzfrequenz konstant auf einem Wert von 50 Hertz halten können.

Das Projekt Smart Area Aachen hat in sechs Unterprojekten und einem begleitenden Forschungsprojekt alle relevanten Themen untersucht und innovative Lösungen für das Netz der Zukunft geschaffen. In einem nächsten Schritt werden die Erfahrungen im Alltag vertieft und auf ihre Leistungsfähigkeit überprüft. Wir sind sehr zuversichtlich, dass das mit unseren Partnern entwickelte Projekt Smart Area Aachen ein Modell für andere regionale und kommunale Netzbetreiber wird. Die STAWAG ist bereits seit Jahren ein fortschrittliches Stadtwerk mit vielen Forschungsprojekten. Die Erfahrungen und Ergebnisse sind für alle Interessierten offen. Einen ersten detaillierten Einblick gibt der folgende Bericht, der sich auch als Einladung zum Dialog versteht. Damit wird ein Beitrag geleistet, die bestehende Infrastruktur möglichst effizient an neue Anforderungen anzupassen. Und gleichzeitig auch ein Beitrag, die Energiewende weiter erfolgreich umzusetzen.

## Grußwort des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie

Mit der Energiewende hat sich die Bundesregierung ein sehr ambitioniertes Ziel zur Umgestaltung der Energieversorgung in Deutschland gesetzt. Bis zum Jahr 2050 soll der Primärenergiebedarf halbiert und der Anteil der erneuerbaren Energien am Bruttoendenergieverbrauch auf 60 % erhöht werden. Gleichzeitig wird die Reduzierung der CO<sub>2</sub>-Emissionen um 80 bis 95 % angestrebt. Es versteht sich von selbst, dass das mit diesem Szenarium verbundene künftige Energiesystem mit dem heutigen nicht mehr vergleichbar sein wird. Und es ist genauso schnell einzusehen, dass diese Ziele nur durch erhebliche technologische Innovationen in allen Komponenten des Systems, aber auch bei systemorientierten Zusammenhängen erreichbar ist.

Die Energieforschung ist aus diesem Grund ein strategisches Element der Energiepolitik der Bundesregierung. Die Mittel für die Energieforschung sind in den letzten Jahren mehr als verdoppelt worden und werden künftig auf einem hohen Niveau verstetigt. Neben den prioritären Themen zur Entwicklung von Technologien zur Steigerung der Energieeffizienz und von Erneuerbare-Energie-Technologien werden durch die Vorgaben der Energiewende die Speicher- und Netztechnologien immer bedeutender.

Das Projekt „Smart Area Aachen“ ist unter die letztgenannten Maßnahmen einzuordnen. Bei dem Vorhaben, an dem 13 Partner teilgenommen haben, wurde erarbeitet, wie ein intelligentes Netz bei hohen Anteilen volatiler erneuerbarer Energien künftig aussehen kann. Viele Einzelmaßnahmen, wie beispielsweise der Aufbau intelligenter Ortsnetzstationen, die Entwicklung von Regelungsverfahren zur Erhöhung der Spannungsqualität oder von Verfahren zur Netzzustandsprognose, wurden durchgeführt und als Gesamtsystem in einem Feldtest erprobt. Mittlerweile ist das Vorhaben auf der Zielgerade angekommen. Wertvolle Ergebnisse und Erkenntnisse konnten erreicht werden. Wir sind aber trotz dieser Erfolge noch längst nicht am Ende der gesamten Wegstrecke bei Forschung, Entwicklung und Demonstration angekommen. Weitere Erkenntnisse und vor allem der Weg in die technologische Umsetzung liegen noch vor uns. Dem Team von „Smart Area Aachen“ wünsche ich auch künftig viel Erfolg.



**DR. GEORG MENZEN**  
Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, Leiter des Referats „Energieforschung – Projektförderung und Internationales“

# Auf einen Blick

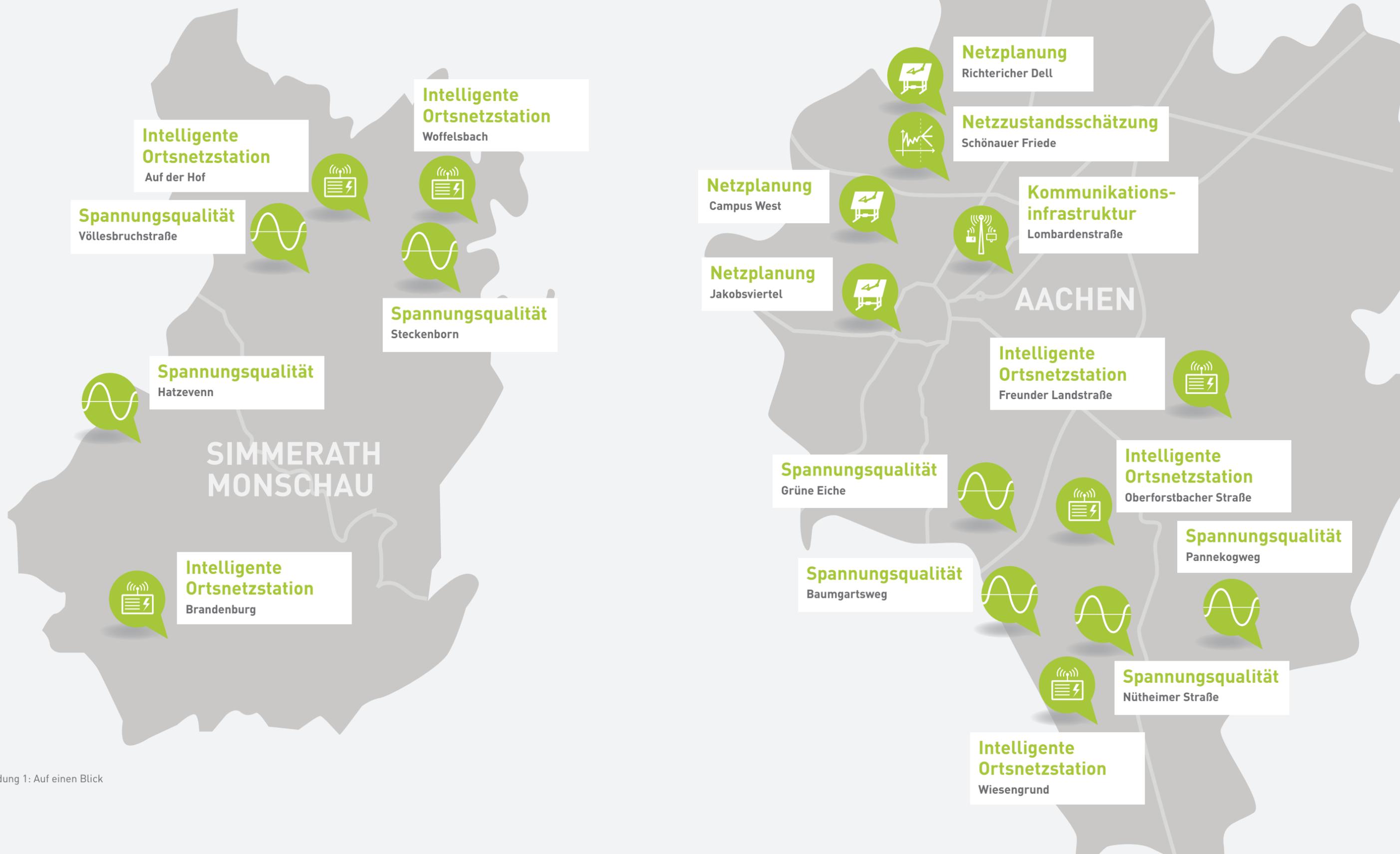


Abbildung 1: Auf einen Blick

Grundgedanke ist, die Gesamteffizienz der elektrischen Energieversorgung deutlich zu erhöhen.

# Hintergrund und Motivation

Die Energiebranche hat sich aufgrund des Ausbaus der erneuerbaren Energien verändert – und wird sich in Europa auch noch weiter verändern. Nach den Vorgaben der Bundesregierung (Energiekonzept 2010 und die Eckpunkte vom Juni 2011) sollen in Deutschland bis zum Jahr 2020 die Treibhausgasemissionen gegenüber dem Jahr 1990 um 40 Prozent sinken. Darüber hinaus wird angestrebt, im Jahr 2050 den Strom zu 80 Prozent aus Wind, Sonne, Wasser und Biomasse zu produzieren. Ein ambitioniertes Ziel, das unter anderem dazu zwingt, vermehrt auf dezentrale Erzeugungseinheiten zu setzen, aber auch dazu, die Netze an neue Aufgaben anzupassen. Das betrifft insbesondere die Planung, Betriebsführung und Instandhaltung der Verteilnetze. Es gilt, künftige Infrastrukturen von Verteilnetzbetreibern so zu gestalten, dass die Netzintegration dezentraler Erzeugungsanlagen und digitale Lösungen mit hoher Versorgungssicherheit wirtschaftlich und zukunftsicher betrieben werden können.

## 13 Partner bündeln Kompetenzen

Vor diesem Hintergrund starteten 13 Partner unter Federführung der STAWAG, Stadtwerke Aachen AG, gemeinsam mit dem Netzbetreiber INFRAWEST GmbH, Mitte 2012 das Verbundprojekt „Smart Area Aachen“. Die Laufzeit beträgt rund fünf Jahre und endet im August 2017. Im Rahmen des

6. Energieforschungsprogramms der Bundesregierung – und hier vor allem des Förderschwerpunktes „Netze für die Stromversorgung der Zukunft“ – wird „Smart Area Aachen“ finanziell unterstützt. Im Fokus des Verbundprojektes stehen folgende Themenkomplexe:

- Erneuerbare Energien und ihre Integration ins Stromnetz
- Innovative Netztechnik
- IT- und Kommunikationstechnik
- Energieeffizienz
- Betriebsführungskonzepte, Netzplanung und Instandhaltung

Grundgedanke ist, die Gesamteffizienz der elektrischen Energieversorgung deutlich zu erhöhen, da sie sich durch den schnell wachsenden Beitrag der erneuerbaren Energien, die zunehmende Dezentralisierung, die Digitalisierung und den Einsatz innovativer Technologien in einem tief greifenden Umstrukturierungsprozess befindet. Künftige Stromnetze müssen flexibel und aufnahmefähig für regenerativen Strom, aber auch zuverlässig in der Versorgung und wirtschaftlich sein.



Abbildung 2: Windkraftanlagen

# Ziele

## Hohe Anforderungen an das „Netz“ der Zukunft

Konkret: Durch den Einsatz neuer Sensorik und Aktorik war die Kontrolle der Netze zu optimieren. Gleichzeitig sind neue Technologien notwendig, um diesen Zustand aktiv zu beeinflussen – zum Beispiel, wenn Grenzwertverletzungen von Strömen oder Spannungen drohen. Ebenso mussten neue Steuerungs- und Regelungskonzepte für eine höhere Effizienz erarbeitet und die Informations- und Kommunikationstechnik an die künftigen Aufgaben angepasst werden. Darüber hinaus galt es, ganzheitliche Strategien zu Weiterentwicklung, Betrieb und Instandhaltung von Verteilnetzen aufzustellen. Eine umfangreiche „Liste“, die es erforderlich machte, die Stromversorgung als Systemherausforderung gesamtheitlich aus den Perspektiven der Energie-, Informations- und Kommunikationstechnik zu betrachten.

Die Umsetzung erfolgt „step by step“. Der erste Schritt ist stets eine Anforderungsanalyse mit anschließender Überprüfung der Lösungsansätze in einer Netzsimulation. Ist dann die theoretische Netzsimulation erfolgreich, findet in einem zweiten Schritt die Entwicklung der Hard- bzw. Software statt. Entsprechend konfiguriert, kommen sie in einem Laborversuch zum Einsatz, um die Funktionsfähigkeit der erarbeiteten Lösungen zu belegen. Schließlich werden sie im Verteilungsnetz der INFRAWEST praktisch getestet und evaluiert, um nachhaltige Betriebserfahrungen zu sammeln und diese mit den Netzsimulationsergebnissen zu vergleichen.

## Modell für andere Städte und Regionen

Die Ergebnisse von „Smart Area Aachen“ können wichtige Impulse für die Gestaltung künftiger Stromnetze geben. Vor diesem Hintergrund haben die Projektteams mit ihren Arbeiten nachgewiesen, dass ein modernes intelligentes Netz zusätzliche erneuerbare Energien dauerhaft integrieren kann, ohne dass die Versorgungssicherheit und die Wirtschaftlichkeit darunter leiden. Mit den gewonnenen Erkenntnissen will „Smart Area Aachen“ ein Modell für andere Städte und Regionen sein und einen Beitrag zum Gelingen der Energiewende leisten.

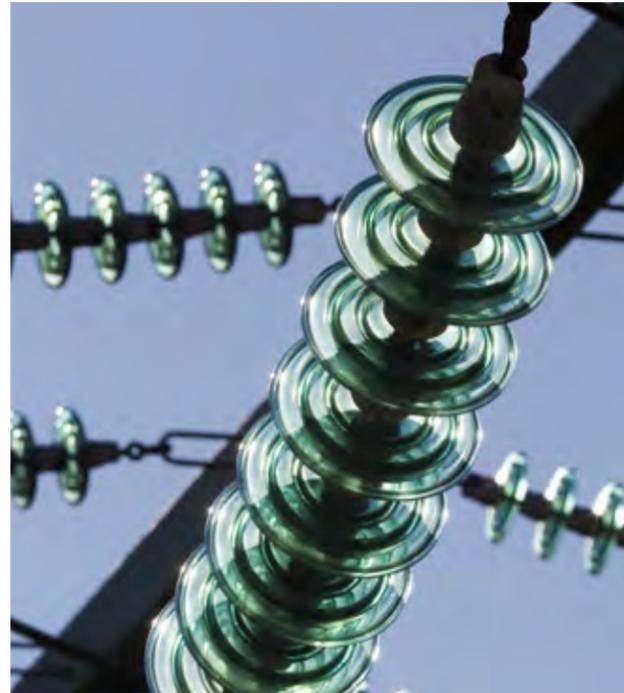


Abbildung 3: Isolator, Umspannwerk Eilendorf

Abbildung 4: 110 kV Schaltanlage, Umspannwerk Eilendorf



---

**Durch den Einsatz neuer Sensorik und Aktorik die Kontrolle der Netze optimieren.**

---

Die im Rahmen von „Smart Area Aachen“ anfallenden Aufgaben wurden in sechs Themenfelder (Verbundprojekte) unterteilt – eine Maßnahme, um Kompetenzen zu konzentrieren und so die bestmöglichen Ergebnisse zu erzielen.

# Struktur des Gesamtvorhabens

## Sechs Einzelprojekte im Verbund

Im ersten Projekt ging es um die Entwicklung einer „intelligenten Ortsnetzstation“ mit neuen Funktionen. Wie in allen Projekten waren auch hier mehrere Partner in die Umsetzung eingebunden. Die TU Dortmund hat es im Rahmen der Zusammenarbeit übernommen, die Fehlererkennungs- und Fehlerortungsalgorithmen im Mittelspannungsnetz zu entwickeln. Die Forschungsgemeinschaft für Elektrische Anlagen und Stromwirtschaft e. V. (FGH) hat eine Untersuchung des technischen Nutzens einer intelligenten ONS durchgeführt. Und die Deutsche ABB AG hat Komponenten geliefert, um den Einsatz von einem selbst entwickelten „Fingerabdruck“-Verfahren zur Spannungsschätzung zu ermöglichen. Anschließend wurde die innovative Technik im Labor durch die FGH getestet und dann im Netz der INFRAWEST im Feldtest eingesetzt.

Im zweiten Forschungsschwerpunkt entwickelte das Institut für Hochspannungstechnik der RWTH Aachen (IFHT) Verfahren, um die Spannungsqualität in künftigen Verteilnetzstrukturen zu sichern. Dabei erfolgte die Spannungsregelung mit neuen Regelalgorithmen netzstrukturabhängig auf Basis von Messwerten aus der Netzstation bzw. aus dem Niederspannungsnetz über abgesetzte Sensoren. Die Maschinenfabrik Rheinhausen GmbH (MR) lieferte dazu die Hardware – konkret: rONTs und eine neu entwickelte abgesetzte Messtechnik. Entsprechend den Vorgaben von „Smart Area Aachen“ wurden die technischen Lösungen auch hier zuerst im Labor getestet und dann im Netz der INFRAWEST unter Alltagsbedingungen eingesetzt.

Damit die einzelnen Komponenten zusammenhängend funktionieren, war es erforderlich, eine übergreifende Kommunikationsinfrastruktur einzurichten. Diesen dritten Aufgabenkomplex übernahm die Nexans Deutschland GmbH und entwickelte innovative Kommunikationstechnologien. Gleichzeitig wurden von der Kisters AG entsprechende Datenmodelle erstellt, die die neuen Komponenten

überwachen und steuern. Auch hier folgten abschließend Labor- und Feldtest.

Die vierte Expertengruppe widmete sich der Netzzustandsschätzung – mit dem Ziel, rechtzeitig Handlungsbedarf zu erkennen und dadurch die Versorgungssicherheit zu gewährleisten. Die Herausforderung bestand darin, mithilfe von wenigen Messdaten den Netzzustand möglichst genau zu ermitteln. Für diese Aufgabe hat das Institut für Elektrische Anlagen und Stromwirtschaft der RWTH Aachen (IAEW) die erforderlichen Schätzverfahren und Algorithmen entwickelt. Die anschließende Integration in das Netzleitsystem der STAWAG erfolgte über die PSI AG.

Einen Schritt früher setzte das fünfte Verbundprojekt an: Es erarbeitet Netzplanungskonzepte für elektrische Energieversorgungsnetze, mit denen innovative Netzkomponenten und -strategien in der Planung berücksichtigt werden können. Hierzu wurden mithilfe eines entwickelten Planungs- und Optimierungstools synthetische und reale Netze für zukünftige Versorgungsszenarien kostenoptimal ausgelegt. Auf Basis von umfangreichen Simulationen einer Vielzahl an Mittel- und Niederspannungsnetzen werden Vorschläge zur Anpassung bestehender und zur Formulierung neuer Planungsgrundsätze abgeleitet.

Die sechste Projektgruppe konzentrierte sich auf die Instandhaltung der heutigen und künftigen Netze. Innovative Technologien standen hier im Mittelpunkt, um Substanzerhalt und Wirtschaftlichkeit miteinander in Einklang zu bringen. Dazu erarbeitete die IFHT neue Verfahren zur Zustandsbewertung. Im Netz der INFRAWEST praktisch erprobt wurden die Verfahren mithilfe optimierter Zustandserfassungsmethoden, für die die SAG GmbH verantwortlich war. Ein weiteres Ergebnis der Projektarbeit ist, dass zusätzliche Informationen aus Smart-Grid-Komponenten erfasst und genutzt werden können.

Abbildung 5: E-Fahrzeug vor dem Aachener Dom

### Begleitforschung koordiniert Aktivitäten

Neben den sechs Projektgruppen gehört zu „Smart Area Aachen“ die Begleitforschung, deren Gesamtkoordination die STAWAG als Konsortialführer übernimmt. Ihre Aufgabe ist, die Projekte mit den unterschiedlichen thematischen Schwerpunkten zu bündeln und Synergien zu heben. Dementsprechend umfasst sie die energiewirtschaftliche Bewertung von innovativen Lösungsansätzen, die Standardisierung von Smart-Grid-Komponenten sowie den Transfer von Projektergebnissen in die Fachöffentlichkeit. Dazu gehört unter anderem die Mitwirkung von VDE Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e. V. / DKE Deutsche Kommission Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik, die sicherstellt, dass die Ergebnisse aus „Smart Area Aachen“ in die Standardisierung einfließen

und eine intensive Nutzung in der Energietechnik finden. Hinzu kommt, dass die STAWAG mithilfe von Fach- und Konferenzbeiträgen für eine breite Resonanz in der Fachöffentlichkeit sorgt. Weitere Synergieeffekte ergaben sich innerhalb des Gesamtkonsortiums über einen kontinuierlichen Kontakt der Projektpartner untereinander und einen engen Austausch aller relevanten Daten und Informationen.

Bei der Frage „Inwieweit kann ein Verteilnetzbetreiber Smart-Grid-Lösungen umsetzen?“ hilft die BET Büro für Energiewirtschaft und technische Planung GmbH mit konkreten Empfehlungen. Sie wertet dazu technische und wirtschaftliche Parameter aus und zeigt Handlungsoptionen auf. Außerdem sollen die Erfahrungen genutzt werden, um Empfehlungen für ein zukünftiges Regulierungssystem abzugeben.

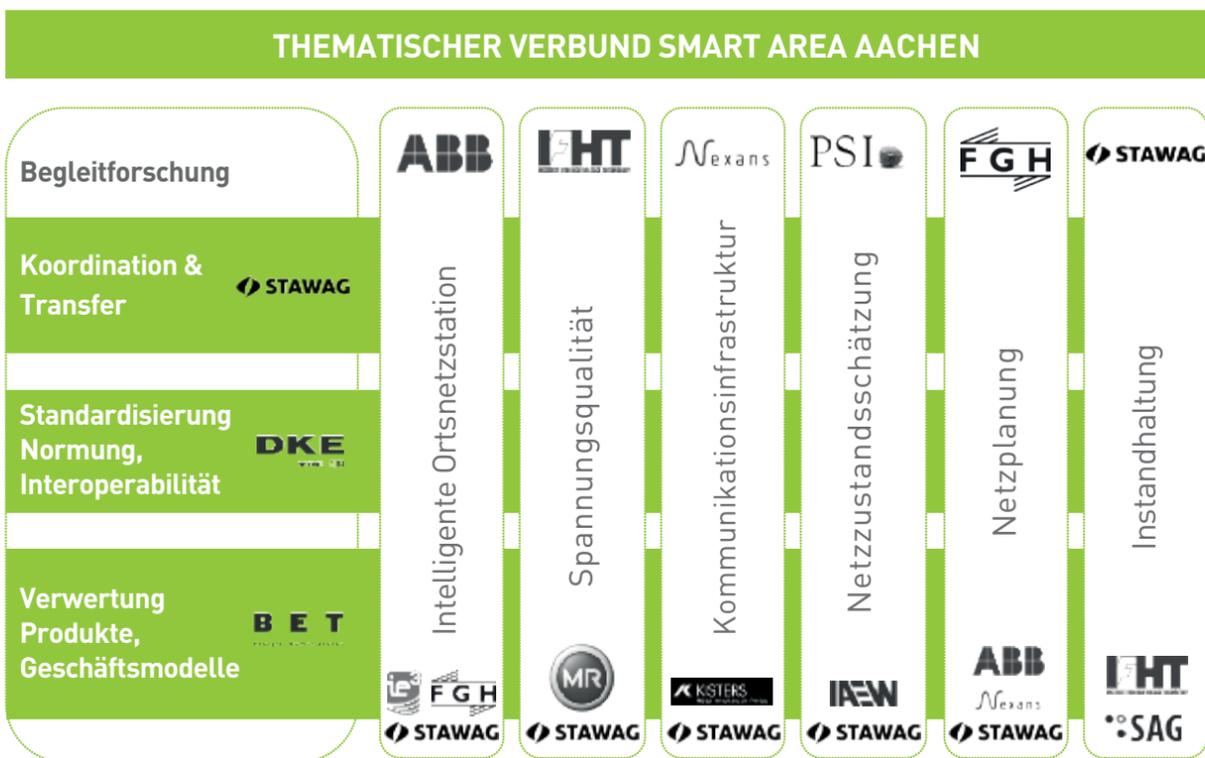


Abbildung 6: Thematischer Verbund Smart Area Aachen



**Innovative Technologien standen hier im Mittelpunkt, um Substanzerhalt und Wirtschaftlichkeit miteinander in Einklang zu bringen**

Abbildung 7: Regenerative Erzeugungsanlagen

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.**

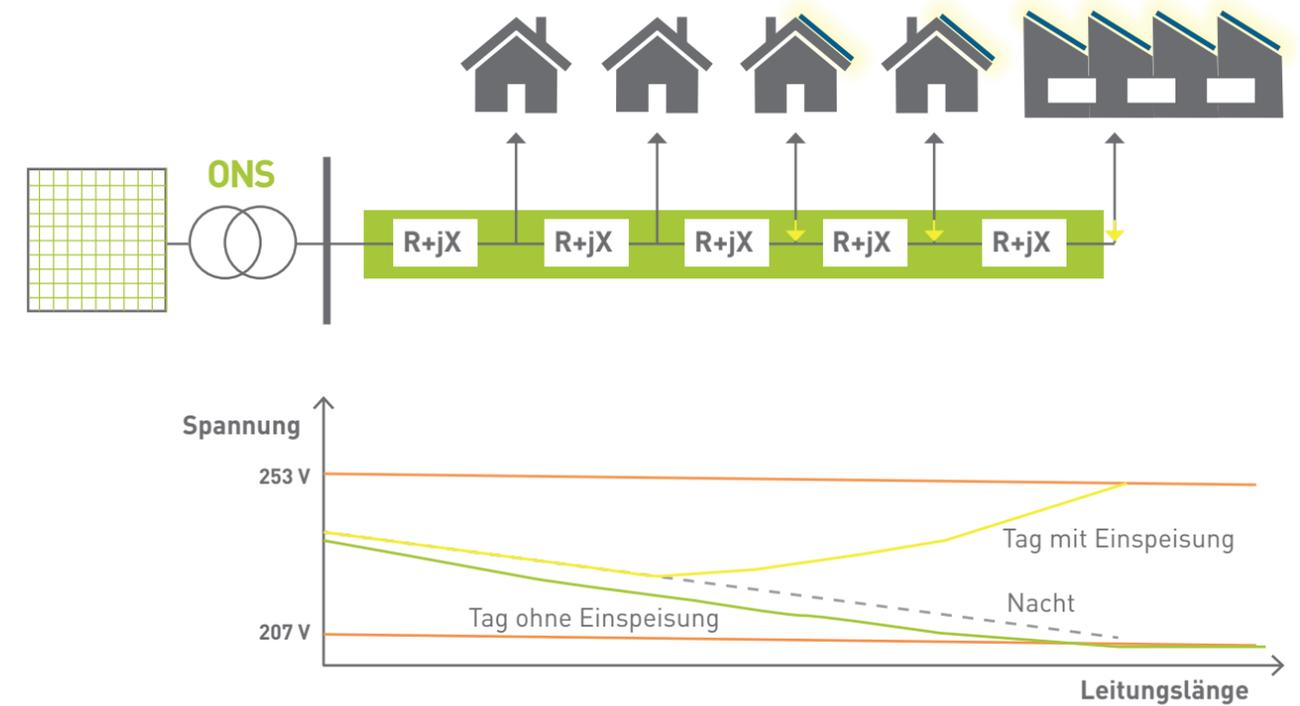


Abbildung 9: Zusammenhang von Spannung, Leitungslänge, Verbrauch und Einspeisung

# 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.

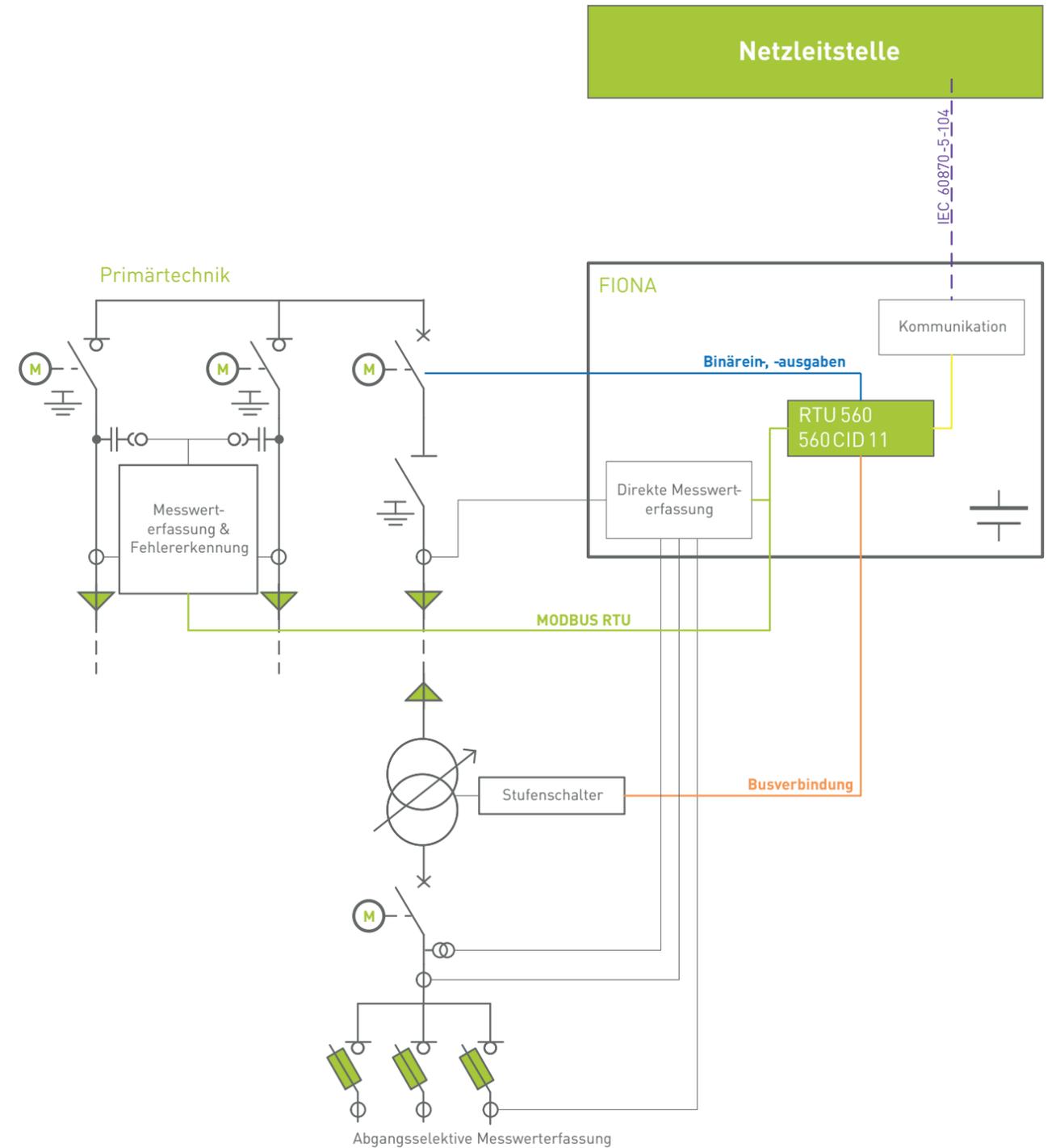


Abbildung 10: Aufbau einer intelligenten Ortsnetzstation mit Spannungsregelung über einen Stufenschalter; ABB

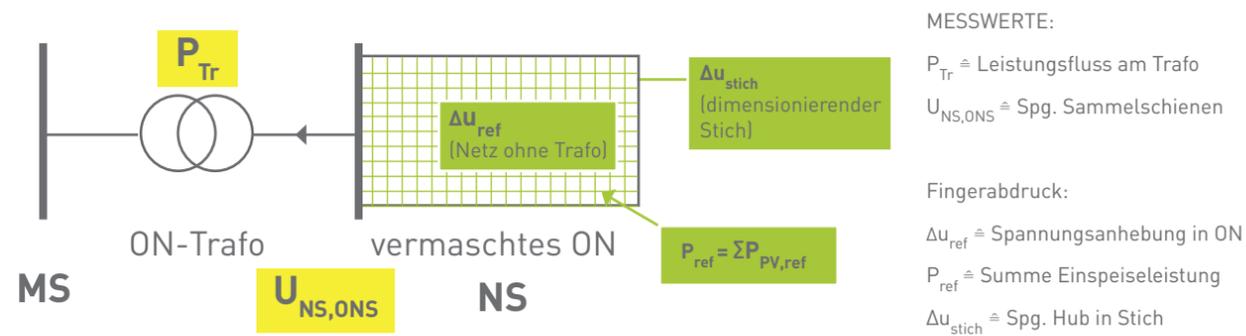


Abbildung 11: Grundlegendes Modell mit Werten für Spannungsbeobachtung; ABB

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.  $\Delta u_{ref}$  entspricht der Spannungsanhebung im Ortsnetz,  $P_{ref}$  ist die Summenleistung der Einspeisung und  $\Delta u_{stich}$  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.

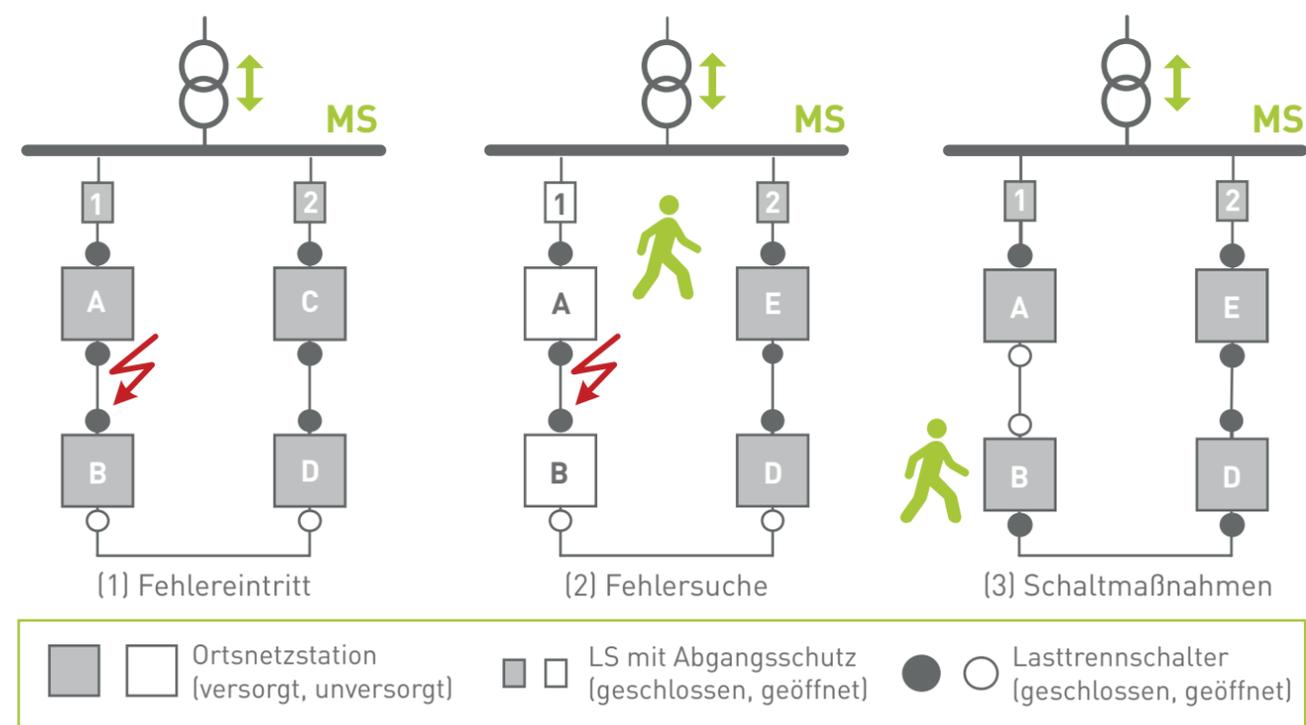


Abbildung 12: Entstörprozess mit Betriebspersonal; TU Dortmund

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.

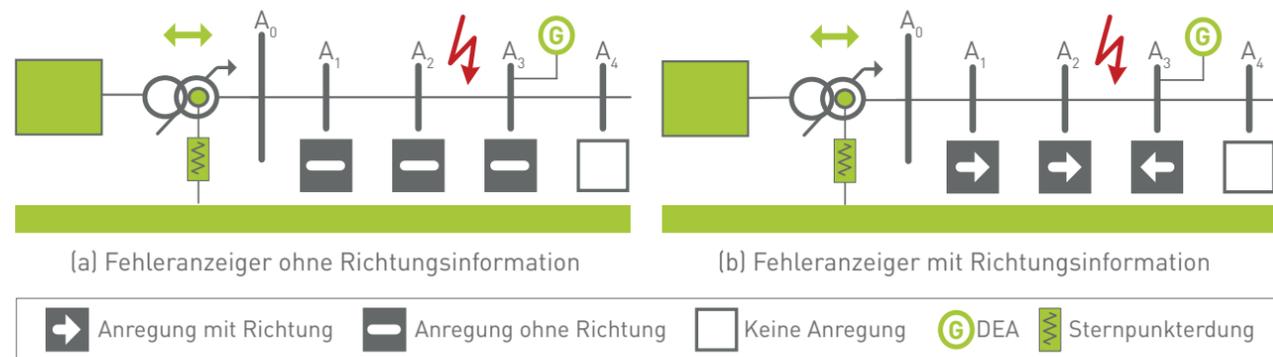


Abbildung 13: Fehlereingrenzung mit Kurzschluss-/Erdschlussanzeigen; TU Dortmund

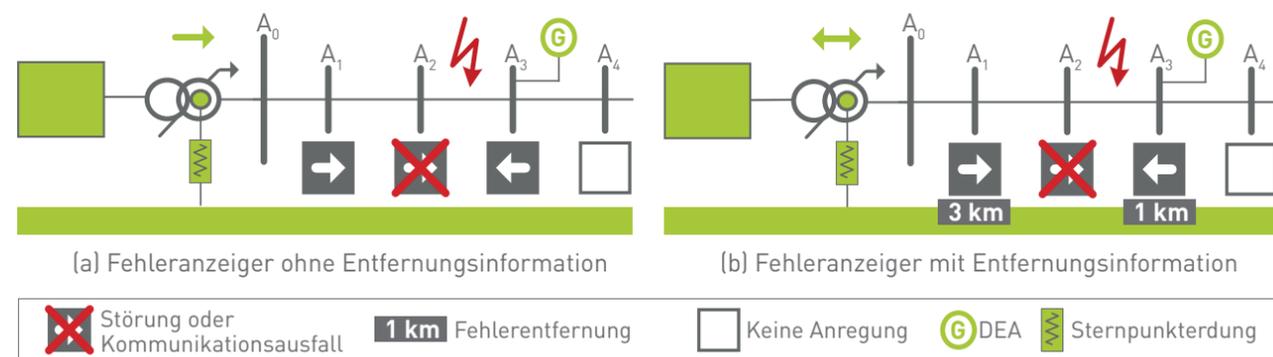


Abbildung 14: Fehlereingrenzung mit zusätzlicher Entfernungsinformation; TU Dortmund

### 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 Spannungsregelung 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.

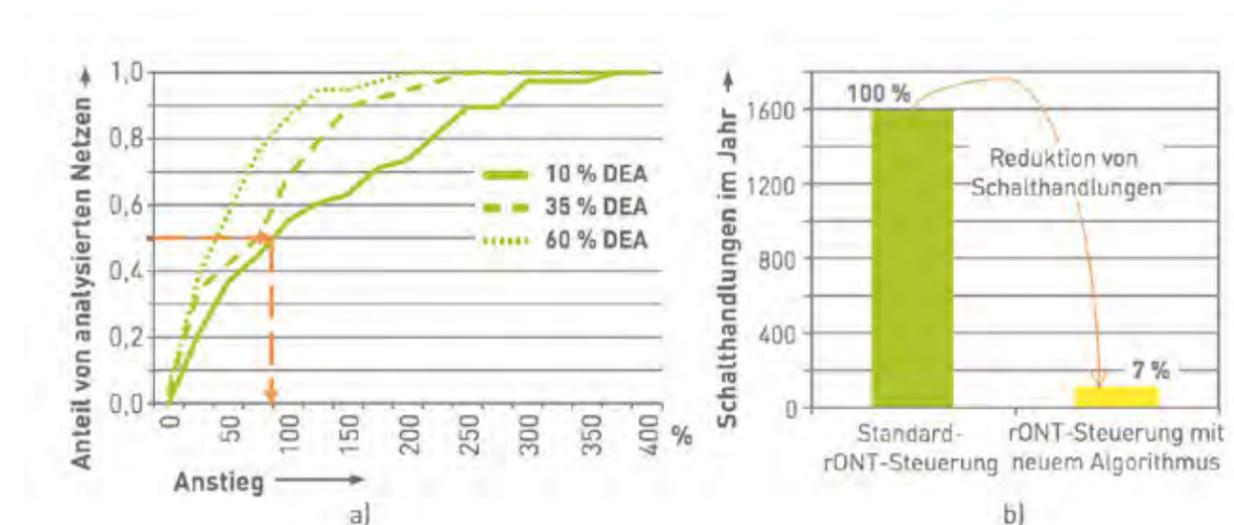


Abbildung 15: Anstieg der Anschlusskapazität für DEA durch Spannungsregelung in ländlichen NS Netzen (a) und Schaltoperationen am rONT in exemplarischem Netz (b); FGH

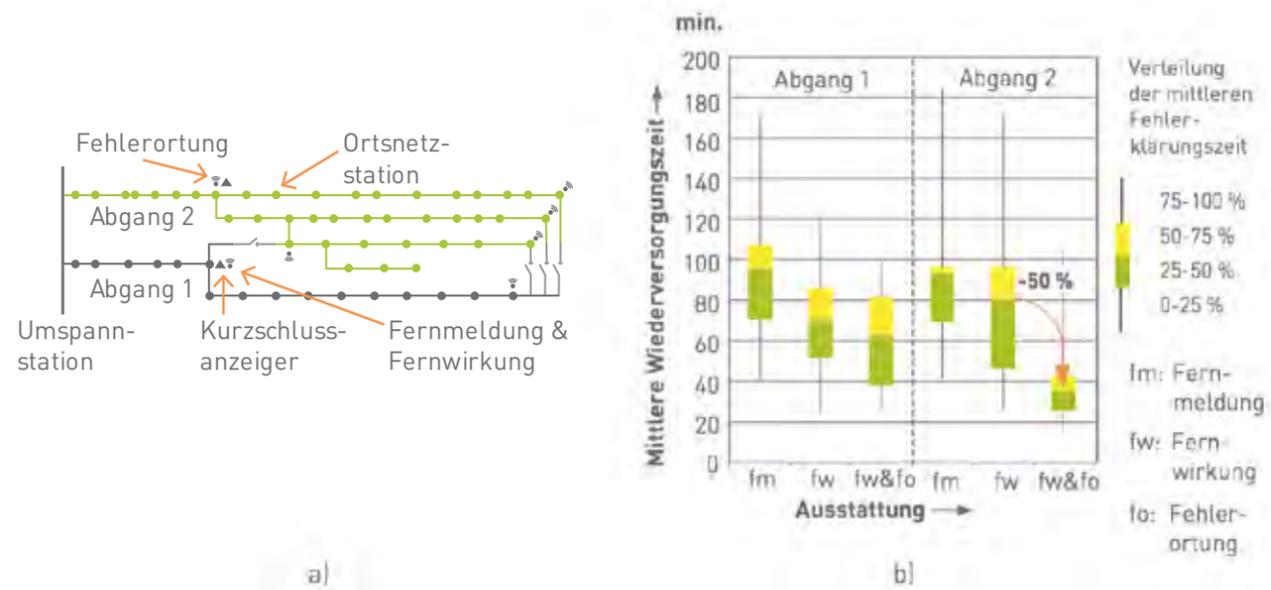


Abbildung 16: Exemplarisches ländliches Mittelspannungsnetz (a) und mittlere Fehlerklärungszeit unterschiedlicher Ausstattungen der Stationen (b); FGH

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

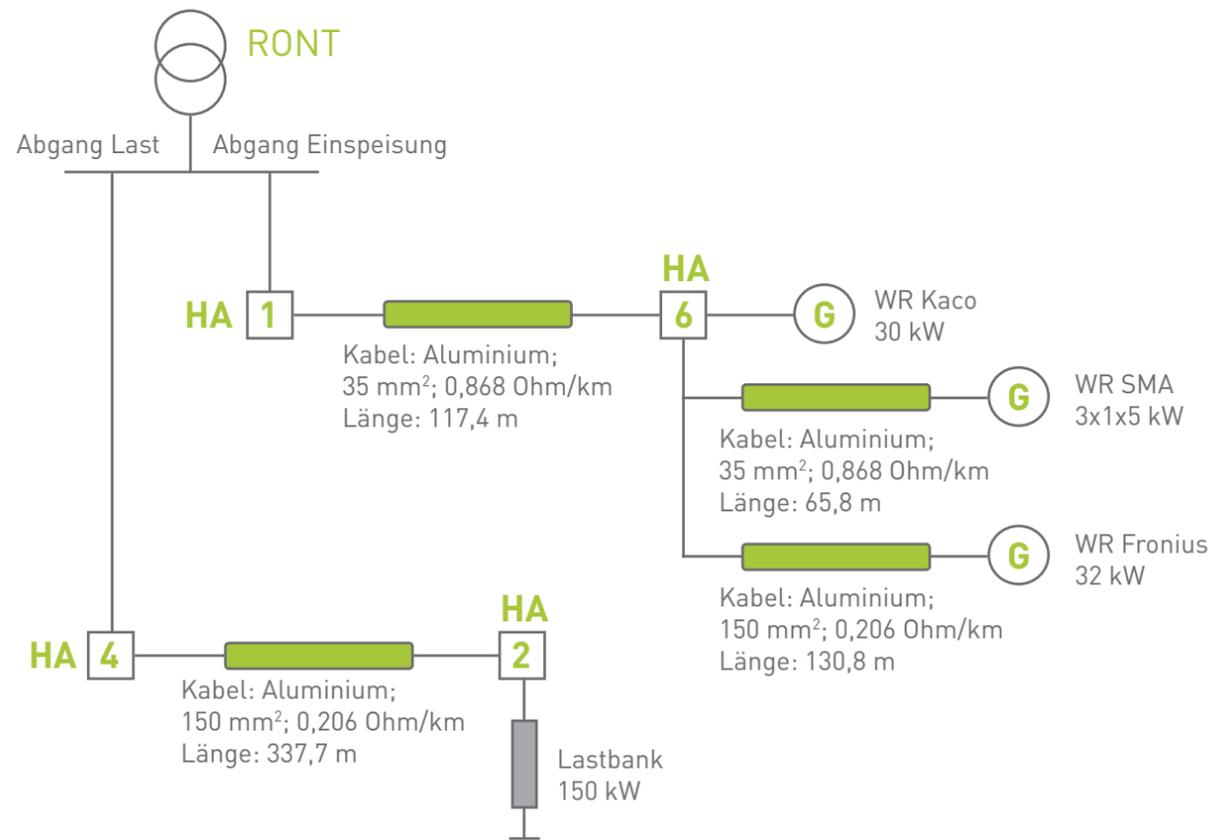


Abbildung 19: Topologie des im Niederspannungsprüffeld nachgebildeten Netzes; FGH

### 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.

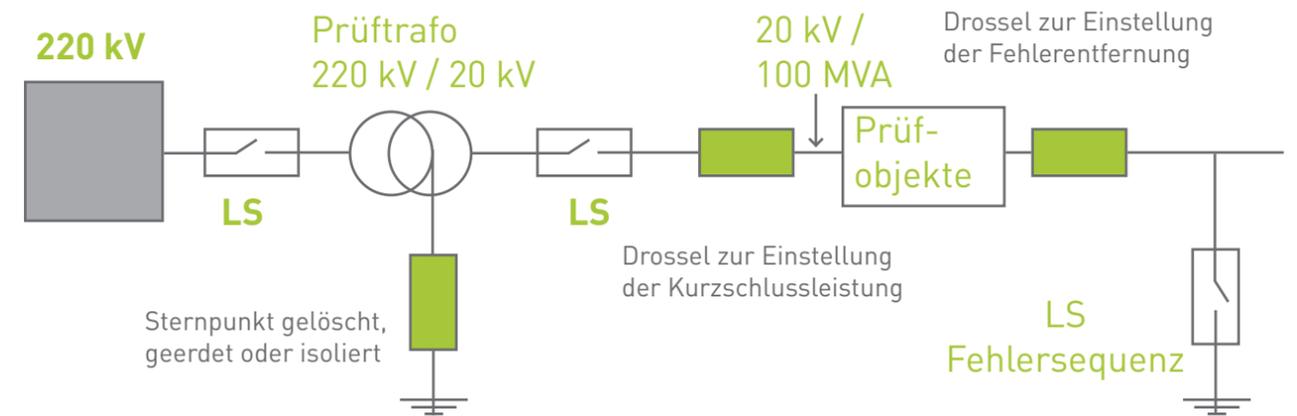


Abbildung 20: Aufbau der Prüfstrecke im Mittelspannungsprüflabor; FGH

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

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

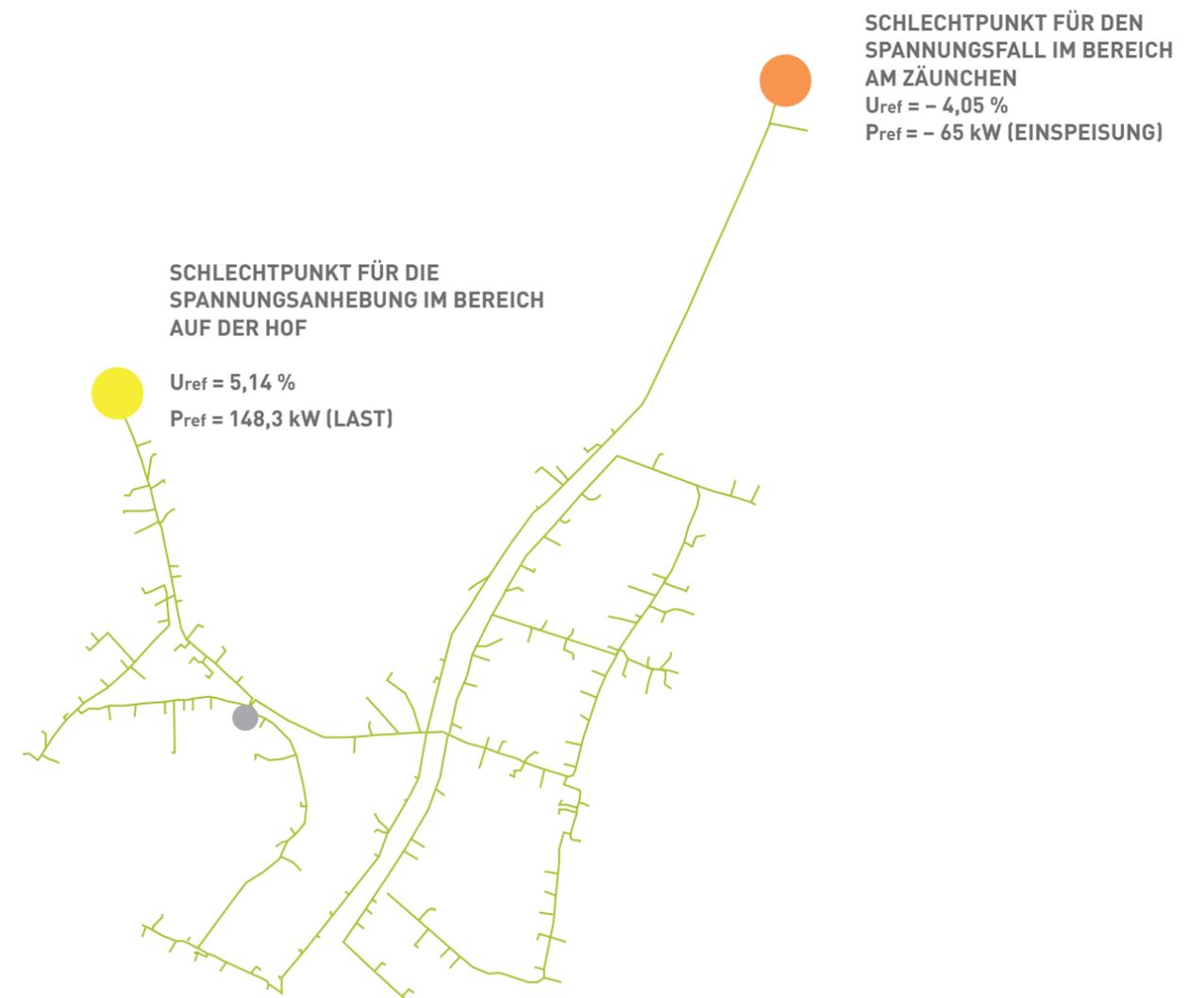


Abbildung 22: Ortsnetz Simmerath, Auf der Hof, mit Spannungsanhebungen und Spannungsabfällen im Niederspannungsnetz, die den Einsatz von Regelungstechnik sinnvoll machen und sich für die Validierung des Spannungsbeobachters eignen; FGH



### 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 begehbare 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)



Verbundprojekt

# Spannungsqualität



Abbildung 25: Einbau rONT in Ortsnetzstation, Nütheimer Straße (Aachen)

Spannungsqualität – vor allem, was die Grenzwerte der zulässigen Spannungsanhebung durch dezentrale Erzeugungseinheiten (EZE) nach VDE AR-N 4105 ([VDE11]) angeht – ist immer häufiger ein beschränkender Faktor für die Installation dezentraler EZE in Niederspannungsverteilungsnetzen.

Regelbare Ortsnetztransformatoren (rONT) tragen dazu bei, diese Beschränkungen kurzfristig und kosteneffizient abzubauen (vgl. [KER10], [HIL13], [MAT16]). Doch es bleiben Hemmnisse. Diese zu beseitigen war das Ziel des Verbundprojekts „Spannungsqualität in zukünftigen Verteilungsnetzstrukturen“.

Der Maschinenfabrik Reinhausen GmbH ist es gelungen, durch neue Regelalgorithmen den Funktionsumfang regelbarer Ortsnetztransformatoren hinsichtlich der

Nutzung abgesetzter Spannungssensoren zu erweitern. Die Funktionserweiterungen werden durch das Institut für Hochspannungstechnik (IFHT) im Laborversuch validiert, bevor sie im Feldversuch der STAWAG in der Praxis erprobt werden. Ferner werden die Potenziale der Funktionserweiterungen vom IFHT analysiert – mit dem Ziel, das Integrationspotenzial von Niederspannungsverteilungsnetzen für Strom aus dezentralen EZE zu steigern.

## Ziele

Aktuelle Untersuchungen weisen einen hohen Ausbaubedarf der Nieder-, Mittel- und Hochspannungsnetze in Deutschland aus. Der Ausbaubedarf in der Niederspannungsebene kann dabei durch den Einsatz regelbarer Ortsnetztransformatoren signifikant gesenkt werden (vgl. [DEN12], [BMW14]).

### Kurzfristige Lösungen mit langen Nutzungsdauern erforderlich

Der überwiegende Anteil des prognostizierten Netzausbaubedarfs wird innerhalb der nächsten Dekade erwartet. Entsprechend müssen Technologieoptionen kurzfristig einsetzbar sein. Sie sollten langfristig nutzbar sein, um gegenüber konventionellen Betriebsmitteln (mit Nutzungsdauern von 40 Jahren und mehr) keine unangemessen erhöhten Planungs-, Wartungs- und Erneuerungsaufwände zu verursachen. Die Vielzahl notwendiger Netzausbaumaßnahmen verlangt ferner nach kurzen Entscheidungsprozessen und die Vielzahl betroffener Netzbetreiber verlangt nach einfachen Regeln oder Verfahren zur Bestimmung der jeweils kosteneffizientesten Netzausbaumaßnahme. Die Notwendigkeit, neue und aufwendige Softwarewerkzeuge anzuwenden, um den Nutzen von Technologieoptionen zu beurteilen, oder hohe Aufwände für die Installation oder Konfiguration (etwa optimierte Kennlinien für das Blindleistungsmanagement) in Bestandsnetzen hingegen bedingen einen großen Bedarf, das Netzplanungspersonal entsprechend zu qualifizieren. Dies hindert eine Vielzahl an Netzbetreibern an der kurzfristigen Nutzung in der Praxis. Regelbare Ortsnetztransformatoren erfüllen diese Anforderungen und stehen daher im Fokus dieses Forschungsvorhabens.

Es ist zu untersuchen, wie der Nutzen von rONT für die Integration dezentraler Erzeugungseinheiten mit vertretbarem Aufwand in kurzer Zeit bewertet werden kann und wie sich die Planungsschritte in die bestehenden Planungsgrundsätze für Niederspannungsverteilungsnetze einfügen lassen. Dazu werden Planungshilfen für den Einsatz regelbarer Ortsnetztransformatoren entwickelt.

### Keine Beeinträchtigung des Netzbetriebs zulässig

Die verfügbaren Technologieoptionen sind zum gegenwärtigen Zeitpunkt wenig verbreitet und so verfügt man über nur geringe Betriebserfahrungen. Es ist davon auszugehen, dass die überwiegende Anzahl der Netzbetreibern nur mit wenigen oder keinen der verfügbaren Technologieoptionen bereits Erfahrung gesammelt hat. Das verwundert vor allem deshalb nicht, da sich die Technologieoptionen in einer Vielzahl möglicher Ausprägungen darbieten, die teilweise noch prototypischen Charakter haben. Für regelbare Ortsnetztransformatoren ist zwar die grundsätzliche Funktionsweise der Spannungsregelung mittels Sammelschienenregelung von Hochspannungstransformatoren bekannt. Verfahren zur Spannungsregelung mittels Informationen aus abgesetzter Sensorik in Niederspannungsverteilungsnetzen sind jedoch bisher nicht erprobt. Ferner zeichnen sich Netze der Niederspannungsebene durch andere Strukturen und Betriebsweisen aus als Netze höherer Spannungsebenen, die im Praxiseinsatz regelbarer Ortsnetztransformatoren zu berücksichtigen sind, um auf deren Betriebsverhalten Einfluss nehmen können. Ausgewählte Beispiele sind:

- offene Betriebsweise der vorherrschenden Strahlen-, Strang- und Ringnetzstrukturen mit der Möglichkeit, Umschaltungen durch manuelles Einsetzen oder Entfernen von Sicherungen vorzunehmen
- häufig kein digitales Netzabbild oder keine automatisierte Aktualisierung des digitalen Netzabbilds (z. B. nach Umschaltmaßnahmen)
- Einsatz von Blindleistungsmanagement bei bestehenden EZE und neu installierten Anlagen mit „Standardparametrierung“ nach dem  $\cos \varphi$  (P)-Verfahren
- in der Regel keine Zustandserfassung oder Einbindung von Betriebsmitteln in Netzleitsysteme

Daher ist zu untersuchen, welche Wechselwirkungen zwischen regelbaren Ortsnetztransformatoren und dem Blindleistungsmanagement dezentraler EZE auftreten und welche Einflüsse geplante Schaltmaßnahmen und Auslösungen des Schutzsystems in Netzen mit regelbaren

Ortsnetztransformatoren haben. Ferner ist zu ermitteln, wie die technischen Eigenschaften und die Zuverlässigkeit verfügbarer Kommunikationsmedien die Zuverlässigkeit, den Nutzen und die Funktionsweise von regelbaren Ortsnetztransformatoren beeinflussen.

Im realen Netzbetrieb ist daher in Feldversuchen das Verhalten von regelbaren Ortsnetztransformatoren mit verschiedenen Regelungsalgorithmen und abgesetzter Sensorik zu erproben. Um die Versorgungszuverlässigkeit nicht zu beeinträchtigen, werden den Feldversuchen



Abbildung 26: rONT mit Steuerschrank der Maschinenfabrik Reinhausen

Laborerprobungen vorangestellt. Diese dienen darüber hinaus dazu, das Verhalten von rONT in einer Vielzahl von Situationen zu erproben, die im realen Netz nur quasizufällig eintreten und nicht reproduziert werden können (etwa Spannungseinbrüche in vorgelagerten Netzebenen). Die Feldversuche sind durch geeignete Auswahl der Netze, Ausstattung mit Messtechnik und Wahl der jeweils zu erprobenden Regelungsverfahren des rONT sowie durch Auswertung der aufgezeichneten Messwerte wissenschaftlich zu begleiten.

**LABORPRÜFUNGEN MÜSSEN DAS VERHALTEN REGELBARER ORTSNETZTRANSFORMATOREN IM NORMALEN UND GESTÖRTEN BETRIEB ANALYSIEREN UND DAS VERHALTEN BEI BETRIEBLICHEN SCHALTMAßNAHMEN AUFZEIGEN.**

**FELDVERSUCHE MIT VERSCHIEDENEN REGELUNGsalgorithmen LIEFERN DIE NÖTIGE PRAXISERFAHRUNG, UM HEMMNISSE FÜR DIE rONT-NUTZUNG ABZUBAUEN.**

**DAS VORLIEGENDE FORSCHUNGSVORHABEN TRÄGT DAZU BEI, REGELBARE ORTSNETZTRANSFORMATOREN KURZFRISTIG UND SICHER EINSETZEN ZU KÖNNEN.**

## Arbeiten und Ergebnisse

Schwerpunkte der Entwicklungstätigkeiten sind die in der „Weiterentwicklung der Regelungsalgorithmen“, die „Laborvalidierung“ sowie der „Aufbau und Betrieb des Feldversuchs“. Anhand ausgewählter Beispiele werden die wesentlichen Entwicklungen im Folgenden diskutiert.

### Weiterentwicklung der Regelungsalgorithmen

Zur Spannungsregelung mittels regelbarer Ortsnetztransformatoren sind sekundärtechnische Komponenten und durch diese ausgeführte Regelungsalgorithmen erforderlich. Diese überwachen die verfügbaren Regelgrößen und steuern den Laststufenschalter, der über Wicklungsanzapfungen im Transformator das wirksame Übersetzungsverhältnis unter Last verändern kann. Im vorliegenden Fall ist die Sekundärtechnik als speicherprogrammierbare Steuerung (SPS) mit Felddbusklemmentechnik ausgeführt („Controller“), die anforderungsgerecht verschiedene Module zur Kommunikation und Messwertverarbeitung umfasst. Die folgenden Regelungsalgorithmen werden durch die Maschinenfabrik Reinhausen im Projekt entwickelt: Sammelschienenregelung, leistungs- und stromabhängige Sollwertanpassung, Regelung mit abgesetztem Sensor sowie Multisensorregelung (vgl. [MAT15]).

Die Sammelschienenregelung basiert auf der messtechnischen Erfassung der Spannung an der unterspannungsseitigen Sammelschiene des Transformators. Die Regelung stellt sicher, dass ein Toleranzbereich dieser Spannung eingehalten wird, sofern die mögliche Änderung des Übersetzungsverhältnisses dazu ausreichend ist. Liegt die Spannung außerhalb des Toleranzbereichs, wird nach einer vorgegebenen Verzögerungszeit das Übersetzungsverhältnis geändert. Dazu müssen alle Außenleiterspannungen gemessen werden – im vorliegenden Fall unmittelbar durch das Felddbusklemmensystem.

Die Regelung mittels leistungsabhängiger oder stromabhängiger Sollwertanpassung ist eine Variante der Sammelschienenregelung. In Abhängigkeit vom Leistungs- bzw. Stromfluss über den Transformator wird der Toleranzbereich der Sammelschienenregelung angepasst. Bei positivem Strom- bzw. Leistungswert (d. h., der Verbrauch überwiegt die Einspeisung im versorgten Niederspannungsnetz) wird der Toleranzbereich angehoben, um lastbedingten Spannungsabsenkungen entgegenzuwirken. Bei negativem Leistungs- bzw. Stromwert wird die Spannung abgesenkt, um einspeisebedingte Spannungsanhebungen zu kompensieren. Zusätzlich zur Spannung müssen der Strombetrag und die Phasenlage der Ströme aller Außenleiter gemessen werden – im vorliegenden Fall mittels Stromwandlern und einer integrierten Leistungsmessklemme des Felddbusklemmensystems.

Die Verfahren „Regelungen mit abgesetztem Sensor“ sowie „Multisensorregelung“ nutzen Spannungsinformationen von Sensoren an einem oder mehreren Punkten im Niederspannungsnetz. Sie erfordern die messtechnische Erfassung dieser Spannungen sowie deren Übertragung an den Controller, der die Regelungsalgorithmen ausführt und den Laststufenschalter ansteuert. Im vorliegenden Fall sind die notwendigen Sensoren analog zum Controller als speicherprogrammierbare Steuerungen mit Felddbusklemmentechnik aufgebaut. Diese verarbeiten die Messwerte, speichern diese lokal auf SD-Speicherkarten (zur späteren Auswertung des Feldversuchs) und übertragen die verarbeiteten Messwerte über eine beliebige (IP-basier-

### Die Verfahren „Regelungen mit abgesetztem Sensor“ sowie „Multisensorregelung“ nutzen Spannungsinformationen von Sensoren an einem oder mehreren Punkten im Niederspannungsnetz.

te) Kommunikationsstrecke. Im Projekt kommen dazu Punkt-zu-Punkt-Verbindungen über Powerline-Kommunikation (PLC) bzw. VPN-Verbindungen über Mobilfunk (GPRS/UMTS) zum Einsatz. Die Messwertverarbeitung umfasst u. a. eine fortlaufende Änderungsüberwachung, um aus Gründen der Datensparsamkeit (besonders im Zusammenhang mit Mobilfunkverbindungen) Daten nur bei signifikanten Änderungen der Messgrößen zu übertragen. Abbildung 27 zeigt einen abgesetzten Sensor, installiert in einem Kabelverteilerschrank.

Das Verfahren „Regelung mit abgesetztem Sensor“ stellt – analog zur Sammelschienenregelung – sicher, dass

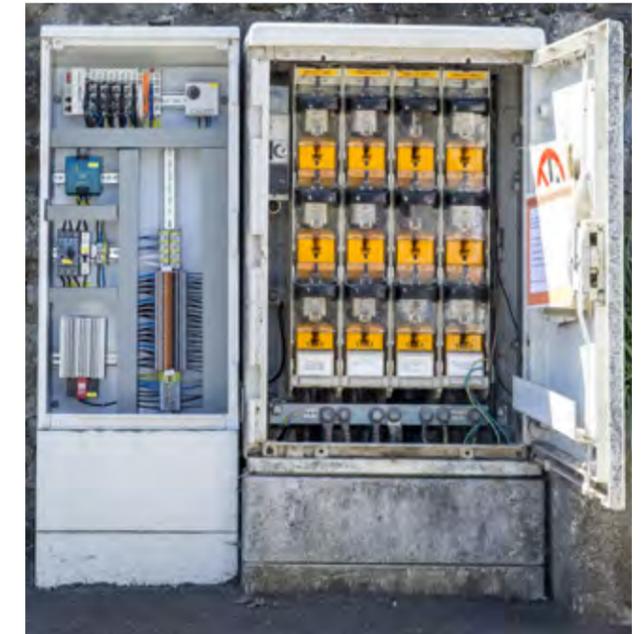


Abbildung 27: Abgesetzter Sensor neben Kabelverteilerschrank

an einem ausgewählten Messpunkt ein vorgegebener Toleranzbereich der Spannung eingehalten wird. Gerät die Spannung außerhalb dieses Toleranzbereichs, löst der Controller eine Stufenschaltung aus.

Mittels „Multisensorregelung“ werden die verfügbaren Messwerte aller abgesetzten Spannungssensoren sowie der Sammelschienenspannung ausgewertet und die optimale Stufe des rONT ausgewählt. Dabei gilt die Stufe als optimal, die zu einer Minimierung der Summe aller betragsmäßigen Abweichungen der Spannungen von einem vorgegebenen Sollwert führt.

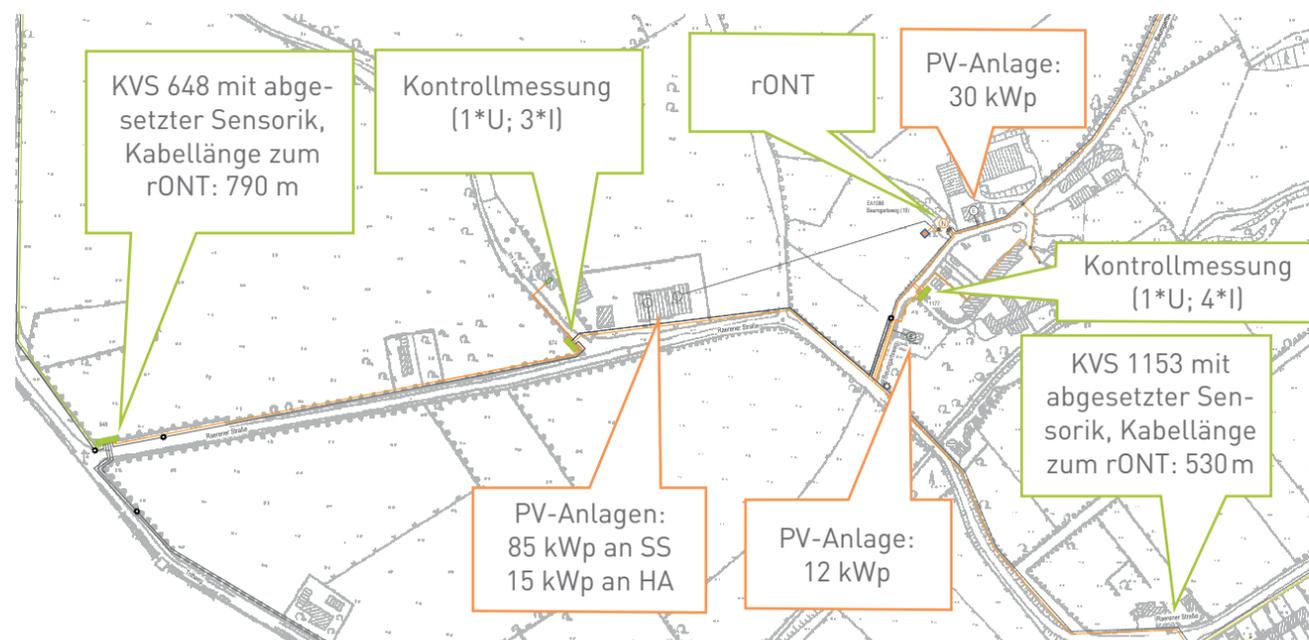


Abbildung 28: Netzgebiet im Bereich Baumgartsweg – georeferenzierte, maßstäbliche und lagerichtige Darstellung (Originaldaten); IFHT

### Aufbau und Betrieb des Feldversuchs

Ausgewählt werden die Netzgebiete für den Feldversuch in enger Abstimmung zwischen den Projektpartnern. Der örtliche Netzbetreiber INFRAWEST GmbH stellt digitalisierte Netzpläne sowie Informationen zu den angeschlossenen Kunden bereit, die für die Berechnung mittels probabilistischen Methoden aufbereitet werden. Dabei werden vor allem die folgenden Informationen übernommen:

- Eigenschaften der Transformatoren und Leitungen: Länge, Widerstands- und Induktivitätsbeläge, Strom- bzw. Leistungsbelastbarkeit

- Verknüpfung der Leitungen zu einem Knoten- und Kantenmodell, einschließlich des Zustands möglicher Trennstellen
- Eigenschaften der elektrischen Verbraucher: Differenzierung nach Haushalt/Gewerbe/Landwirtschaft, Jahresenergieverbrauch, Netzanschlusspunkt

Abbildung 28 zeigt als Beispiel das Netzgebiet „Baumgartsweg“ mit Informationen zu den installierten dezentralen EZE (Photovoltaikanlagen) sowie den installierten Messgeräten

### Kommunikationskonzept:

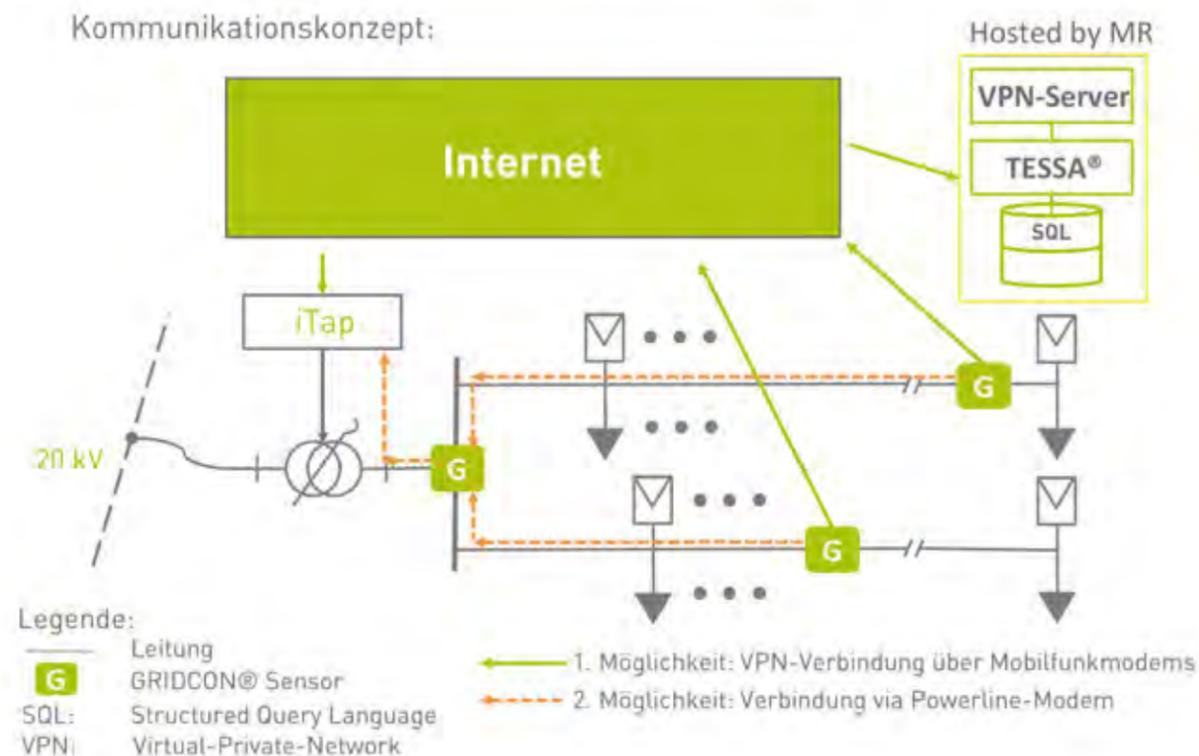


Abbildung 29: Kommunikationskonzept für rONT mit abgesetzten Sensoren; Maschinenfabrik Rheinhausen

Für alle sechs Netzgebiete des Feldversuchs werden Analysen mittels probabilistischer Leistungsflussrechnung durchgeführt, bei denen die vorhandenen Lasten und EZE berücksichtigt werden. Es werden in jeder Berechnung ganze Jahre in viertelstündiger Auflösung betrachtet (35040 Zeitpunkte je Zeitreihe). Die höchsten und niedrigsten Spannungen determinieren die bevorzugten Standorte für die Messgeräte im Feldversuch. Aus technischen Gründen ist die tatsächliche Installation in der Regel nur in Netzstationen und in bzw. an Kabelverteilerschränken möglich. Die Spannungsmessungen werden – soweit möglich – um Leistungsmessungen an den entsprechenden Standorten ergänzt. In jedem Netzgebiet werden Messgeräte an den ausgewählten Standorten zumeist unmittelbar neben bestehenden Kabelverteilerschränken aufgebaut und in neu errichteten Kabelverteilerschränken untergebracht (vgl. Abbildung 27). Die Anzahl der Messgeräte je Netzgebiet variiert. Mindestens zwei Messgeräte werden installiert und als „abgesetzte Sensoren“ mit Kommunikationsanbindung an den rONT ausgeführt. Weitere „Kon-

trollmessungen“ werden technisch identisch ausgeführt. Es erfolgt jedoch keine Anbindung an den rONT, sondern lediglich eine Datenaufzeichnung auf SD-Karten für die Auswertung des Feldversuchs.

Die Kommunikation zwischen rONT und abgesetzten Sensoren wird über zwei verschiedene Konzepte realisiert, die in Abbildung 29 gemeinsam dargestellt sind. Möglichkeit 1 nutzt mobile Internetverbindungen, über die der rONT und jeder einzelne Sensor die Daten durch einen VPN-Tunnel zum Server der MR übertragen, der diese unmittelbar weiterleitet. Diese Variante ermöglicht die Online-Auswertung über das System TESSA®. Dieses stellt Aufzeichnungs-, Trendanalyse- und Ereignisbenachrichtigungen bereit. Möglichkeit 2 nutzt die direkte Kommunikation mittels PowerLine Communication (PLC) und ist so unabhängig von Systemen Dritter (Mobilfunk, VPN-Server etc.). Die Möglichkeit der Online-Anbindung an das TESSA®-System über ein zentrales Modem in der Netzstation wird gegenwärtig erprobt.

### Prüfung der Regelungsalgorithmen im Laborversuch

Um unerwünschtem Betriebsverhalten im Feldversuch aufgrund von beschränkter Verbindungsqualität, Fehlern im Netz, Einflüssen betrieblicher Eingriffe in die Netzstruktur oder Funktionseinschränkungen der neu entwickelten Regelungsalgorithmen vorzubeugen, werden zur Absicherung des zuverlässigen und fehlerfreien Netzbetriebs zunächst Laborprüfungen im Zentrum für Netzintegration und Speichertechnologien (Abbildung 30) durchgeführt. Ferner werden auf Grundlage der Prüfungsergebnisse Hinweise für den Netzbetrieb mit rONT erarbeitet, die über den Feldversuch hinaus Gültigkeit haben. Die durchgeführten Untersuchungen umfassen die

Prüfung aller Regelungsalgorithmen hinsichtlich ihrer spezifizierten Funktionalität. Sie umfassen vor allem:

- Prüfung der Über- und Unterspannungsblockierung, ausgelöst durch fehlerhafte Messwerte oder Spannungseinbrüche
- Prüfung der automatischen Umschaltung zwischen Regelungsalgorithmen bei Kommunikationsausfall und -wiederkehr
- Prüfung des Verhaltens bei Schaltmaßnahmen im Netz (zweiseitige Speisung von Niederspannungsnetzen mit rONT, Umschaltung des abgesetzten Sensors auf anderen Netzbereich)

Wartungs- und Reparaturmaßnahmen im Netz (z. B. an Transformatoren oder Netzstationen) erfordern Veränderungen der Netzstruktur durch das Betriebspersonal, um auch, während die Maßnahme durchgeführt wird, eine Versorgung möglichst aller Netzkunden gewährleisten zu können. Dazu werden im Niederspannungsnetz offen betriebene Strangnetze zunächst für kurze Dauer zweiseitig versorgt, um so dann die betroffene Netzstation spannungsfrei schalten zu können. Mit konventionellen Ortsnetztransformatoren bedarf es dazu keiner besonderen Maßnahmen. Ebenso ist für rONT mit Sammelschienenregelung keine besondere Maßnahme notwendig, wie frühere Untersuchungen zeigen. Für die Dauer der zweiseitigen Versorgung bilden sich jedoch Kreisströme aus, die von der leistungs- und der stromabhängigen Sollwertanpassung detektiert werden können. Der Einfluss auf den Betrieb des rONT wird mit dem Laboraufbau nach Abbildung 31

analysiert. Ein regelbarer Ortsnetztransformator T2 mit leistungsabhängiger Sollwertanpassung versorgt über eine Kabelstrecke eine Last und eine Einspeisung und ist über eine weitere Kabelstrecke mit einem Ortsnetztransformator T1 verbunden. Diese Verbindung ist zunächst getrennt (S1 geöffnet) und wird zum Zeitpunkt  $t = 60$  s geschlossen. Es bildet sich aufgrund der Spannungsdifferenz zwischen den Sammelschienen beider Transformatoren ein Kreisstrom in Höhe von ca. 150 A. Für die leistungsabhängige Sollwertanpassung von T2 wirkt dieser Strom wie eine Einspeisung. Es resultiert eine Anpassung des Spannungssollwerts auf einen niedrigeren Wert. T2 verändert das Übersetzungsverhältnis von Stufe 4 auf Stufe 3. In der Folge ergeben sich mehrfach erhöhte Kreisströme, jeweils gefolgt von einer Veränderung der Stufe. Das Öffnen von S1 unterbricht den Kreisstrom und führt zur Rückkehr von T2 in Stufe 4.



Abbildung 30: Laborübersicht, links Wechselrichter und Laborsteuerung, mitte Netzstationen, rechts Niederspannungsnetzsimulator und Spannungseinbruchstestsystem; IFHT

**Nicht nur für den Feldversuch sind daher betriebliche Umschaltmaßnahmen der dargestellten Art bei aktivierter Regelung mit leistungsabhängiger Sollwertanpassung zu vermeiden.**

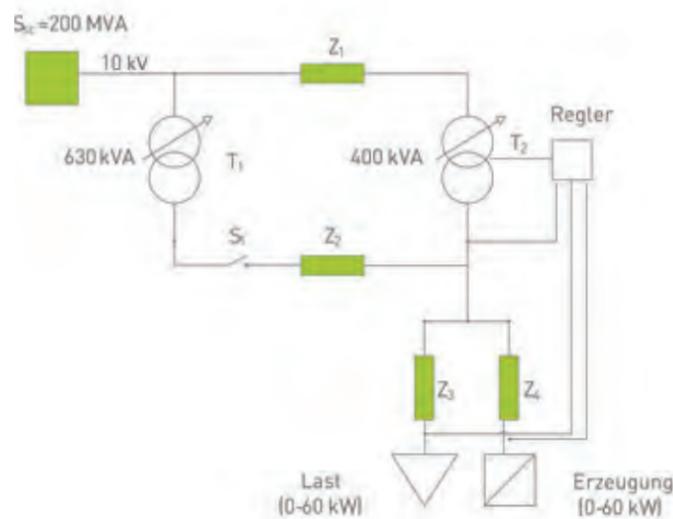


Abbildung 31: Laboraufbau und Ergebnisse, Parallelschaltung bei LASA-Regelung; IFHT

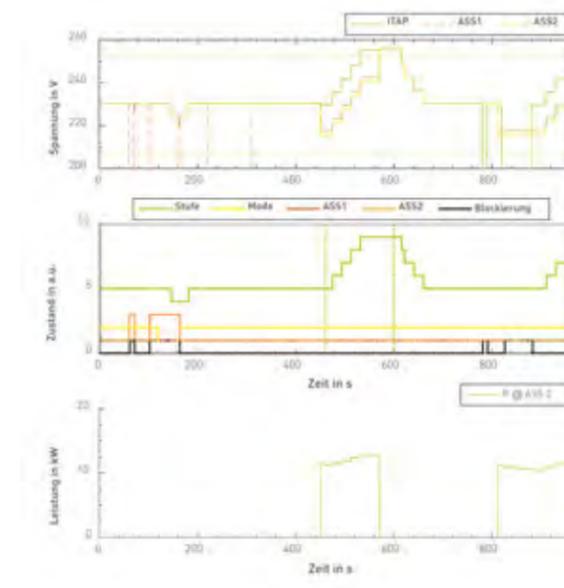
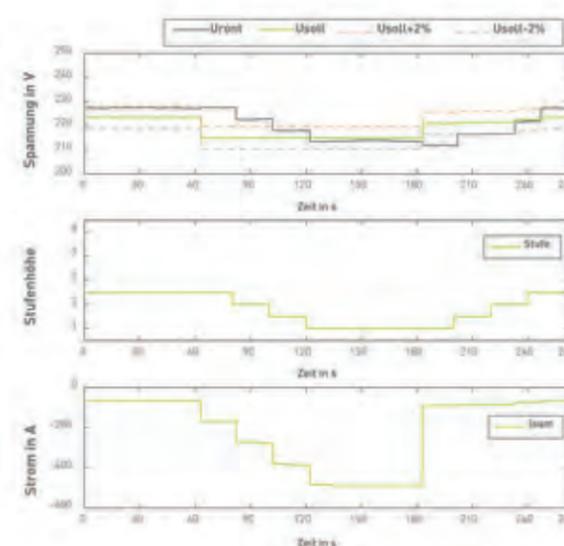


Abbildung 32: Mögliches Verhalten bei Ausfall der Kommunikationsverbindung; IFHT

Bei der Nutzung abgesetzter Sensoren werden deren Messwerte zur Vermeidung großer Datenvolumina nur bei signifikanter Änderung einzelner oder aller vorliegenden Messwerte übertragen, mindestens jedoch nach einem definierten Zeitintervall von 30 Minuten. Die Regelung des rONT arbeitet stets mit dem aktuellsten vorliegenden Wert. Erst nach Ablauf des Zeitintervalls („Time-out“) erfolgt mangels aktueller Werte eine Umschaltung auf die Sammelschienenregelung. Dies birgt die Gefahr, dass ein zwischenzeitlicher Fehler im abgesetzten Sensor oder ein Ausfall der Kommunikationsverbindung dazu führt, dass diese Werte nicht berücksichtigt werden können, auch wenn die Spannungswerte sich am Sensor signifikant ändern: Die Stufe wird also nicht geändert, obwohl die Spannung am Sensor vom Toleranzbereich abweicht. Eine andere mögliche Folge zeigt Abbildung 32. Der rONT arbeitet im Modus „Regelung mit abgesetztem Sensor“. Zum Zeitpunkt  $t = 450$  s verursacht eine sprunghafte Änderung einer ohmschen Last eine Veränderung der Spannung am Sensor um ca. 10 V. Der neue Spannungswert wird an den rONT übertragen, sodann bricht die Kommunikationsverbindung ab. Der übertragene Spannungswert liegt außerhalb des Toleranzbereichs und führt zu einer Änderung des Übersetzungsverhältnisses

nach einer vorgegebenen Verzögerungsdauer von 15 s. Die Spannung am Sensor wird in den zulässigen Bereich zurückgeführt, jedoch kann diese Änderung nicht übertragen werden. Im Regler liegt weiterhin die letzte übertragene Information vor, die eine Verletzung des Toleranzbereichs zeigt und zu mehreren Änderungen des Übersetzungsverhältnisses führt, bis letztlich die höchste Stufe erreicht ist.

Das Ergebnis des Laborversuchs zeigt, dass für ein derartiges Betriebsverhalten mehrere Ereignisse mit unbekannter Wahrscheinlichkeit in einer definierten Reihenfolge in kurzer Dauer eintreten müssen. Jedoch zeigt es zugleich, dass die Folgen von Kommunikationsabbrüchen stark ausgeprägt sein können (Spannungsanhebung um mehr als 25 V auf Werte größer als 253 V an der Sammelschiene) und betont damit die Wichtigkeit zuverlässiger Kommunikationsverbindungen für die Regelung mit abgesetztem Sensor. Es ist ferner übertragbar auf einen anderen Fall, der im Netzbetrieb mit rONT Beachtung finden muss: Wird durch Schaltmaßnahmen im Netz der abgesetzte Sensor auf einen anderen (nicht mit dem rONT verbundenen) Netzbereich umgeschaltet, so werden dem Regler ungeeignete Spannungswerte zugeführt, die in der Folge ebenfalls zum Anfahren der Extrempositionen des Stufenschalters führen können. Für das Regelungsverfahren „Multisensorregelung“ ist grundsätzlich ein ähnliches Verhalten feststellbar, jedoch tritt dieses aufgrund der Berücksichtigung mehrerer Sensoren sowie der Berücksichtigung der Sammelschienenspannung mit deutlich geringerer Wahrscheinlichkeit ein.

Zur Vermeidung unerwünschten Betriebsverhaltens sind die vollständigen Ergebnisse der Laborversuche und die daraus resultierenden Empfehlungen zu berücksichtigen. Für Feldversuche mit abgesetzter Sensorik werden im Regler die zulässigen Positionen des Stufenschalters begrenzt, sodass auch im Falle des Kommunikationsabbruchs und ungünstiger Bedingungen keine unzulässigen Spannungen eintreten können. In Abhängigkeit von der jeweils verfügbaren Kommunikationsinfrastruktur sowie der Netzstruktur und Versorgungsaufgabe können daher alle verfügbaren Regelungsalgorithmen jeweils in mindestens einem Feldversuchsnetz getestet werden. Auch für den regulären Netzbetrieb mit rONT sind daher alle Regelungsverfahren geeignet. Die Anforderungen an eine hohe Verfügbarkeit des Kommunikationssystems sowie Schulung des Betriebspersonals hinsichtlich oben genannter Empfehlungen sind jedoch notwendig.

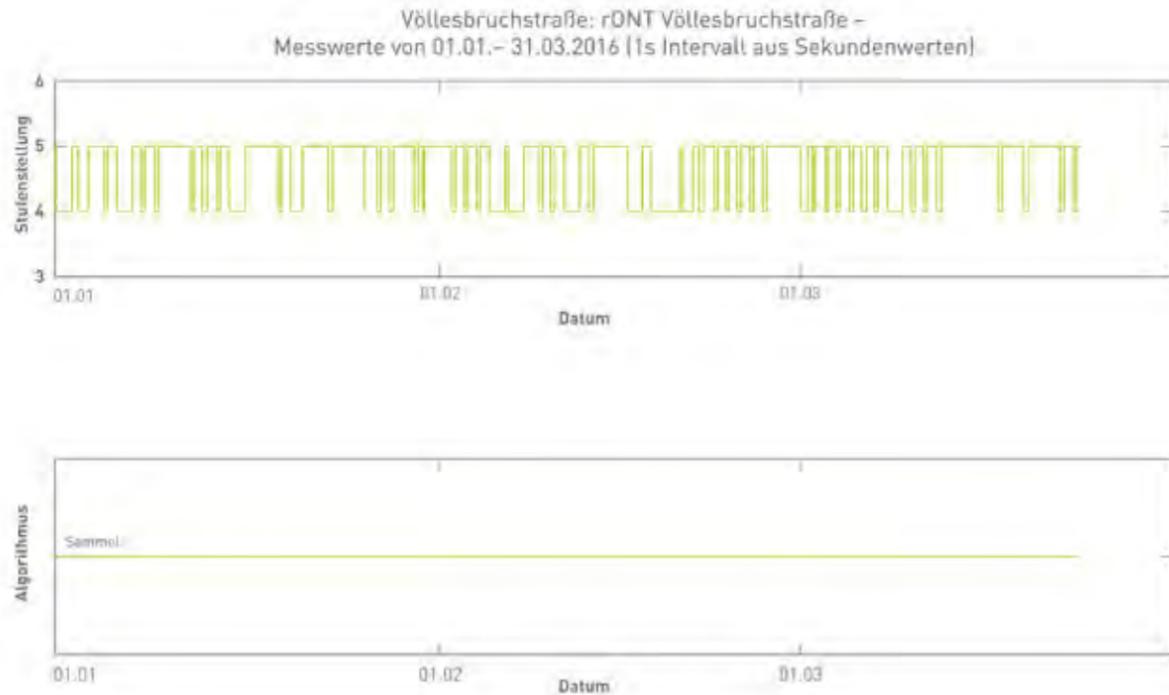


Abbildung 33: Stufenstellung im Modus Sammelschienenregelung über 3-Monats-Zeitraum; IFHT

### Erkenntnisse aus dem laufenden Feldversuch

Der laufende Feldversuchsbetrieb zeigt Tendenzen des Betriebsverhaltens des rONT mit verschiedenen Regelungsalgorithmen auf. rONT mit Sammelschienenregelung ändern wenige Mal pro Tag die Stufenposition. Mitunter bleibt diese auch für mehrere Tage unverändert. Aufgrund vergleichsweise stabiler Spannungen in den jeweils vorgelagerten Mittelspannungsnetzen ist dieses Verhalten plausibel. Die (mit Abstand) am häufigsten genutzten Stufenstellungen sind Stufe 5 (Nennübersetzungsverhältnis 20 kV / 0,4 kV) und Stufe 4 (20 kV / 0,39 kV). Dies deckt sich mit der Erwartung, da die lastgeprägten Netze mit gegenüber der Nennspannung leicht erhöhter Mittelspannung betrieben werden (Abbildung 33).

Die geringen Schwankungen der Spannungen im Mittelspannungsnetz zeigen sich auch in den Schwankungen der Sammelschienen-spannung (unterspannungsseitig) ohne rONT. Für einen ausgewählten Tag liegen diese zwischen 224 V und 232 V. Sprunghafte Spannungsänderungen sind auf die Änderung des Übersetzungsverhältnisses des Hochspannungstransformators (HS/MS-Stufung) zurückzuführen (Abbildung 34 rechts). Die Regelung des rONT ist nicht mit der des Hochspannungstransformators koordiniert. Dadurch sind Schaltungen beider Transfor-

matoren in kurzer Folge möglich. Die Schwankungen der Spannung an der Sammelschiene steigen. Dass durch rONT der Toleranzbereich an der Sammelschiene eingehalten wird, sichert jedoch stets klar definierte Netzzustände im Niederspannungsnetz. Eindeutige Zusammenhänge zwischen den Schaltungen beider Transformatoren sind nicht erkennbar, sodass eine gegenseitige Wechselwirkung weitestgehend ausgeschlossen werden kann.

Erweiterte Regelungsverfahren (leistungsabhängige Sollwertanpassung, Regelung mit abgesetztem Sensor, Multi-sensorregelung) sind Gegenstand laufender Untersuchungen. Gegenwärtig ist die Multi-sensorregelung in einem Netzgebiet mit PLC-Kommunikationstechnik erfolgreich in Betrieb. Der rONT zeigt dort das gewünschte Verhalten, was die Umschaltung zwischen verschiedenen Regelungs-algorithmen betrifft. Abbildung 35 (unten) zeigt mehrere Umschaltungen zwischen den Regelungs-algorithmen „Multi-sensorregelung“ und „Sammelschienenregelung“ nach der erstmaligen Konfiguration der Multi-sensorregelung im rONT-Controller. Diese sind auf Unterbrechungen der Kommunikationsverbindungen zu den abgesetzten Sensoren zum Zeitpunkt der Inbetriebnahme zurückzuführen. Wenn alle PLC-Modems im Netzgebiet nach wenigen Stunden erfolgreich synchronisiert sind, wird dauerhaft auf Multi-sensorregelung umgestellt.

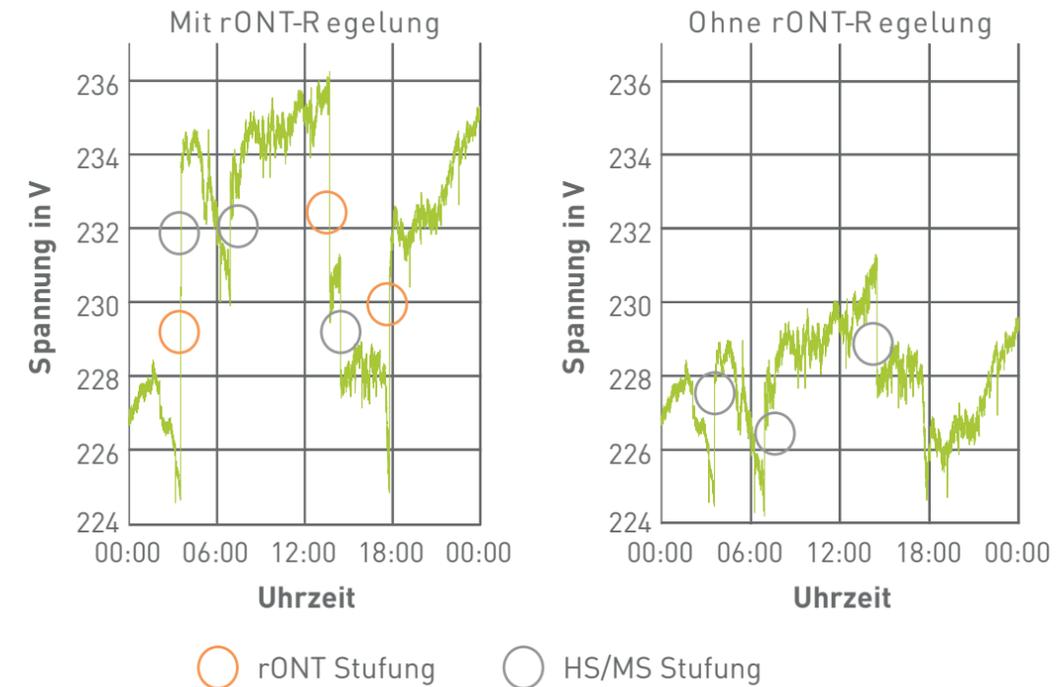


Abbildung 34: Spannungsverläufe an der Sammelschiene mit (gemessen) und ohne rONT (berechnet); IFHT

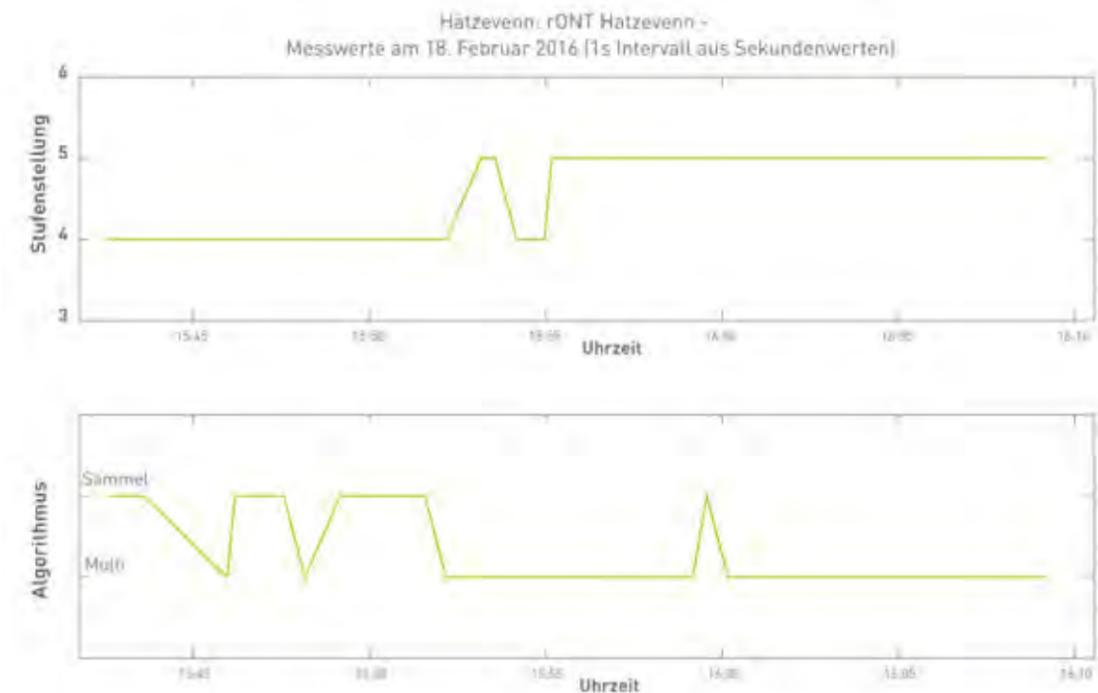


Abbildung 35: Automatische Umschaltung des Regelungsalgorithmus; IFHT

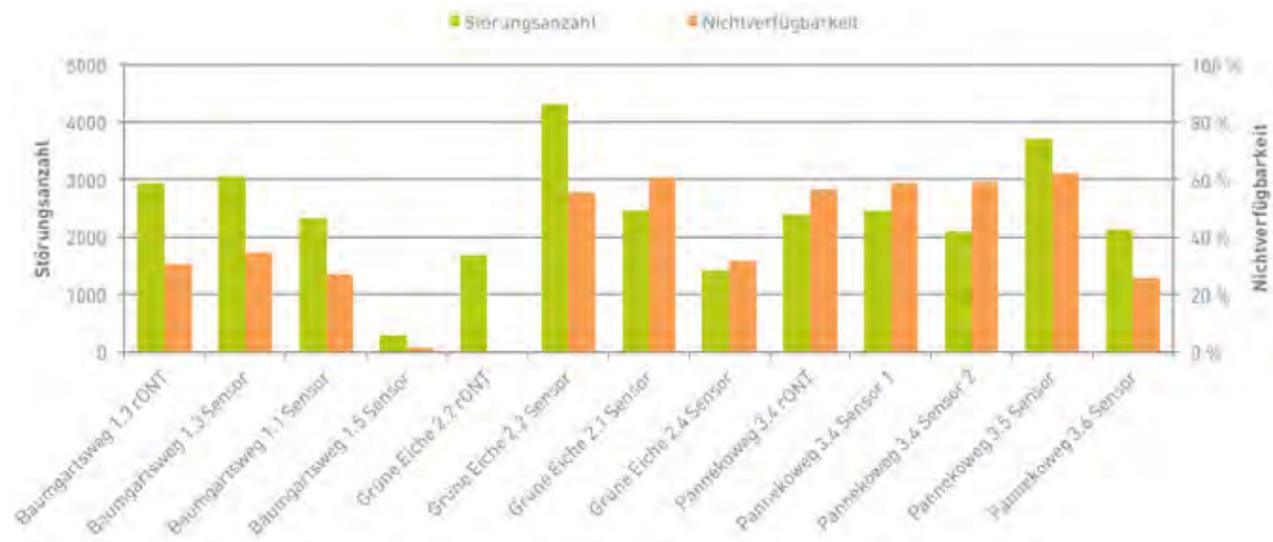


Abbildung 36: Abbrüche und Nichtverfügbarkeit der GSM-Verbindungen an verschiedenen Standorten; IFHT

In Netzen, die mit GSM-Technologie zur Anbindung der Sensoren an den rONT ausgestattet sind, können hingegen keine ausreichend zuverlässigen Kommunikationsverbindungen für die Regelung mit abgesetztem Sensor oder für die Multisensorregelung aufgebaut werden. An verschiedenen Standorten brechen die Verbindungen

mit unterschiedlicher Häufigkeit und Dauer sowie ohne erkennbaren Zusammenhang ab. Unter Berücksichtigung der Tatsache, dass die Verbindungen aller Sensoren sowie des rONT zum Internet zeitgleich verfügbar sein müssen, ergeben sich unzureichend geringe Gesamtverfügbarkeiten (vgl. Abbildung 36).

**ERFOLGREICHE LABORVALIDIERUNG ERMÖGLICHT DIE NUTZUNG ALLER REGELUNGSLGORITHMEN IM FELD.**

**LAUFENDE FELDVERSUCHE ZEIGEN ERWARTETES VERHALTEN DES RONT MIT WENIGEN SCHALTHANDLUNGEN BEI SAMMELSCHIENEN-REGELUNG IN NETZEN MIT STABILER MITTELSPANNUNG.**

## Planungshilfen für den Einsatz regelbarer Ortsnetztransformatoren

Regelbare Ortsnetztransformatoren heben die Beschränkungen des Integrationspotenzials für Photovoltaikanlagen (PV) von Niederspannungsverteilungsnetzen durch Vorgaben der statischen Spannungshaltung in der Regel auf. Dies vereinfacht die Planungsaufgabe hinsichtlich des (gegenwärtigen und zukünftigen) Nutzens von rONT zur Integration von PV-Anlagen (und anderen dezentralen Erzeugungseinheiten). Das von den Parametern Transformatorbemessungsleistung, Anzahl versorgter

Netzstrahlen und Leitungstyp abhängige Integrationspotenzial kann in Unkenntnis der Ausprägung weiterer Netzstrukturparameter (z. B. Länge der Netzstrahlen, Positionen der Lasten und Einspeisung) übersichtlich dargestellt und als Planungshilfe herangezogen werden. Abbildung 37 zeigt das Integrationspotenzial für Kabelnetze (NAYY 4x150). Für Netze mit fünf oder mehr Netzstrahlen ist es typischerweise höher als die Transformatorbemessungsleistung (vgl. auch [MAT16]).

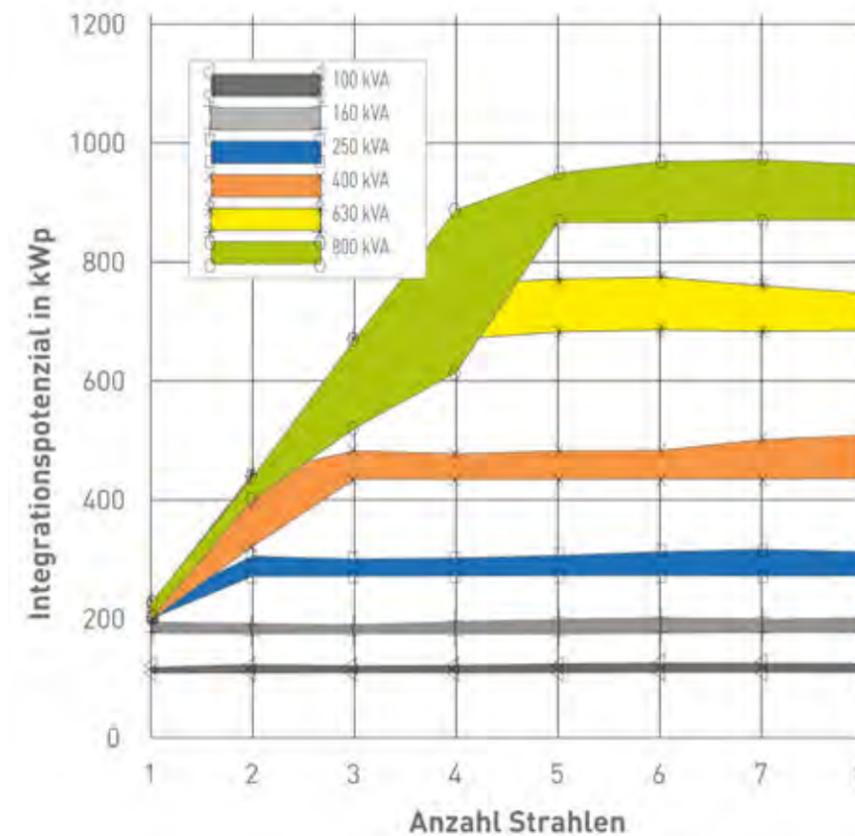


Abbildung 37: Integrationspotenzial für PV-Anlagen in Niederspannungsnetzen mit rONT; IFHT

## Empfehlungen für den Netzbetrieb mit rONT – „lessons learned“

Der bedarfsregere Einsatz regelbarer Ortsnetztransformatoren als „Standardbetriebsmittel“, das Integrationspotenzials für dezentrale EZE zu erhöhen und konventionellen Netzausbau zu vermeiden, ist möglich und sinnvoll. Aus dem Aufbau und dem Betrieb des laufenden Feldversuchs sowie aus den Erkenntnissen der Laborversuche resultieren Anforderungen und Empfehlungen an den Netzbetrieb mit rONT.

### Qualifizierungsbedarf des Planungs- und Betriebspersonals

Es kann gezeigt werden, dass der regelbare Ortsnetztransformator die Planungsaufgabe zur Integration dezentraler Erzeugungsanlagen unter Gesichtspunkten der statischen Spannungshaltung vereinfachen kann. Es bedarf jedoch der Integration des rONT in die bestehenden Planungsgrundsätze unter Berücksichtigung weiterer Anforderungen (z. B. schnelle Spannungsänderungen).

Die Installation des rONT im Feld unterscheidet sich nur unwesentlich von der Installation eines konventionellen Ortsnetztransformators. Die Inbetriebnahme und – wie der laufende Feldversuch zeigt – gelegentliche Wartungs- und Entstörungsmaßnahmen im Betrieb erfordern jedoch die Konfiguration des Reglers und dazu notwendige Fähigkeiten (Kenntnis der verschiedenen Regelungsverfahren, Konfiguration IP-basierter Kommunikationsverbindungen) sowie entsprechende Ausstattung (Laptop, Kabel für spezielle Schnittstellen, geeignete Software und Berechtigungen im EDV-System). Eine Vereinfachung der Parametrierungsmöglichkeiten oder verschiedene „Sichten“ auf die Konfiguration für verschiedene Benutzergruppen können den Qualifizierungsbedarf in Grenzen halten. Diese Anforderungen gelten gleichermaßen hinsichtlich der genutzten IKT-Infrastruktur, die zukünftig den Stellenwert eines „Standardbetriebsmittels“ einnehmen muss. Routinemaßnahmen, wie etwa die Verlegung von Trennstellen, können im Netz mit rONT nicht mehr ungeachtet ihrer Konfiguration erfolgen.

### Zuverlässige Kommunikationslösung

Die automatische Umschaltung zwischen verschiedenen Regelungsalgorithmen des rONT stellt im Falle von Kommunikationsunterbrechungen eine sichere „Basisfunktionalität“ bereit. Nichtsdestotrotz kann unter besonderen Bedingungen bei kurzen Unterbrechungen ein ungewolltes Betriebsverhalten eintreten. PLC-Technologie zeigt im Feldversuch hinsichtlich dieser Anforderung deutlich bessere Eigenschaften und ist auch aus Gründen der Unabhängigkeit von Dritten (Mobilfunkprovider, VPN-Server) zu bevorzugen. Es zeigt sich jedoch, dass in einzelnen Netzen aufgrund unbekannter Einflüsse keine PLC-Verbindungen möglich sind. Dies erschwert die Auswahl und Planung sowohl des eingesetzten Regelungsalgorithmus wie auch der genutzten Kommunikationstechnologie extrem. Hier gilt es, robuste und zuverlässige Kommunikationslösungen für die Bedarfe zukünftiger Verteilungsnetze (weiter) zu entwickeln.

### Monitoring neuer Betriebsmittel sinnvoll

Die messtechnische Überwachung des Feldversuchs dient außer der wissenschaftlichen Auswertung auch der Absicherung des sicheren Netzbetriebs. Die (unbekannte) Zuverlässigkeit der IKT-Verbindungen und das damit einhergehende Betriebsverhalten sowie das Verhalten in Abhängigkeit von der eingestellten Parametrierung können überwacht werden. Im Bedarfsfall kann die Parametrierung angepasst werden. Aus den erhobenen Daten werden feldversuchsbegleitend Schlussfolgerungen hinsichtlich der allgemeinen Netzauslastung und Spannungshaltung gezogen. Diese geben u. a. Aufschluss über die Symmetrie und ermöglichen die Berechnung von Gleichzeitigkeitsgraden für die zukünftige Netzplanung.

## Es bedarf der Integration des rONT in die bestehenden Planungsgrundsätze



Abbildung 38: Bauernhof mit PV-Anlage, Pannekogweg (Aachen)

### Literaturverzeichnis

- [AP3] Hahulla, P.; Frings, R.; Zimmer, P.: Abschlussbericht AP3
- [BMW14] Büchner, J.; Katzfey, J.; Floercken, O. D. et al.: Moderne Verteilernetze für Deutschland (Verteilernetzstudie). Forschungsprojekt Nr. 44/12. Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (BMWi), Abschlussbericht, 2014.
- [DEN12] Agricola, A.-C.; Höflich, B.; Richard, P. et al.: Ausbau- und Innovationsbedarf der Stromverteilnetze in Deutschland bis 2030. dena-Verteilnetzstudie, Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena). Berlin, 2012.
- [HIL13] Hille, C.; Gödde, M.; Potratz, F. et al.: Technologieoptionen für den Verteilungsnetzausbau in Deutschland - Marktanalyse und Bewertung. Schlussbericht. Aachen, 2013.
- [KER10] Kerber, G.: Aufnahmefähigkeit von Niederspannungsverteilungsnetzen für die Einspeisung aus Photovoltaikanlagen. Dissertation, Technische Universität München, 2010.
- [MAT15] Matrose, C.; Cremer, M.; Schnettler, A. et al.: Control Algorithms for Voltage Regulated Distribution Transformers - Maximum Grid-Integration and Minimal Wear. 23rd International Conference and Exhibition on Electricity Distribution - CIRED 2015. Lyon, Frankreich, 2015.
- [MAT16] Matrose, C.: Verfahren zur Bewertung der Einsatzpotenziale regelbarer Ortsnetztransformatoren in Niederspannungsverteilungsnetzen. Dissertation, Rheinisch-Westfälische Technische Hochschule Aachen, 2016.
- [VDE11] VDE Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V. (Hrsg.): VDE-AR-N 4105: Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz - Technische Mindestanforderungen für Anschluss und Parallelbetrieb von Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz. VDE-Verlag GmbH. Berlin, 2011.

# Kommunikationsinfrastruktur für innovative Betriebsmittel für die Migration zu einem Smart Grid



Abbildung 39: Nexans Switch, Roder Weg (Aachen West)

Der Ausbau von Energienetzen entwickelt sich sehr dynamisch. Man kann davon ausgehen, dass sowohl ein deutlich größeres Informationsvolumen im Netz verarbeitet werden als auch ein wesentlich umfangreicheres Datengerüst in den Leitebenen der Versorger notwendig sein wird.

Langfristig wird die Funktionalität der Netzstation deutlich zunehmen, was unmittelbar zu einer Vervielfachung des Kommunikationsaufkommens führen wird. Die bisherigen Standard-Ordnetzstationen, die über keine dedizierte Kommunikationsanbindung verfügen (bestenfalls wird mittels 2-Draht-Meldung in eine Station mit Fernwirkanbindung übertragen), werden durch intelligente Ordnetzstationen mit einer modernen Kommunikationsanbindung

und einer Vielzahl neuer Funktionen abgelöst. Im Rahmen des Verbundprojektes „Kommunikationsinfrastruktur für innovative Betriebsmittel für die Migration zu einem Smart Grid“ (kurz: Kommunikationsinfrastruktur) entwickelt und erprobt das Projektteam, in dem KISTERS, Nexans und die STAWAG zusammenarbeiten, neuartige Netzwerkkomponenten, IEC-61850-Server/-Clients und universelle Datenmodelle gemäß IEC 61850.

## Ziele

Ziel ist, neue Netzwerkkomponenten zu entwickeln und zu integrieren, die die neu entwickelten Datenmodelle unterstützen. Die neuartigen Datentypen erlauben es, die Kommunikation, die auf dem Standard IEC 61850 basiert, spartenübergreifend zu nutzen. Diesen Standard in Verbindung mit dem Datennetzwerk zu verwenden macht den innovativen Ansatz aus. Die neu entwickelten Komponenten können im realen Kommunikationsnetz der STAWAG integriert und einem praxisbezogenen Langzeittest unterzogen werden. Das Verbundprojekt „Kommunikationsinfrastruktur“ erlaubt eine für weitere Projekte offene Kommunikation und bildet eine flexible standardisierte Schnittstelle für die Integration weiterer Systeme. Im Rahmen des Projekts werden aktuelle Weiterentwick-

lungen des Standards einbezogen und angewandt. Die Erkenntnisse und Empfehlungen aus dem Projekt werden für die Weiterentwicklung der Industriepartner genutzt. Die Ergebnisse des Projektes werden im Rahmen nationaler und internationaler Konferenzen und Standardisierungsprozesse veröffentlicht.

Das Verbundprojekt Kommunikationsinfrastruktur wurde in mehrere Arbeitspakete gegliedert. Das erste Arbeitspaket betreute Nexans: Es umfasste die Hard- und Softwareentwicklung der aktiven Komponenten, die mit innovativen Kommunikationsschnittstellen gemäß IEC 61850 ausgestattet wurden. Die Firma KISTERS hat die Entwicklung des überarbeiteten Datenmodells übernommen, führte umfangreiche Analysen der aktuellen Entwicklung der Normierung im Bezug auf IEC 61850 und IEC 61968 Common Information Model (CIM) durch und entwickelte die Software des IEC-61850-Clients. Nach der Fertigstellung der Prototypen wurde in enger Zusammenarbeit der Projektpartner geprüft, inwieweit sich weitere Komponenten in die Testumgebung integrieren lassen.

In einem weiteren Teil des Projektes wird die Sicherheit und Verfügbarkeit des Netzwerkes betrachtet. Die Ergebnisse dieses Evaluierungsprozesses werden zur Härtung des Sicherheitsstandards innerhalb des Netzwerkes verwendet. Weiterhin entsteht ein allgemeingültiger Katalog mit Empfehlungen, wie die Sicherheit des Energieversorgungsnetzes gesteigert werden kann. In diesen Aktivitäten wird die STAWAG von Nexans unterstützt.

---

**Ziel ist, neue Netzwerkkomponenten zu entwickeln und zu integrieren, die die neu entwickelten Datenmodelle unterstützen.**

---

## Arbeiten

Im Rahmen des Verbundprojektes wurden die folgenden Arbeiten durchgeführt:

1. Erarbeitung des Modellierungskonzeptes
2. Analyse der Standardisierungsaktivitäten in den Bereichen IEC 61850 und IEC 61968 (CIM)
3. Implementierung des IEC-61850-Clients
4. Entwicklung der Netzwerkkomponenten mit IEC-61850-Funktionalität
5. Erprobung und Testaufbau
6. Überprüfung der Implementierung durch Zertifizierung
7. Erarbeitung der Sicherheitsrichtlinien für Netzwerkbetrieb

Die Norm IEC 61850 wurde in Zusammenarbeit mit Anwendern und Herstellern definiert und von der IEC verabschiedet. Das Ziel dieser Normungsaktivitäten ist es, die Schutztechnik, Steuerung von Schaltanlagen und Kommunikation auf eine einheitliche Basis zu stellen. IEC 61850 verwendet TCP/IP als Basisübertragungsprotokoll und hat sich als Kommunikationsstandard im Markt der Automatisierung und Energiewirtschaft weltweit etabliert. In vielen neuen Kraftwerken, Umspannwerken und Anlagen wird zunehmend bewusst der Standard IEC 61850 verwendet. Er wird mittlerweile von vielen Betreibern gefordert. Folglich müssen die Hersteller diesen Trend erkennen und diese Kommunikationsmechanismen künftig in ihre intelligenten Geräte, IEDs (Intelligent Electronic Device), implementieren. Um den vollautomatischen oder ferngesteuerten Betrieb der Anlagen zu gewährleisten, bedarf es robuster Kommunikationslösungen, insbesondere für betriebskritische Anwendungen.

Offene und standardisierte Schnittstellen bedeuten für den Netzbetreiber weniger Aufwand bei der Kopplung von Systemen verschiedener Hersteller und damit Investitionssicherheit bei Ersatzbeschaffung. Die Realisierungszeiten von Projekten, Investitions- und Betriebskosten lassen sich reduzieren. Dabei entfällt die Herstellerabhän-

gigkeit durch Mindestsinteroperabilität. Um die Daten zu übertragen, werden die Ethernet-Switches eingesetzt und als Bestandteil des genormten Netzwerks für den Datenaustausch der IED genormte Dienste und Informationen über das Netzwerk. Die Kommunikation erfolgt gemäß IEC 61850-8-1/-9-1/9-2.

Heute werden die aktiven Netzwerkkomponenten, Switches, als eigener separater Teil der Anlagen betrachtet, mit eigenen Servern und eigenem Management. Die Intelligenz- und Monitoringfunktionen der Netzwerkkomponenten werden unzureichend genutzt. Die weitreichenden Funktionen werden mittels SNMP (Simple Network Management Protocol)- oder OPC-Integration realisiert. Angebunden wird über eigene zum Teil proprietäre Systeme. Die Abbildung 40 zeigt eine typische Realisierung der Kommunikationsschnittstellen zwischen Netzwerkgeräten und Leitstelle. Dabei wird parallel zu einem bestehenden IEC-61850-Kommunikationskanal eine dedizierte Schicht für das Datennetzwerk-Management betrieben.

---

**Um den vollautomatischen oder ferngesteuerten Betrieb der Anlagen zu gewährleisten, bedarf es robuster Kommunikationslösungen, insbesondere für betriebskritische Anwendungen.**

---

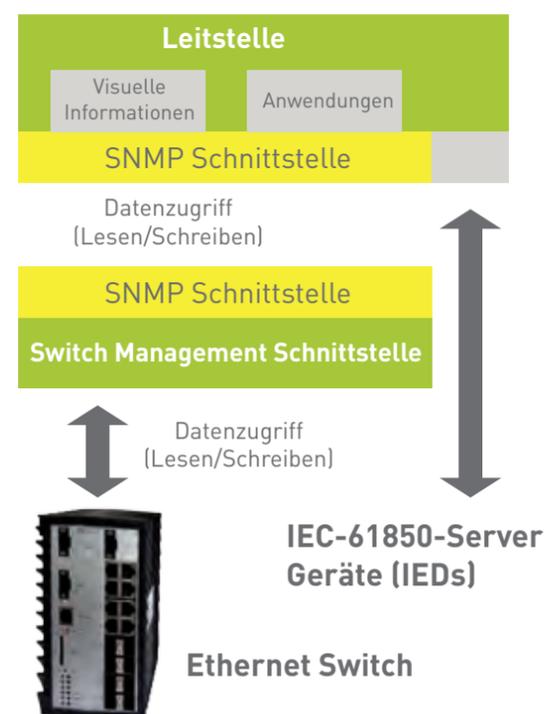


Abbildung 40: Integration der Netzwerkkomponenten mittels SNMP; Nexans

Die Projektaufgabe ist, eine herstellerunabhängige und zukunftsichere Schnittstelle für die Leitsysteme zu integrieren, welche die gleiche Systematik, die gleichen Mittel und die gleichen Mechanismen verwendet, wie es Mess- und Steuerungstechnik gemäß Standarddatenmodell bereits tun. Der wesentliche Punkt der Neuentwicklung ist die Implementierung der SCL (System Configuration Description Language)-Konfigurationsschnittstelle für das Systemmanagement. Diese Schnittstelle erlaubt es, die Stationsleittechnik nahtlos zu modellieren und nahtlos zu betreiben. Weiterhin ist es erforderlich, ein allgemeingültiges Datenmodell zu entwickeln für die Kommunikation zwischen Energieversorgungsinfrastruktur und neuen Typen von Kommunikationspartnern, deren Informationen im Rahmen der Weiterentwicklung der Versorgungsnetze relevant werden. SCL benutzt für die Systembeschreibung nur das Datenmodell, das in IEC 61850-7 definiert ist.

### Erarbeitung des Modellierungskonzeptes

Die geplante Umsetzung des Ziels, also die Implementierung der konventionellen Funktionalität und die Konfiguration von Switchen in SCL-Beschreibung, hat sich als machbar erwiesen. Als Basis für die Auswahl von Parametern für Datenobjekte diente die SNMP-Funktionalität der Switches. Die Vorschläge der Datenobjekte wurden anhand der SNMP-MIB-Variablen erstellt.

Zum Zwecke der Risikominimierung und der vertieften Evaluierung wurde bereits am Anfang des Projektes in Zusammenarbeit mit Experten vom TÜV SÜD AG ein zweitägiger Workshop zum Thema IEC-61850-Implementierung durchgeführt. An dem Workshop haben die Entwickler von Nexans und KISTERS teilgenommen. Das hat den Einblick in den Stand der Normierung, Marktentwicklung und Entwicklungsempfehlungen vertieft und die Projektarbeit beschleunigt.

Zur Kommunikation zwischen den Geräten müssen die abstrakten Datenmodelle und die Kommunikationsdienste mittels konkreter Protokolle so definiert werden, dass Informationen physikalisch ausgetauscht werden können. Die Datenmodelle werden hierarchisch, baumartig, definiert und aufgebaut. Die Modelle enthalten „logische Knoten“, „Datenobjekte“ und „Kontrollblöcke“, die auf die entsprechenden MMS(Manufacturing Message Specification)-Objekte abgebildet werden. Die gemäß IEC 61850-7-2/3/4 erforderlichen Kommunikationsdienste werden entsprechend auf die MMS-Dienste abgebildet.

Bei der Übertragung des Modellierungsansatzes wird der Switch als ein physisches Gerät in einem gemeinsamen logischen Knoten mit dazugehörigen Attributen beschrieben. Das Modell umfasst neben den generellen Geräten Informationen, Datensätze über Anschlüsse, allgemeine Statusinformationen und Alarme.

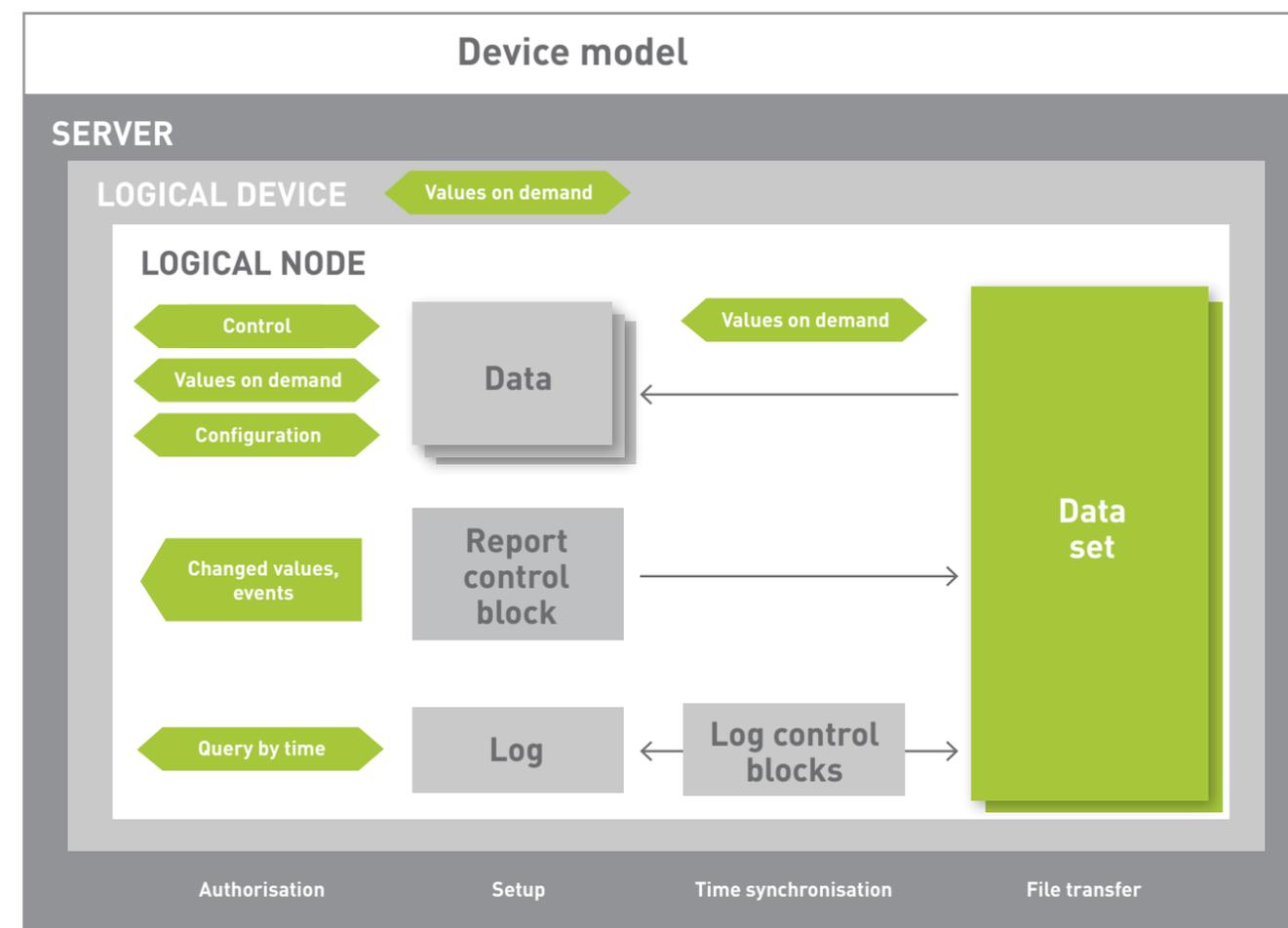


Abbildung 41: Prinzipielle Darstellung des Gerätemodells gemäß IEC 61850; Nexans

Bei dieser Modellierungsmethode werden industrielle Ethernet-Switches wie IEDs in eine ICD(IED Capability Description)-Konfigurationsdatei aufgenommen. Diese Datei enthält neben Konfigurationsparametern Informationen zu Kommunikationssystemen, Schaltanlagenstruktur und ihren Beziehungen. Zum Erstellen der Datei wird SCL verwendet. SCL nutzt die Struktur und die Grammatik-

regeln von XML (Extensible Markup Language). Diese Konfigurationsdatei wird beim System-Engineering in die übergreifende Systembeschreibung übernommen. Damit können Netzwerkkomponenten herstellerunabhängig und allgemein integriert werden.

### Analyse der Standardisierungsaktivitäten in den Bereichen IEC 61850 und IEC 61968 (CIM)

Die Standards IEC 61850 und IEC 61968 (CIM) verwenden unterschiedliche Elemente der Modellierung. Für die Analyse der Standardisierungsaktivitäten in den Bereichen beider Standards wurde die vorhandene Expertise im Bereich der CIM-Standardisierungen von OFFIS e. V., Oldenburger Forschungs- und Entwicklungsinstitut für Informatik, genutzt. Der Bericht „Analyse laufender Standardisierungsaktivitäten für Einspeiser, Speicher und beeinflussbare Lasten in den Bereichen IEC 61850 und CIM (IEC 61968)“ wurde von KISTERS bei der Gruppe Architektorentwicklung und Interoperabilität im F&E-Bereich Energie beauftragt. Der Bericht verweist auf eine grundsätzliche sehr heterogene Basis in Bezug auf Datenmodelle und ihre Anwendungsgebiete. So wird der CIM-Standard eher in höheren Kommunikationsebenen eingesetzt, um die objektbezogenen Daten in Energiedomänen zur Verfügung zu stellen. Der IEC-61850-Standard wird hingegen in den unteren Kommunikationsschichten eingesetzt, um Anlagensteuerung und einheitliche Kommunikation zu ermöglichen.

### Implementierung des IEC-61850-Clients

Die Kommunikation mit neuen Betriebsmitteln ließ sich im Rahmen dieses Projekts umsetzen, nicht jedoch wie erhofft mittels eines Plug-and-play-Mechanismus unter Verwendung von CIM-Datenmodellen. Der oben genannte Bericht von OFFIS hat nachgewiesen, dass die Normenwerke aus dem IEC-61850-Bereich und dem IEC-61968-Bereich noch zu unterschiedlich sind, um eine automatische Konvertierung der Datenmodelle als Voraussetzung für die Plug-and-play-Kommunikation auch nur annähernd zuzulassen. Daher wurde die Kommunikationsinfrastruktur leitsystemseitig mit den dortigen Bordmitteln konfiguriert und parametrisiert, damit die Kommunikation mit den IEC-61850-Betriebsmitteln in der geplanten Testinfrastruktur stattfinden konnte.

Implementiert wurde ein IEC-61850-Client für das Prozesskoppelsystem des KISTERS-Leitsystems ControlStar (UFEP = Universal Front End Processor) auf der Basis eines ausgewählten kommerziellen IEC-61850-Protokoll-Stacks. Zusätzlich zu den Nexans-Switches wurden

weitere IEC-61850-fähige Geräte angeschafft und mit getestet. Der ursprünglich dafür geplante Switch konnte erst im späteren Verlauf des Projektes für die Tests zur Verfügung gestellt werden.

### Entwicklung der Netzwerkkomponenten mit IEC-61850-Funktionalität

In der ersten Hälfte des Projektverlaufs entwickelte Nexans die Hardware der Switch-Prototypen. Dabei wurden mehrere Prototypen mit Grundfunktionalitäten unter Beachtung der Anforderungen an industrielle Netzwerkkomponenten im Bezug auf mechanische, EMV- und Umweltbedingungen fertiggestellt. Anschließend wurden die im Markt verfügbaren IEC-61850-Stacks nochmals vertieft evaluiert. Berücksichtigt wurden dabei die Erkenntnisse aus dem Workshop mit dem TÜV SÜD AG und eigene Recherchen. Vier IEC-61850-Stack-Anbieter wurden für die enge Vorauswahl betrachtet. Nach den Ergebnissen der Untersuchungen entschied man sich für den Stack von Open Source Library.

Die Parameter wurden gemäß dem im Jahr 2013 veröffentlichten Technical Report, IEC 61850-90-4 TR Ed.1: Communication networks and systems for power utility automation - Part 90-4: Network engineering guidelines for substations Annex A IEC 61850 bridge object model modelliert. Die Liste mit den für den Switch relevanten Parametern wurde als Vorbereitung für die zu einem späteren Zeitpunkt stattfindende Zertifizierung erstellt.

### Erprobung und Testaufbau

Abschließend wurde die Infrastruktur in das Datenmodell-eingabesystem von ControlStar integriert. Dabei wurden die Nexans-Switches in das Datenmodell bei der Visualisierung und Steuerung übernommen. Die erste Validierung der Implementierungsergebnisse wurde in einer simulierten Umgebung durchgeführt, die aus 4 zu einem Ring geschalteten Switches bestand. Die Ringschaltung hat die im Energiesektor übliche redundante Netzwerkstruktur repräsentiert.

Die Definition und die Konzeption des Datenmodells für die Kommunikation von weiteren IEC-fähiger Geräte (Einspeisern, Speichern und beeinflussbaren Lasten) war auch im weiteren Verlauf des Projektes nicht möglich, da diese

Betriebsmittel im Netz der STAWAG noch nicht vorlagen, nicht per IEC 61850 ansprechbar waren oder nicht als Testobjekte für den Laborbetrieb zur Verfügung gestellt werden konnten.

### Überprüfung der Implementierung durch Zertifizierung

Weiterhin galt es, nachzuweisen, dass die Implementierung für die Netzwerk-Switches normkonform unter der Einhaltung von semantischen und Modellierungsregeln erfolgte. Für diesen Nachweis wurde das KEMA (DNV/GL) Zertifizierungslabor in den Niederlanden beauftragt, weltweit erste Tests für IEC 61850 Certificate Class A, bezogen auf Switches, durchzuführen. Die Zertifizierung der Serverfunktionalität wurde im Juli 2015 erfolgreich abgeschlossen.

### Erarbeitung der Sicherheitsrichtlinien für Netzbetrieb

Die Tauglichkeit des innovativen Ansatzes für IKT war dadurch nachgewiesen, dass die Projektziele erreicht worden waren. Die Umsetzung ist dadurch gewährleistet, dass die Serverfunktion der Switches und die Clientfunktion in der Leitstelle integriert werden. Die Abbildung 42 zeigt die veränderte Struktur des Kommunikationskanals, die im Forschungsprojekt realisiert wurde und die mithilfe des integrierten IEC-61850-Clients und neu entwickelter Netzwerkkomponenten reibungslos funktioniert. Dabei wird deutlich, dass zusätzliche Protokolle und dazugehörige Technik komplett entfallen. Die Kommunikation zwischen Leitstelle und Netzwerkkomponenten wird vollständig vom Client übernommen. Die Leitstelle verwendet für alle innovativen Betriebsmittel im Netz eine einheitliche und standardisierte Schnittstelle. Neue Komponenten können problemlos, einfach und herstellerunabhängig mittels vordefinierter Datenmodelle integriert werden. Die normkonforme Implementierung und Funktion des Servers hat ein unabhängiges Testlabor durch Zertifizierung bestätigt.

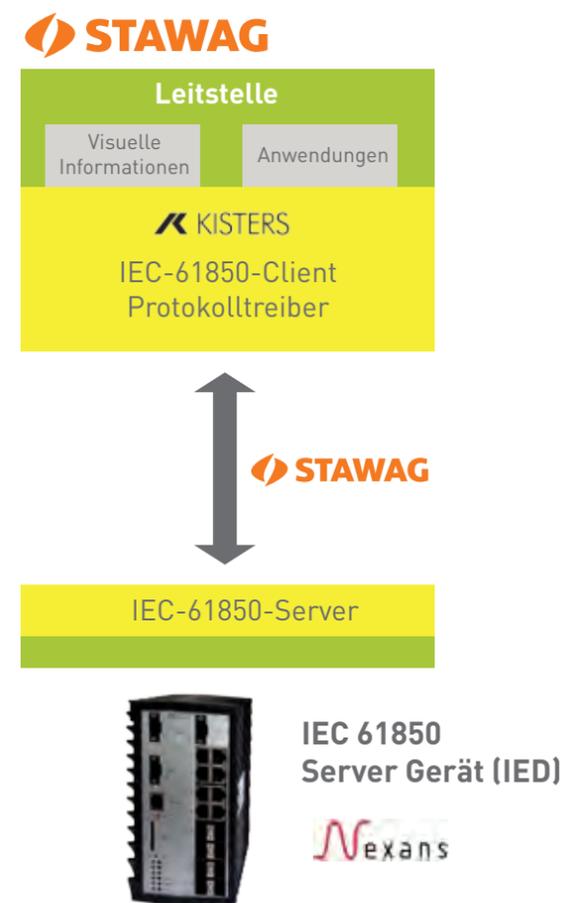


Abbildung 42: Integration der Netzwerkkomponenten mittels innovativer Schnittstellen; Nexans

Die Abbildung 43 zeigt einen möglichen Aufbau einer IKT-Infrastruktur, basierend auf redundanten LWL-Verbindungen. Eine solche Kommunikationsanbindung stellt eine optimale Datenverbindung im Bezug auf Bandbreite, Reichweite und Zukunftssicherheit dar. Allerdings erfordert eine solche Infrastruktur langfristige Investitionen, deren Kosten projektbezogen abgewogen werden müssten.

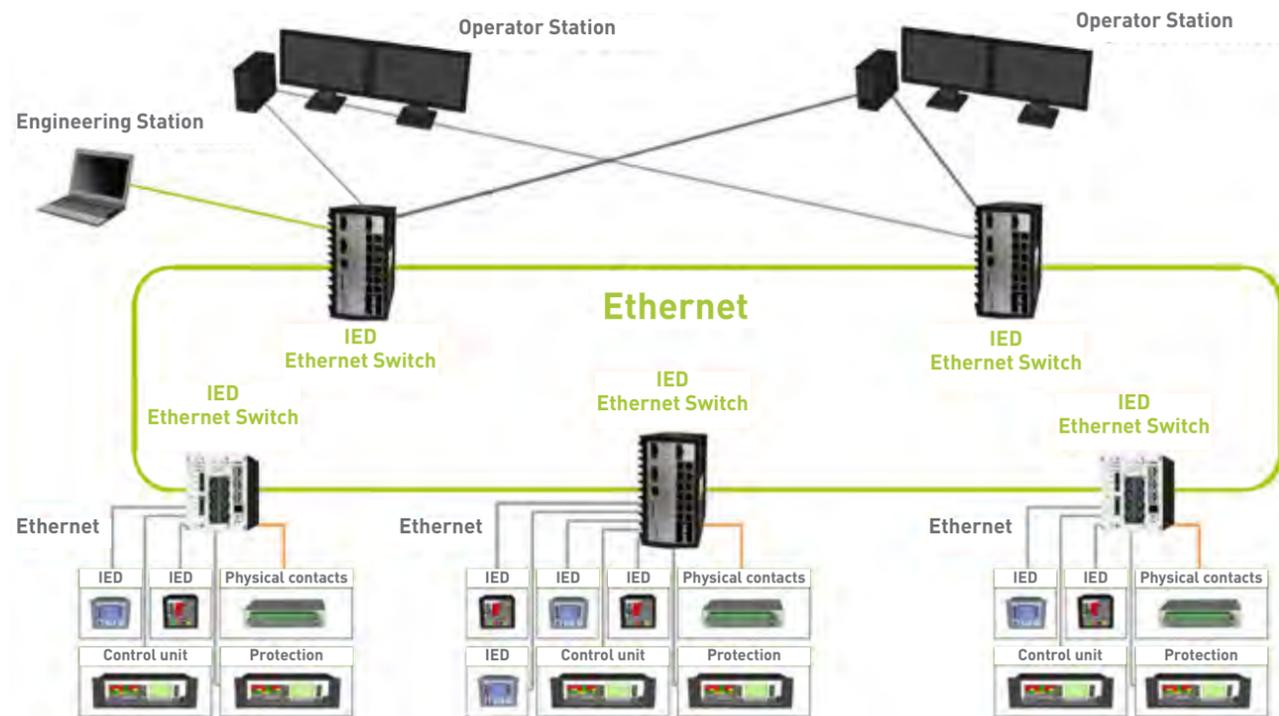


Abbildung 43: IKT-Infrastruktur, basierend auf redundanten LWL-Verbindungen (Glasfaserring); Nexans

Da die Stationen anderer Verbundprojekte allerdings nicht wie ursprünglich geplant alle in einem Gebiet liegen, sondern über das Stadtgebiet verteilt, ist die LWL-Anbindung nicht wirtschaftlich darstellbar. Auf der Suche nach Alternativen wurden auch andere Übertragungswege betrachtet: Funk über eigene, nicht öffentliche Frequenzbänder, öffentlicher Mobilfunk, Powerline und DSL. Aufgrund des innovativen Charakters dieser Komponenten muss untersucht werden, inwieweit diese eine wirtschaftliche, sichere und zuverlässige Möglichkeit bieten, die Stationen anzubinden. So wird zum Beispiel Funktechnik weiter eingesetzt, da sie insbesondere für die ländlichen Netzbereiche in der Eifel die einzige wirtschaftliche Lösung darstellt.

Für die kabelgebundene Verbindung wurde an den Verbindungen über Signalkabel im STAWAG-Netz exemplarisch DSL-Technik (VDSL2) ausprobiert. VDSL2 bietet hohen Datendurchsatz, kann aber aufgrund der langen Entfernung nicht immer eingesetzt werden. Die VDSL2-Modems sind für Strecken von bis zu 2 km entwickelt worden, die

tatsächlichen Strecken im Feld betragen aber bis zu 5 km und mehr. Die STAWAG verwendet für diese Strecken die bewährte SHDSL-Technik.

Die Untersuchungen der STAWAG haben gezeigt, dass Ortsnetzstationen grundsätzlich durchaus über IEC 61850 angebunden werden können. Aber dies ist heute deutlich aufwendiger und komplexer als die Anbindung über klassische Fernwirkprotokolle wie IEC 104, nicht zuletzt wegen der hohen Anforderungen an die Kommunikationstechnik. Darüber hinaus wurde untersucht, welche weiteren vorhandenen IEC-61850-fähigen Fernwirkkomponenten in die Netzleitstelle eingebunden werden können (bisher sind diese über klassische Fernwirkprotokolle wie IEC 104 integriert). Die Netzstation Schönauer Friede wird voraussichtlich als erste per IEC 61850 an das Netzleitsystem gekoppelt. Da diese Netzstation sämtliche Messwerte der umliegenden Stationen sammelt und konzentriert, ist damit indirekt ein voller Mittelspannungshalbring über innovative Schnittstellen angebunden.

Im Rahmen des Teilprojekts wurde die Sicherheit der Switching-Technologie betrachtet und die Auswirkungen auf die Sicherheit des Gesamtsystems. Dabei wurde das Whitepaper des BDEW, Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e. V., das die grundlegenden Sicherheitsanforderungen für die Steuerungssysteme im EVU-Umfeld aufstellt, als Grundlage für den Fragenkatalog betrachtet und analysiert. Das Switch-Management wurde in Bezug auf die Sicherheitsanforderungen gemäß BDEW Whitepaper gehärtet ausgeführt und getestet.

Die Ergebnisse der Tests zeigen, dass der Switch bei aktiviertem Secure-Mode die für eine Netzwerkkomponente relevanten BDEW-Vorgaben erfüllt und daher geeignet ist, in einer Systemumgebung mit erhöhten Sicherheitsanforderungen eingesetzt zu werden. Nexans hat die Liste der empfohlenen sicheren Übertragungsprotokolle und entsprechenden Einstellungen im Management erstellt und hat die Erkenntnisse bei der Implementierung und Einbindung ins STAWAG-Netz berücksichtigt.

## Ergebnisse

In diesem Kapitel stellen wir die wesentlichen Ergebnisse des Projektes vor. Um die Integration unterschiedlicher IKT-Komponenten zu vereinfachen, wurden die einheitlichen Kommunikationsstandards gewählt. Die komfortablen Modellierungsansätze der neuen Standards, IEC 61850 und CIM, eröffnen Möglichkeiten herstellerunabhängiger Systemgestaltung in allen Phasen der Projekte: Engineering, Inbetriebnahme und Betrieb. Die Modellierungsansätze basieren auf allgemeingültigen, bereits standardisierten oder kurz vor Standardisierung stehenden Methoden.

### Schnittstellensteuerung der neu entwickelten Netzwerkkomponenten

Im Rahmen des Projektes wurden innovative IEC-61850-fähige Netzwerkkomponenten erfolgreich entwickelt, getestet und integriert. Die Abbildung 44 zeigt in der Übersicht eine Vielzahl an Parametern, die dem Anwender eine möglichst detaillierte und umfangreiche Datenbasis zur Verfügung stellt.

### IEC-61850-Variablen, bezogen auf die Anwendung

Über 160 einzelne Parameter wurden im Projekt als Umfang des Datenmodells ausgewählt und abgebildet. In Abbildung 45 sind einige Variablen und die Bedeutung einzelner Parameter aufgelistet.

In diesem Zusammenhang sind besonders die Variablen für I/O-Funktionen hervorzuheben. Die Anwendung dieser Variablen erlaubt das Mapping der Information über die einzelnen physikalischen Kontakte zum IEC-61850-Datenmodell. Diese Funktion ermöglicht es, eine einfache 2-Draht-Meldetechnik ohne weiteren Komponenteneinsatz direkt in die IEC-61850-Umgebung zu integrieren.

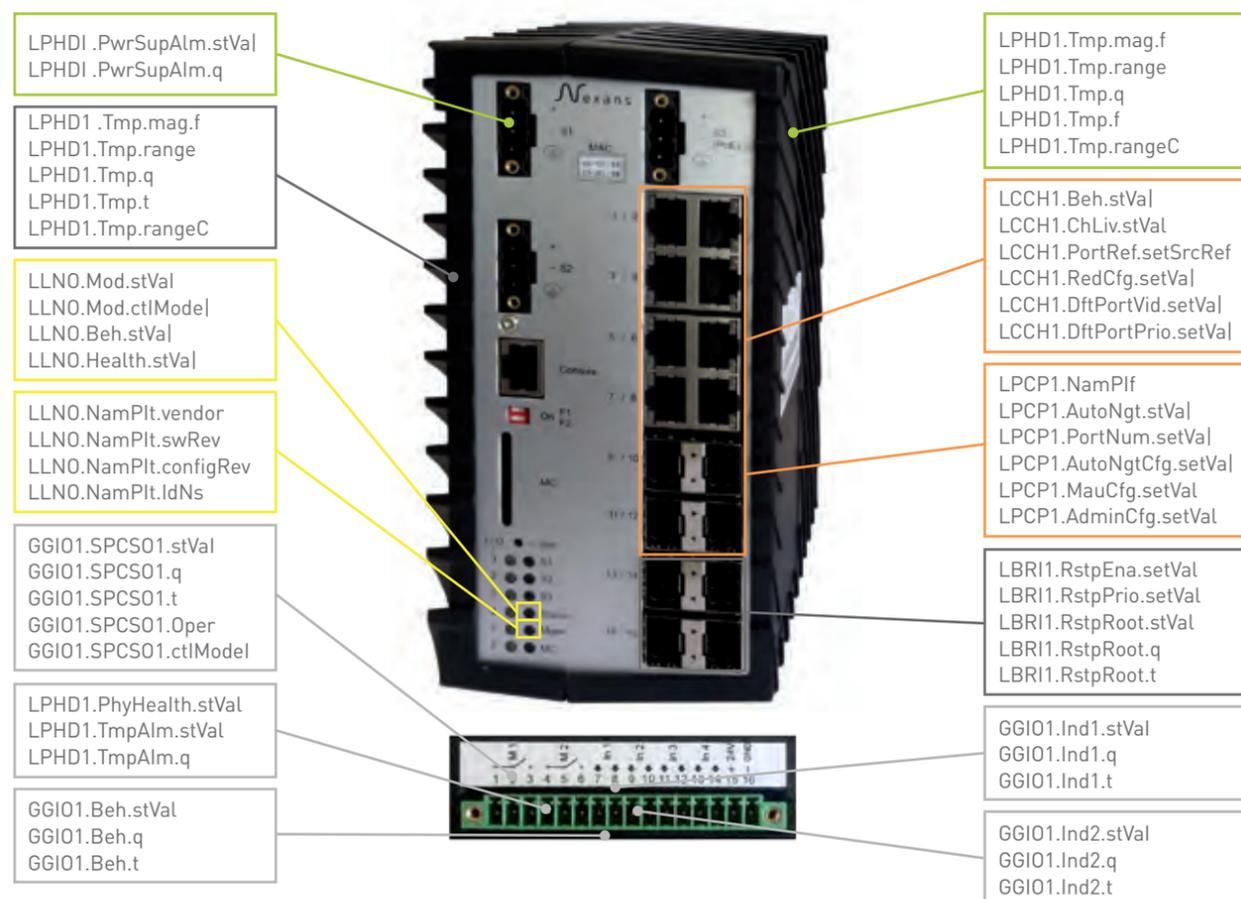


Abbildung 44: IEC-61850-Variablen, bezogen auf die Anwendung; Nexans

Variable name	Data type	Description	R/W/C
Logical device BRIDGE: LPHD1.Tmp.mag.f LPHD1.Tmp.q	MMS_STRUCTURE MMS_BIT_STRING	Bridge temperature measurement Quality of temperature measurement	R R
GGI01 – General purpose I/O GGI01.Beh.stVal GGI01.Beh.q GGI01.Beh.t GGI01.SPCS01.stVal LCCH1.DftPortVid.setVal LCCH1.DftPortPrio.setVal	MMS_INTEGER(8) MMS_BIT_STRING MMS.UTC_TIME MMS_BOOLEAN MMS_INTEGER MMS_INTEGER	LN state - always on always GOOD Digital output 1 - state VLAN – Default port VID VLAN – Default port priority	C C R R W W

Tabelle 45: IEC-61850-Variablen (Auszug)

Die erfolgreiche und normkonforme Implementierung der IEC-61850-Funktionalität hat ein unabhängiges Zertifizierungsunternehmen, KEMA, bestätigt.

### Weiterentwicklung und Erprobung der Plug-and-play-Kommunikation bei IEC-61850-Betriebsmitteln

Mithilfe der von den IEC-61850-Betriebsmitteln in Form von SCL-Dateien gelieferten Informationen sollte möglichst ein Datenmodell im Sinne des CIM aufgebaut werden. Dieses erzeugte CIM-Datenmodell sollte „plug and play“ in das KISTERS-Test-Leitsystem importiert werden. Dabei sollten vorhandene CIM-Standards untersucht und für die im Projekt verfügbaren EEG-Betriebsmittel Erweiterungsvorschläge für die Standardisierungsgremien erarbeitet werden.

Um den aktuellen Stand der CIM-Standardisierung für EEG-Betriebsmittel zu ermitteln, wurde gemeinsam mit der Gruppe Architekturentwicklung und Interoperabilität im F&E-Bereich Energie von OFFIS e. V., dem Oldenburger Forschungs- und Entwicklungsinstitut für Informatik, der Bericht „Analyse laufender Standardisierungsaktivitäten für Einspeiser, Speicher und beeinflussbare Lasten in den Bereichen IEC 61850 und CIM“ erzeugt. In dieser Analyse wurde ebenfalls geprüft, ob die automatische Transformation eines IEC-61850-Datenmodells in ein CIM-Datenmodell möglich ist.

Um auch die Plug-and-play-Idee weiterzuverfolgen, wurde ein Übersetzungstool für die Transformation der in den SCL-Dateien der IEC-61850-Betriebsmittel enthaltenen Informationen in ein proprietäres csv-Format implementiert, das dann vom KISTERS-Leitsystem eingelesen werden kann. Prinzipiell ist es im Sinne einer effizienteren Datenmodellierung im Leitsystem möglich und hilfreich, die Informationen aus den SCL-Dateien zu importieren.

Es galt, die Datenmodelle für die IEC-61850-Betriebsmittel im Netz der STAWAG zu analysieren. EEG-Betriebsmittel, die per IEC 61850 ansprechbar sind, standen zum Zeitpunkt der Tests im Netz der STAWAG nicht zur Verfügung, sodass die vorhandenen Switche von Nexans verwendet wurden.

Um auch die ursprünglich bezüglich EEG-Betriebsmitteln (also Einspeisern, Speichern und beeinflussbaren Lasten) angestrebten CIM-Erweiterungsvorschläge für die Standardisierungsgremien zu berücksichtigen, wurde – wiederum mit dem o. g. Institut OFFIS e. V. – die „Erstellung eines CIM-Profiles für das Management von EEG-Betriebsmitteln betreffend Einspeiser, Speicher und beeinflussbare Lasten“ durchgeführt, in dem die Anforderungen aus der Praxis zur Ansteuerung dieser Betriebsmittel mit den derzeitigen CIM-Möglichkeiten gekreuzt wurden.

### Umsetzung der Basisstruktur des integrierten Steuerungssystems und Prozessdatenankopplung (durch Implementierung der Ansteuerung von Betriebsmitteln durch das KISTERS-Leitsystem mittels IEC 61850)

Der IEC-61850-Treiber wurde unter Verwendung eines kommerziellen IEC-61850-Protokoll-Stacks vollständig in das Leitsystem implementiert und in Betrieb genommen. Als Testobjekt für die Entwicklung eines IEC-61850-Clients wurden Geräte mit einer IEC-61850-Server-Funktion erforderlich. Dafür wurde zunächst eine IEC-61850-fähige Fernwirksteuerung verwendet und später der vom Projektpartner Nexans um diese Funktion erweiterte Switch. Mithilfe der vorhandenen IEC-61850-Betriebsmittel wurde der IEC-61850-Client für das Leitsystem implementiert.

Modelliert wurden die IEC-61850-fähigen Betriebsmittel (intelligente Klemme und Nexans-Switch) im Leitsystem mit klassischen Methoden (objektorientierte Strukturierung), der Import aus SCL-Dateien wurde vorbereitet.

Angesteuert wurden die IEC-61850-fähigen Betriebsmittel über ein Testsystem, in dem mehrere zu einem Ring zusammenschaltete Nexans-Switches innerhalb des KISTERS-Leitsystems überwacht und gesteuert werden konnten.

## Zusammenfassung

Im Rahmen des von KISTERS, Nexans und der STAWAG bearbeiteten Projektes stand im Vordergrund, das Modellierungskonzept unter der Berücksichtigung der aktuellen Standardisierungsaktivitäten in den Bereichen IEC 61850 und CIM zu erarbeiten und die Client- und Serverfunktionalitäten zu entwickeln, zu implementieren und zu erproben. Abschließend wurde die standardkonforme Umsetzung überprüft: durch Zertifizierung, Testbetrieb und Erarbeitung der Sicherheitsrichtlinien mit Empfehlungen für den sicheren und alltagstauglichen Netzwerkbetrieb.

Im Rahmen dieser Arbeiten wurden umfangreiche Untersuchungen zum aktuellen Stand der Normierung durchgeführt und der Bericht „Analyse laufender Standardisierungsaktivitäten für Einspeiser, Speicher und beeinflussbare Lasten in den Bereichen IEC 61850 und CIM (IEC 61968)“ erstellt. Gemäß diesem Bericht ist eine automatische Transformation von Datenmodellen von IEC 61850 nach IEC 61968 erst dann möglich, wenn die Standardisierungsgremien für eine weitere Annäherung dieser Standards sorgen.

Mit dem Ziel der Entwicklung neuartiger IKT-Komponenten wurden Netzwerkkomponenten erarbeitet, die neben datentechnischen Schnittstellen auch die Konvertierung einfacher 2-Draht-Technik mittels I/O unterstützen. Der neu entwickelte Netzwerk-Switch unterstützt in vollem Umfang die Serverfunktion und darf für kritische Anwendungen mit einem hohen Sicherheitsanspruch angesetzt werden.

### Ergebnis der Kompatibilitätsstabilität der Standards

Die Untersuchungen haben gezeigt, dass die Normenwerke aus dem IEC-61850-Bereich und dem IEC-61968-Bereich noch zu unterschiedlich sind, um eine automatische Konvertierung der Datenmodelle als Voraussetzung für die Plug-and-play-Kommunikation auch nur annähernd zuzulassen. Der Einsatz des IEC-61850-Standards mit SCL hat sich als besser geeignet für die Modellierung erwiesen, da er meist in den unteren Kommunikationsschichten für die Anlagensteuerung und für die einheitliche Kommunikation eingesetzt wird. Die Ergebnisse verifizieren die Tauglichkeit der entwickelten Lösungen, jedoch zeigt sich, dass der flächendeckende Einsatz der innovativen IKT in

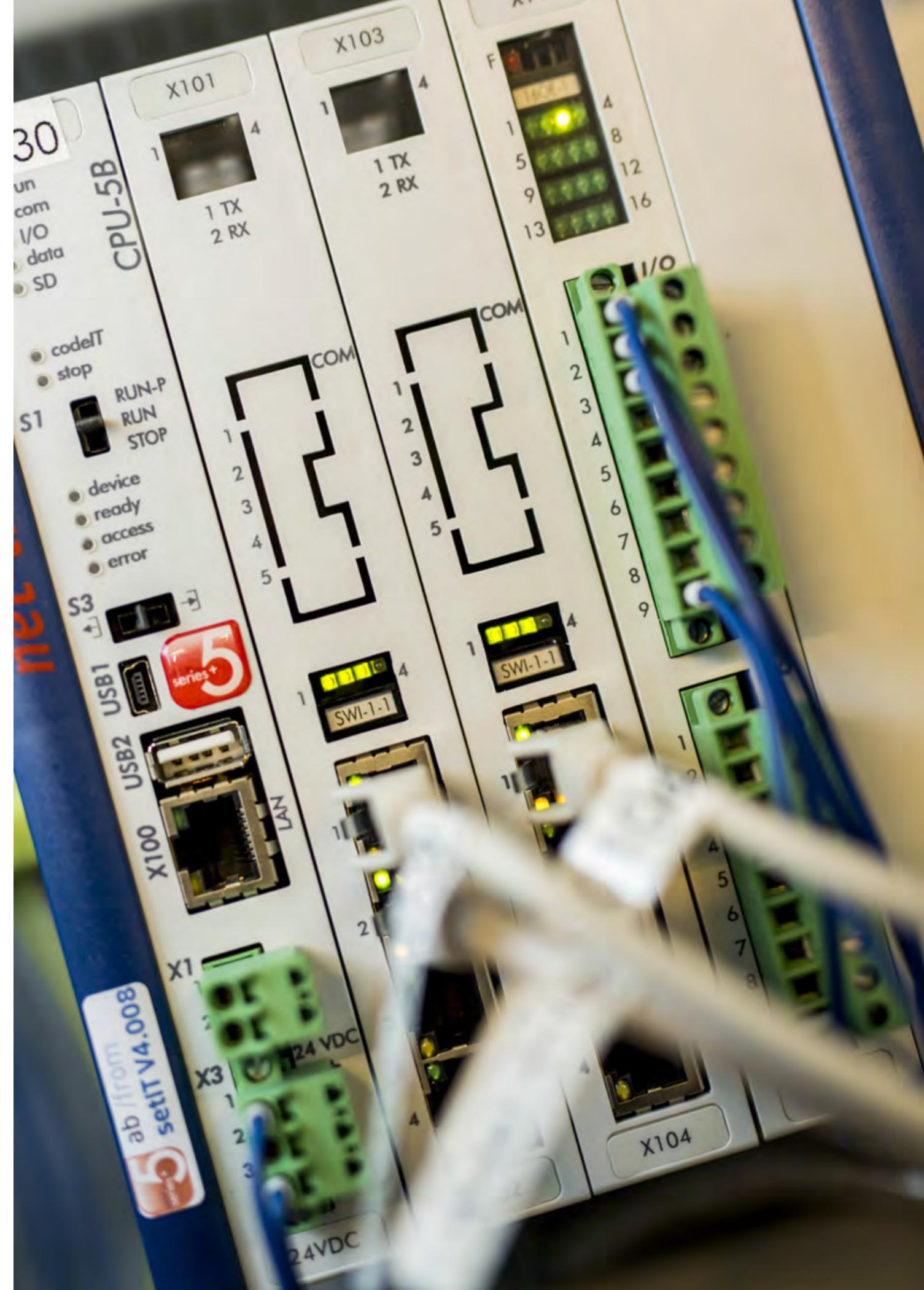
topologisch bedingten Ausnahmefällen nicht wirtschaftlich ist. Die Kommunikationswege und -mittel hängen stark von den Begebenheiten vor Ort ab.

### Ausblick

Innovative IKT-Komponenten werden Informationsaustausch, Automatisierung und Integration innerhalb der Energiesysteme beschleunigen. Allerdings werden sich die Entwicklungs- und Investitionszyklen für Kommunikationssysteme erfahrungsgemäß verkürzen. Für die Anlagenbetreiber wird es wichtig sein, Einsatz und Integration von innovativen Mitteln durch Verwendung herstellerunabhängiger Modellierungsansätze zu ermöglichen und Investitionsschutz zu gewährleisten. Durch die Verwendung der IP-basierter Kommunikation entstehen neue Gefährdungen im Bezug auf die Sicherheit der Anlagen. Deswegen wird dem Thema Sicherheit im Bezug auf die Kommunikationsdienste eine besondere Bedeutung beigemessen. Neben der Datensicherheit werden dabei auch organisatorische Aspekte des Betriebs betrachtet. Spezielle Diagnose- und Monitoringfunktionen der neuen Mittel wurden im Rahmen des Projektes nicht untersucht. Diese Funktionalitäten könnten durch eine gezielte Integration in Wartungs- und Betriebsprozesse zur deutlichen Steigerung der Effektivität im Anlagenbetrieb, steigender Verfügbarkeit und Kostenreduzierung führen. An dieser Stelle können Hersteller Empfehlungen für eine relevante und geeignete Parametrierung erarbeiten.

## Dem Thema Sicherheit wird im Bezug auf die Kommunikationsdienste eine besondere Bedeutung beigemessen.

Abbildung 46: Fernwirkanlage mit Kommunikationsschnittstellen



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 Eingangsgroßen, 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.

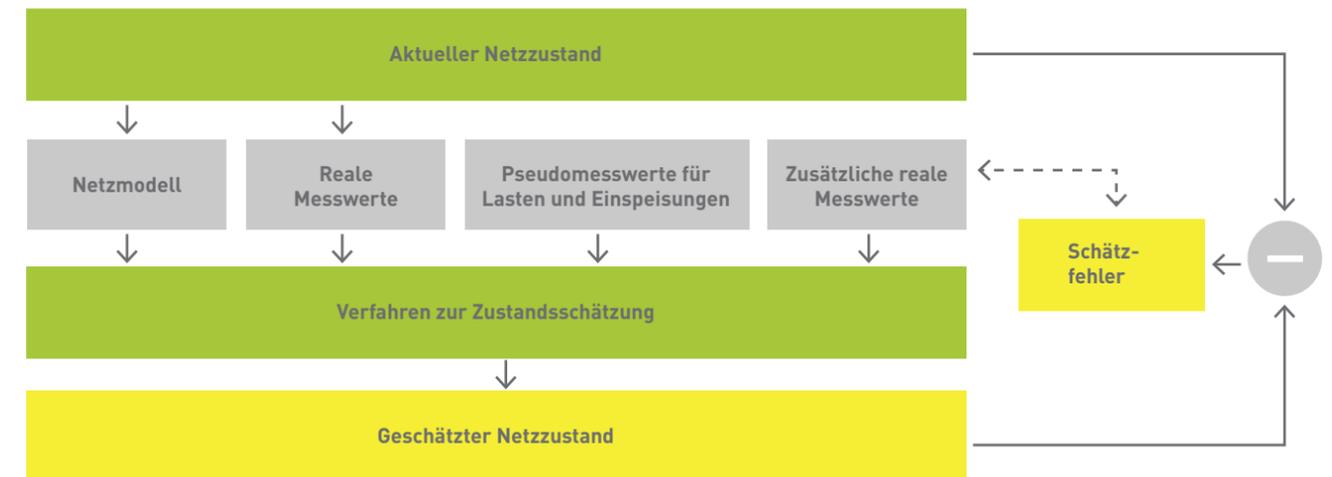


Abbildung 48: Überblick Zustandsschätzung in Verteilnetzen; IAEW

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 angebinden 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).

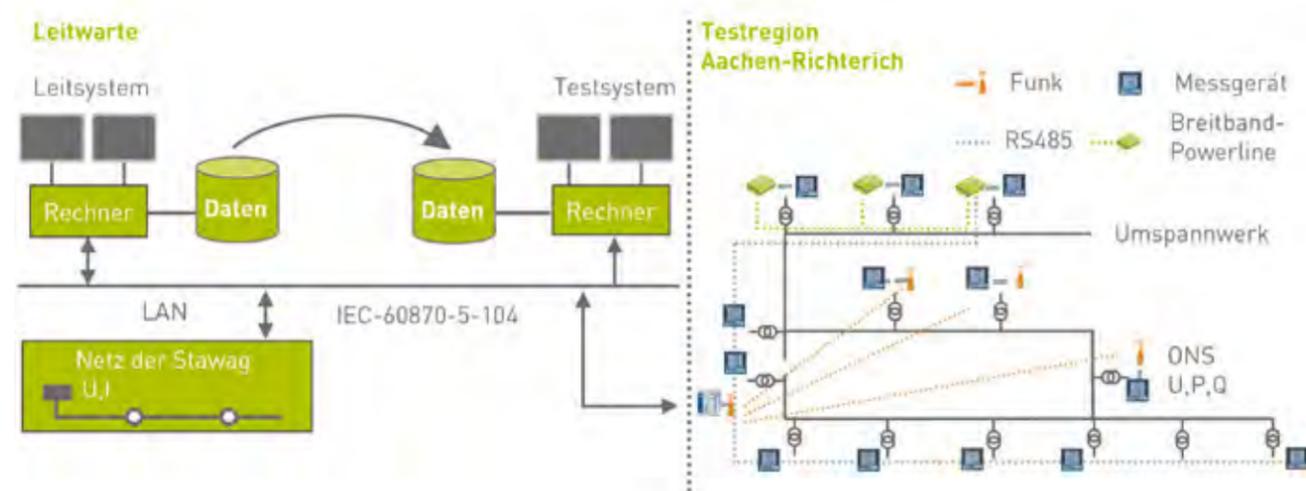


Abbildung 49: Testsystem und kommunikationstechnische Anbindung der Testregion Aachen-Richterich; IAEW

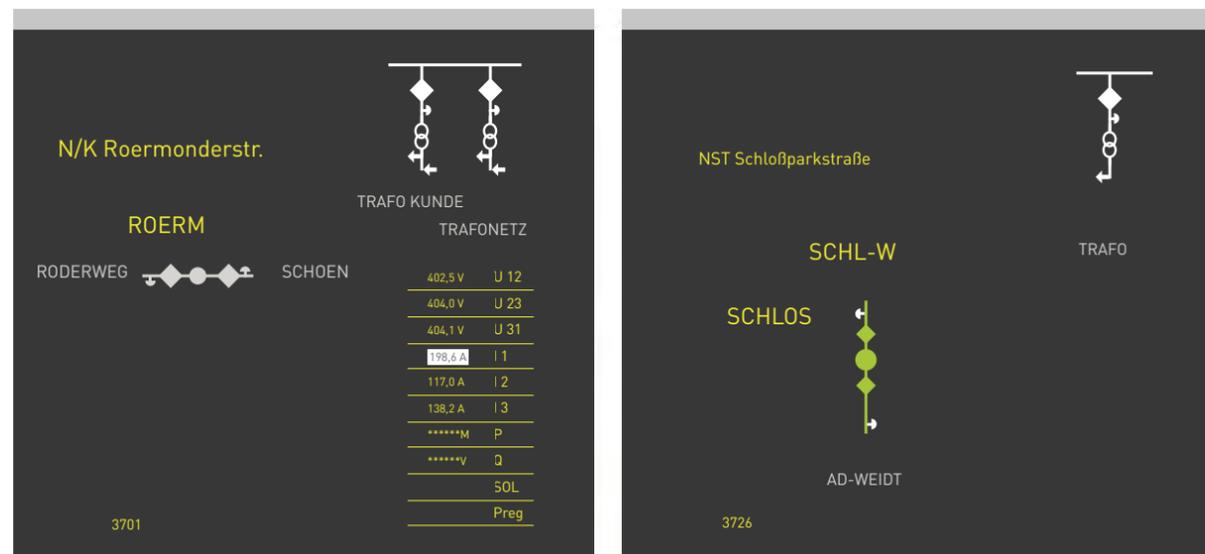


Abbildung 50: Technolupenansicht eines Standortes mit (links) und ohne (rechts) Messtechnik; IAEW

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.

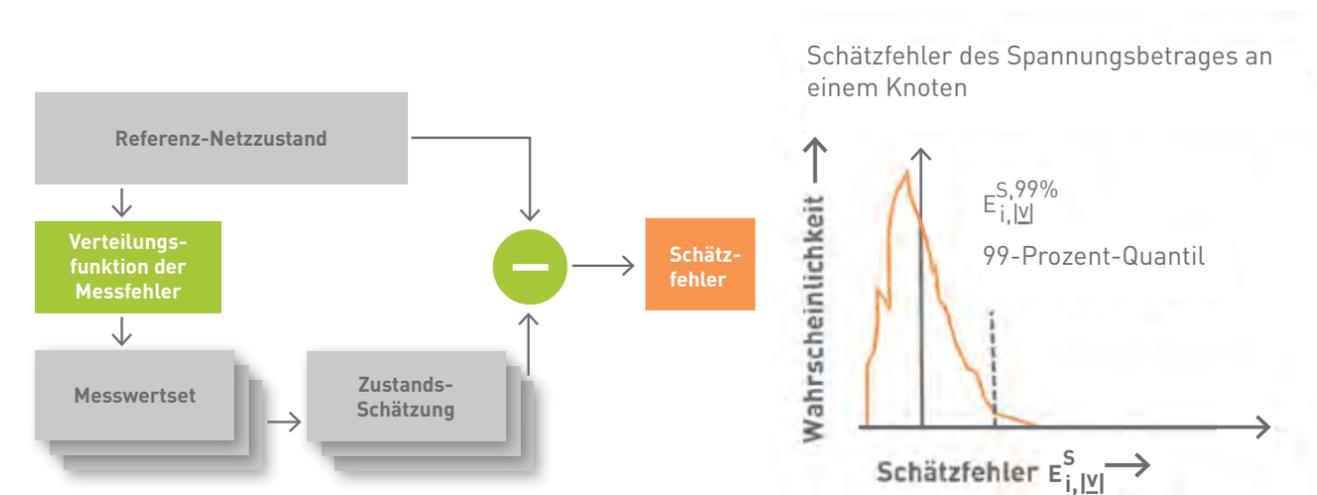


Abbildung 51: Methodischer Ansatz zur Berechnung der Schätzfehler; IAEW

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.

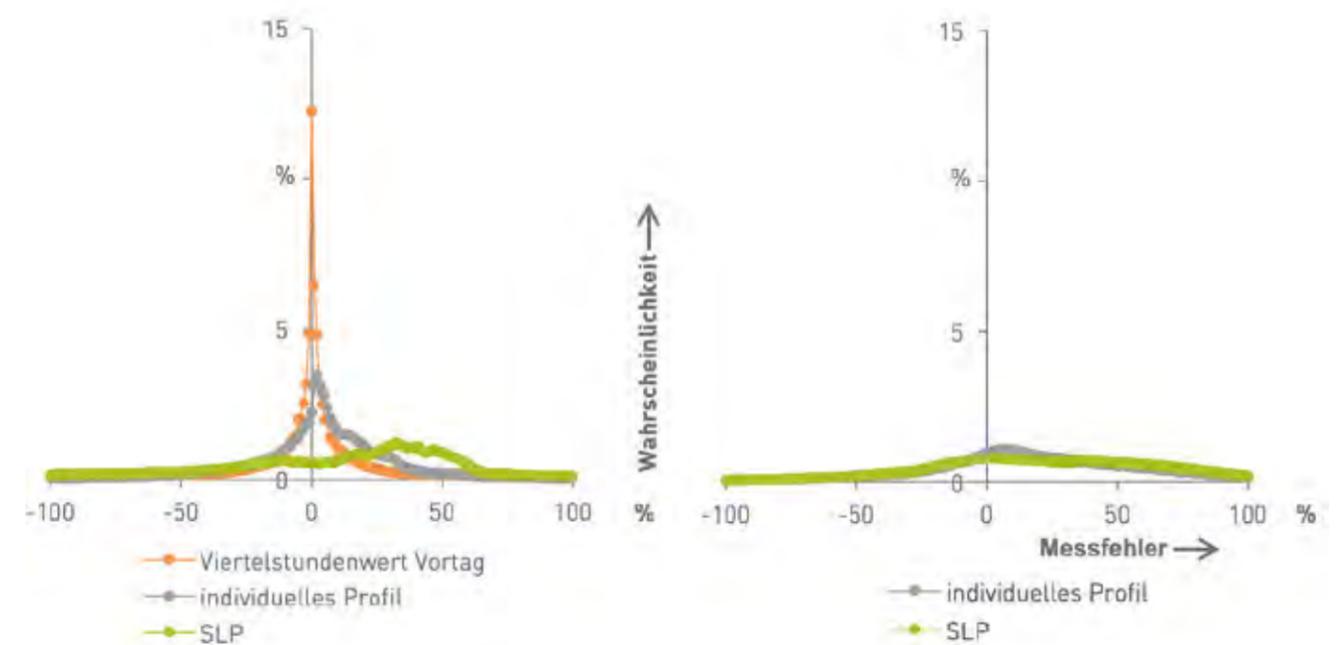


Abbildung 52: Messfehler der Pseudomesswerte für Großverbraucher (RLM-Kunden, links) und Kleinverbraucher (H0-Kunden, rechts); IAEW

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 Viertelstundenwochenprofil 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

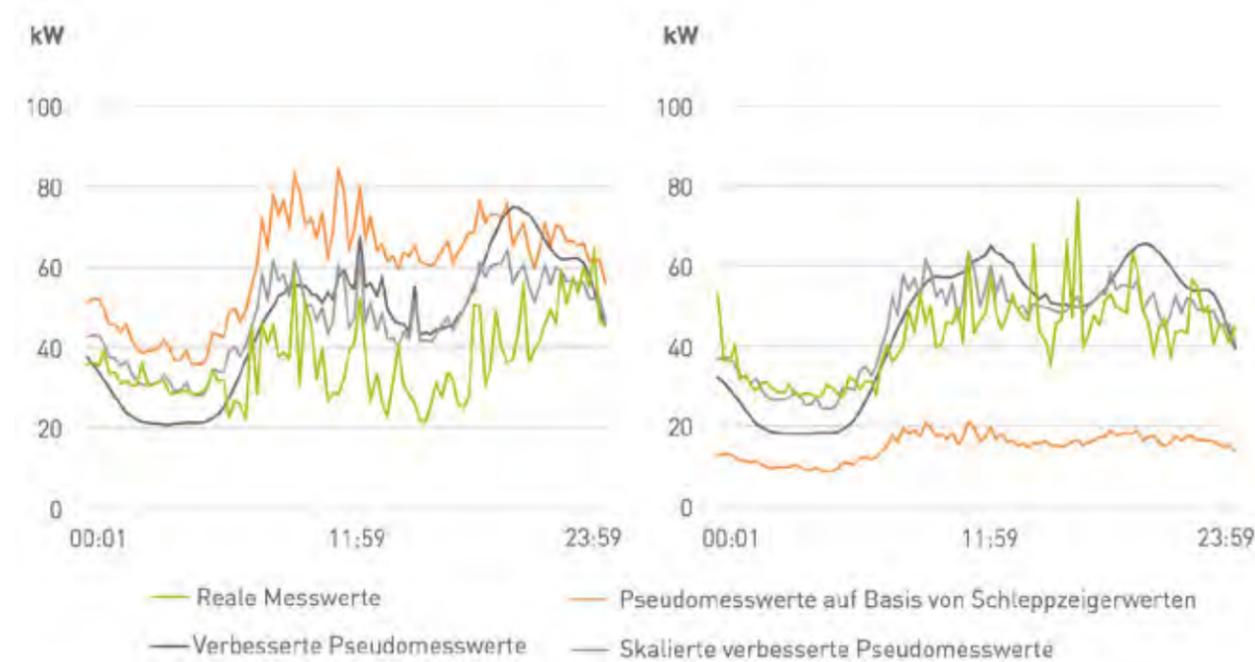


Abbildung 53: Reale Messwerte und unterschiedliche Pseudomesswerte für die Wirkleistungsaufnahme der Stationen Elsenborn (links) und Siebweg (rechts) am 22.08.2015 (viertelstündigen Werte); IAEW

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.

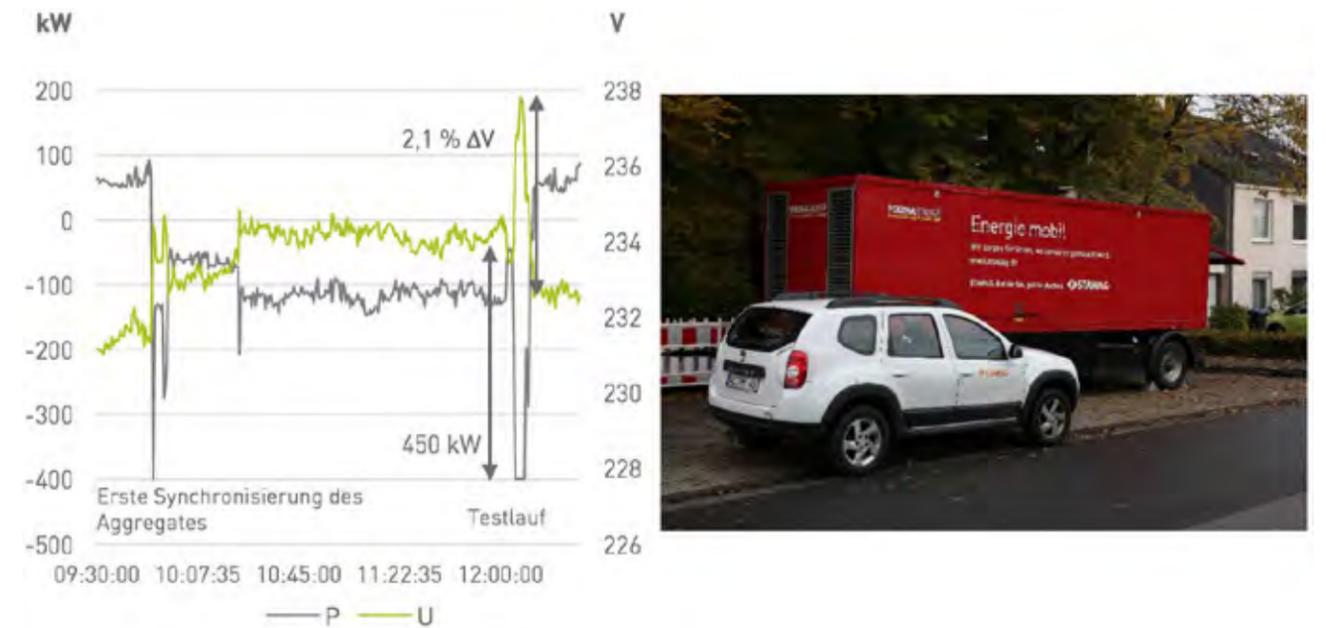


Abbildung 54: Wirkleistungs- und Spannungsmesswerte an der Station Schloss Schönau während des Testlaufes (links) und Aggregat für Testlauf (rechts); IAEW

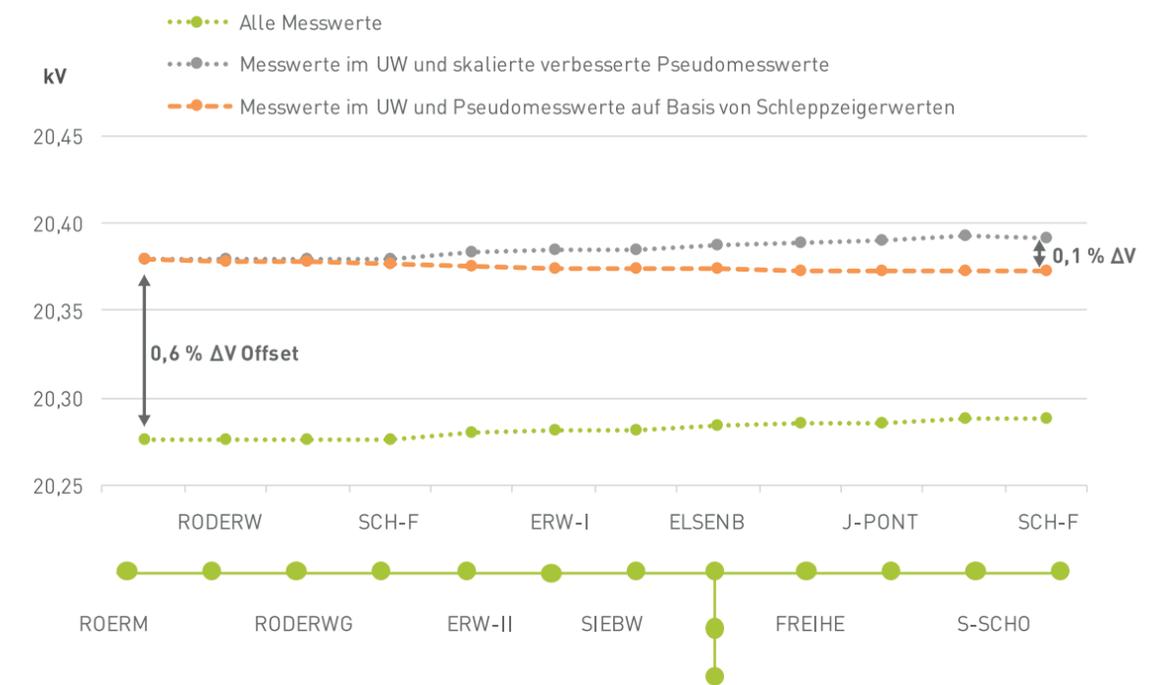


Abbildung 55: Ergebnisse der Zustandsschätzung mit unterschiedlichen Pseudomesswerten sowie realen Messwerten während des Testlaufes; IAEW

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.

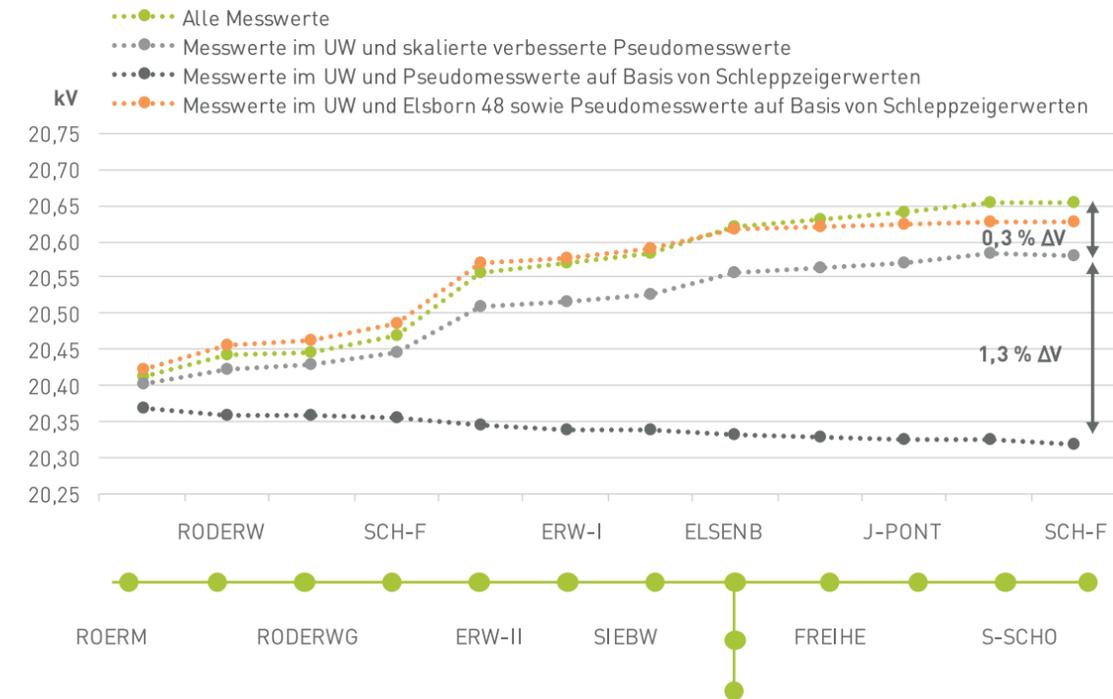


Abbildung 56: Simulierte Ergebnisse der Zustandsschätzung mit unterschiedlichen Pseudomesswerten sowie realen Messwerten für ein Netz mit um den Faktor zehn erhöhten Leitungslängen; IAEW

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



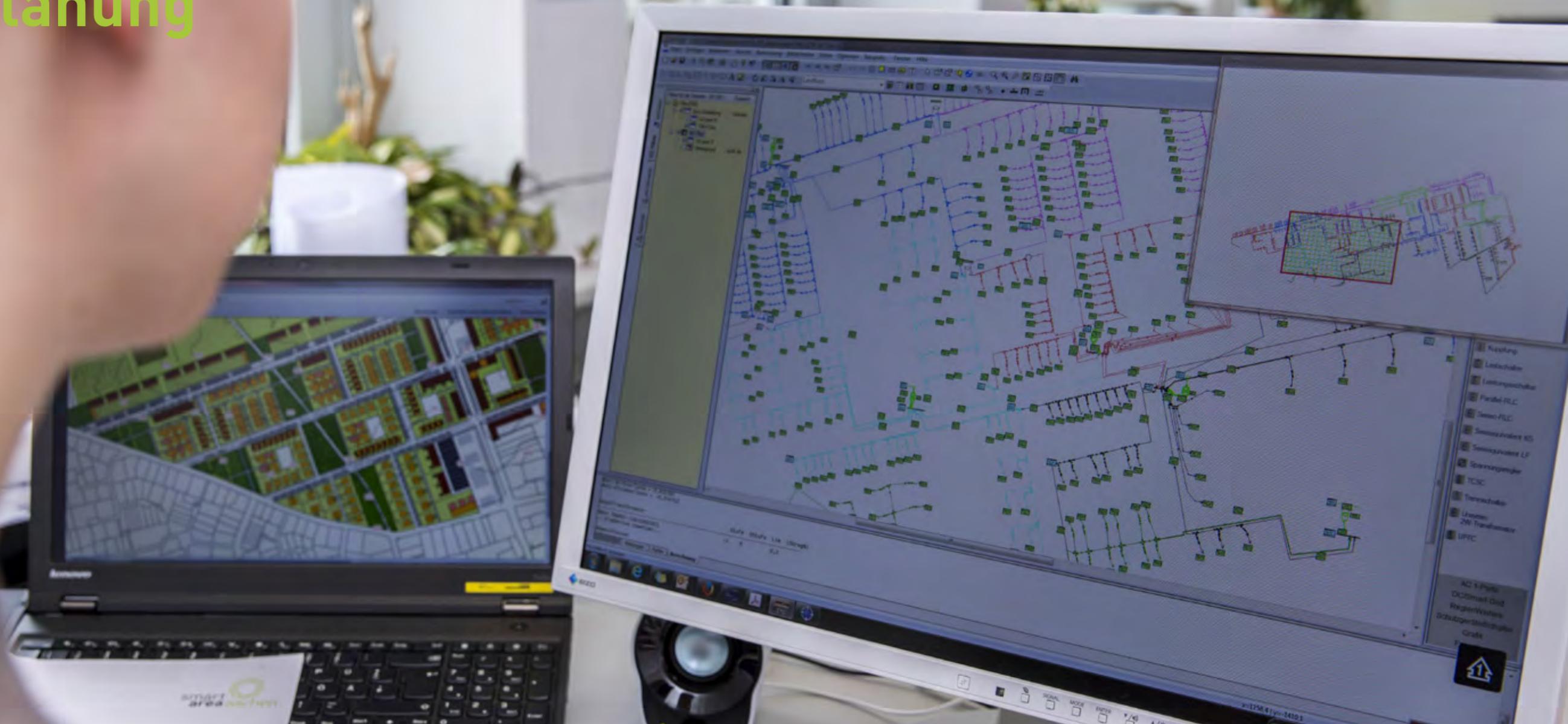


Abbildung 58: Netzberechnung

Bei der Planung von Mittel- und Niederspannungsnetzen (MS-/NS-Netzen) hat es sich bewährt, mit sogenannten Netzplanungsgrundsätzen (NEPLAG) zu arbeiten. NEPLAG sind verallgemeinerte Handlungsregeln, die den Aufwand in umfangreichen Einzelfallbetrachtungen der Netzplanung reduzieren und es gleichzeitig erlauben sollen, Netze innerhalb einer vordefinierten angestrebten Netzstruktur zu gestalten.

Bisher wurde bei der Formulierung der NEPLAG in MS- und NS-Ebene allein die Wirkung der Last in den Vordergrund gestellt. Heutige und zukünftige Verteilnetze stehen jedoch vor neuen Herausforderungen, da mehr und mehr erneuerbare Energien (Photovoltaik, Wind) eingespeist werden. Das bedeutet, Niederspannungskunden sind nicht mehr ausschließlich Verbraucher, sondern auch Erzeuger. Zudem ändert sich das Lastverhalten durch neuartige Verbrauchsgeräte (etwa Wärmepumpen, Elektromobilität). Diese versorgungsaufgabenbezogenen Veränderungen

führen zu neuartigen Last- und Erzeugungsprofilen und zu einer höheren Netzbelastung. Diese kann sich in Spannungsbandverletzungen oder Grenzstromüberschreitungen widerspiegeln und motiviert Netzausbaumaßnahmen. Für die Ermittlung der entsprechenden NEPLAG sind diese neuen Profile zu berücksichtigen. Für den Netzausbau steht neben konventionellen Betriebsmitteln (Verstärkung des Ortsnetztransformators [ONT]) oder dem Leitungsausbau zunehmend auch eine Vielzahl neuer Alternativen zur Verfügung, die im Folgenden als innovative Betriebs-

mittel (BM) bezeichnet werden. Hier sind z. B. zu nennen: der regelbare Ortsnetztransformator (rONT), andere spannungsregelnde Komponenten oder die netzorientierte Beeinflussung des Kundenverhaltens. Welche davon bei der Behebung des Netzausbaubedarfs zusätzlich verwendet werden können, ist zu erörtern.

## Ziele

Insgesamt wird die Aufgabe der Netzplanung komplexer. Hier setzt das Verbundprojekt „Netzplanung“ an. Sein Ziel ist, die bisherigen NEPLAG auf die neuartige Versorgungsaufgabe hin zu überarbeiten bzw. zu erweitern und dabei innovative Betriebsmittel zu erproben. Dabei ist die Beantwortung der Frage, ob angesichts der vielen Freiheitsgrade und Einflussfaktoren eine Formulierung von NEPLAG überhaupt noch gelingen kann, ein wesentliches Ziel. Dazu ging man nach der in Abbildung 59 dargestellten dreistufigen Gesamtmethodik vor.

Mit den erstellten neuen Last- und Erzeugungsprofilen können die zukünftigen Versorgungsaufgaben realer Ausschnitte des INFRAWEST-Netzes sowie synthetischer Testnetze verschiedener Gebietsmerkmale für verschiedene Szenarien modelliert werden. Ein neu entwickeltes Planungstool optimiert die Auswahl der Betriebsmittel, die zur Einhaltung der technischen Randbedingungen notwendig sind. Nach einer anschließenden Analyse der verschiedenen Planungsergebnisse werden die NEPLAG abgeleitet.

## Bei der Planung von Mittel- und Niederspannungsnetzen (MS-/NS-Netzen) hat es sich bewährt, mit sogenannten Netzplanungsgrundsätzen (NEPLAG) zu arbeiten.

## Arbeiten

### Definition und Auswahl der Netze

Die Definition und Auswahl repräsentativer Netze und Versorgungsaufgaben ist der erste Schritt der Gesamtmethodik. Für die Versorgungsaufgabe müssen Annahmen hinsichtlich der zukünftigen Entwicklung der Last und Einspeisung getroffen werden. Dazu wurden Modelle für eine Versorgungsaufgabe im Jahr 2030 (unterschieden nach einem durch die Einwohnerdichte bestimmten Gebietsmerkmal) erarbeitet. Um die Bandbreite an repräsentativen Netzen abzubilden, sind verschiedene Netztypen, auch anhand des Gebietsmerkmals unterschieden, berücksichtigt (Abbildung 60).

Die Kennzahl „Einwohner pro Fläche“ klassifiziert, ob es sich um ein ländliches, dörfliches oder städtisches Netz handelt. Mischformen gibt es ebenfalls und werden berücksichtigt. Ausgehend von einer deutschlandweiten, postleitzahlscharf aufgelösten Datengrundlage über Fläche, Einwohnerzahl, Wind- und PV-Einspeisung [1] wurden

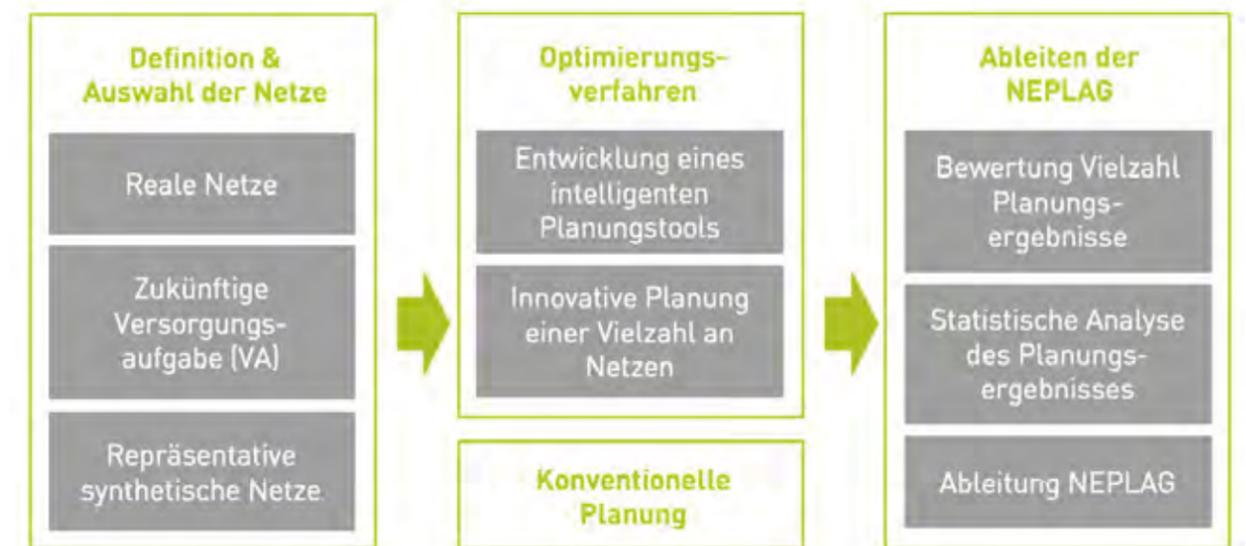


Abbildung 59: Gesamtmethodik FGH

zu jedem in obiger Abbildung dargestellten Gebietstyp ein oder mehrere Verteilnetztypen definiert. Eine Möglichkeit, ein repräsentatives PLZ-Gebiet des jeweiligen Gebietstyps aufzufinden, ist das sogenannte Clustering [2].

Für die konventionelle Netzplanung wurden bei der INFRAWEST anhand der Gebietsmerkmale verschiedene reale Netzgebiete mit unterschiedlichen Netztypen identifiziert und für die Planung mit der FGH ausgetauscht. Diese realen Netzgebiete spiegeln ein städtisches, ein vorstädtisches und ein gewerbliches Versorgungsgebiet wieder. Mit einem hohen Detaillierungsgrad (vom Mittelspannungsnetz bis zum Hausanschlusskasten) sind die jeweiligen Verteilnetze von INFRAWEST mit dem Netzberechnungsprogramm NEPLAN nachgebildet worden. Die angeschlossenen Verbraucher und Erzeuger wurden dabei analysiert, anhand der erarbeiteten Netzmodelle auf die Versorgungsaufgabe 2030 angepasst und jeweils einzelnen Hausanschlussknoten zugeordnet. Das umfangreiche

Netzberechnungsmodell ist die Grundlage für die Planung der realen Netze.

Repräsentative synthetische Netze wurden auf Basis der jeweiligen postleitzahlbezogenen Wind-/Photovoltaikeinspeisung sowie der Bevölkerungsdichte in den Strukturen der jeweiligen Gebietstypen mit den existierenden Einspeisungen und Verbrauchern aufgebaut. Die Entwicklung der zukünftigen Versorgungsaufgabe bis 2030 wurde in diesen synthetischen Netzen für die Lastprofile ebenfalls entsprechend berücksichtigt. Nachdem die Netzstruktur aufgebaut und der Verbrauch platziert worden ist, wird ein iterativer Zubau von Erzeugungsanlagen simuliert. Hierzu werden auf Basis von Verteilungsfunktionen die Technologie sowie die Anschlussspannungsebene (MS, NS) beschrieben, diese Parameter werden probabilistisch bestimmt. Anschließend wird aus einer weiteren, von diesen Parametern abhängigen Verteilungsfunktion die Anlagengröße gezogen. Nach jeder platzierten Erzeugungsanlage wird über eine komplexe Lastflussberechnung

nung ermittelt, ob Spannungsbandverletzungen oder Grenzstromüberschreitungen auftreten. Tritt die erste Grenzwertverletzung auf, ist die Netzanschlusskapazität ermittelt, die das Netz ohne Netzausbaumaßnahmen aufnehmen kann. Ausgehend von diesem Fall werden anschließend zwei Ausbauvarianten erzeugt, die 50 % bzw. 100 % mehr EE-Leistung enthalten als die Netzvariante ohne zusätzliche EE-Leistung. Dieses von der FGH entwickelte Vorgehen soll die große Bandbreite an möglichen zukünftigen Versorgungsaufgaben abbilden.

### Optimierungsproblem „Netzplanung“

Das Ziel der Netzplanung ist es, für ein zukünftiges Netz die Netzausbaumaßnahmen abzuleiten, die zur Einhaltung der technischen Randbedingungen notwendig und zugleich am wirtschaftlichsten sind. Alle für den Netzplanungsprozess relevanten Aspekte veranschaulicht Abbildung 61.

Durch den Zuwachs von Last oder Erzeugung können sich im zukünftigen Netz Strom- und Spannungsgrenzwertverletzungen einstellen. Eine maßgebende Anforderung an die Netzplanung ist die Einhaltung der technischen Randbedingungen.

### Analyse der technischen Randbedingungen

Die technischen Randbedingungen in Verteilnetzen umfassen Grenzwerte für Strom und Spannung. Diese stellen die Nebenbedingungen für das Optimierungsproblem dar und werden im Folgenden genauer beschrieben.

- Thermischer Grenzstrom

Der thermische Grenzstrom ist der maximale Strom, der durch das Betriebsmittel fließen kann, ohne dass dieses aufgrund von Überhitzungen beschädigt wird. [3]

- Spannungsband

In der MS- und NS-Ebene gilt die Norm DIN EN 50160. Diese gibt vor, dass die 10-Minuten-Mittelwerte der Spannung bei Endkunden um maximal  $\pm 10\%$  von der Nennspannung  $U_{\text{nenn}}$  (bzw. der vereinbarten Versorgungsspannung) der jeweiligen Spannungsebene abweichen darf. Im Rahmen des konventionellen Planungsprozesses (reale Netze der INFRAWEST) sind außerdem die BDEW-Mittelspannungsrichtlinie, die eine maximale Spannungsänderung durch Erzeugungsanlagen von 2 % vorgibt, sowie die VDE-Anwendungsregel AR-N-4105, die eine maximale Spannungsänderung durch Erzeugungsanlagen in einem NS-Netz von 3 % als zulässig definiert, zu berücksichtigen.

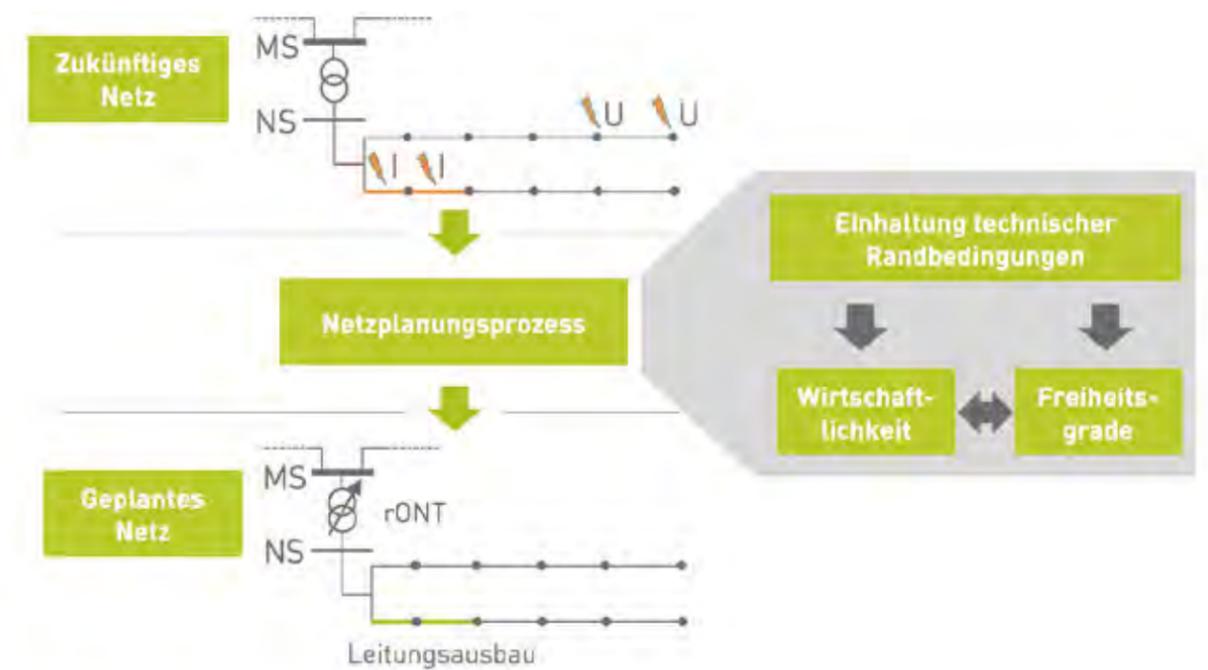


Abbildung 61: Netzplanungsprozess; FGH



Abbildung 60: Gebietsmerkmale verschiedener Netztypen; FGH

### Analyse der planerischen Freiheitsgrade

Zur Einhaltung der technischen Randbedingungen stehen dem Netzplaner verschiedene Freiheitsgrade zur Verfügung. Die technologische Entwicklung hat eine Vielzahl konventioneller und innovativer Handlungsoptionen zur Netzoptimierung in allen Spannungsebenen hervorgebracht. Die im Rahmen des Projekts als relevant identifizierten Handlungsoptionen sind in Abbildung 62 dargestellt.

Neben konventionellen und innovativen Primärbetriebsmitteln, wie z. B. Leitungen, rONTs oder Speichern, können auch betriebliche Maßnahmen getroffen werden, wie z. B. die Fahrweise einzelner Erzeuger (Einspeisemanagement [ESM]) oder Lasten (Demand-Side-Management [DSM]). Die in Abbildung 62 gezeigte Tabelle stellt dar, inwiefern die Maßnahmen einen Beitrag zur Einhaltung der technischen Randbedingungen leisten.

### Wirtschaftlichkeit

Die Nutzung dieser Freiheitsgrade ist für den Netzbetreiber mit unterschiedlichen Investitionen und operativen Kosten verbunden. Ziel der Netzplanung ist es, aus dem Kreis der technisch gültigen Netze das kostengünstigste zu identifizieren, um eine hohe Effizienz zu erreichen. Die Zielfunktion des vorliegenden Optimierungsproblems ist es, die Summe aus Investitionen und operativen Kosten möglichst gering zu halten. Hierbei wird eine technisch-wirtschaftliche Optimierung durchgeführt, was bedeutet, dass regulatorische Aspekte vernachlässigt und die kostentechnisch günstigste Netzkonfiguration ermittelt wird. Die Kosten für einzelne Freiheitsgrade werden in umfangreichen Analysen, Recherchen und im Austausch zwischen den Projektpartnern abgestimmt.

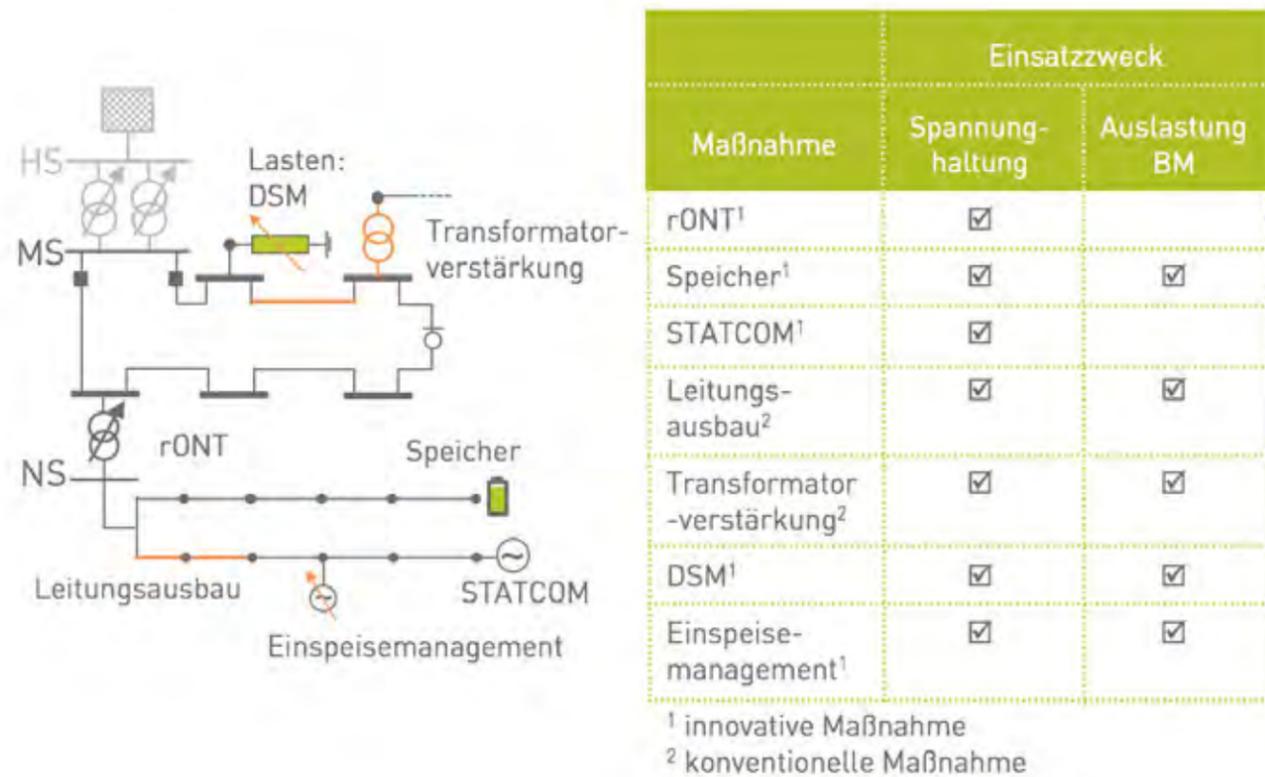


Abbildung 62: Projektrelevante Betriebsmittel und betriebliche Maßnahmen; FGH

### Auswahl des Optimierungsverfahrens

Die technischen Randbedingungen durch Ausnutzen der planerischen Freiheitsgrade einzuhalten und gleichzeitig die Kosten zu minimieren stellt ein Optimierungsproblem dar. Die in diesem Forschungsprojekt identifizierte hohe Anzahl an Freiheitsgraden durch die dargestellten innovativen Betriebsmittel und -konzepte erhöht die Komplexität des benötigten Optimierungsverfahrens. Daher hat die FGH im Rahmen des Projektes ein Optimierungsverfahren auf Basis eines genetischen Algorithmus zur Netzplanung entwickelt [4].

Die hohe Anzahl von Freiheitsgraden ergibt eine große Menge von Lösungen verschiedener Kosten-Betriebsmittel-Kombinationen. Jede Kombination stellt eine Menge an ganzzahligen Entscheidungen dar, etwa die, ob eine Leitung ausgebaut wird oder nicht. Neben der hohen Anzahl von Freiheitsgraden und der daraus resultierenden Menge

von möglichen Lösungen gibt es auch Wechselwirkungen zwischen den Wirkungsweisen der Betriebsmittel. Wie in Abbildung 63 exemplarisch gezeigt, kann es günstiger sein, statt Leitungsausbau einen rONT einzusetzen. Weiterhin existieren Wechselwirkungen zwischen dem Einsatz von Betriebsmitteln in der MS- und NS-Ebene. Diese Menge an möglichen Lösungen und besonders der Einfluss der Wechselwirkungen zwischen den Entscheidungen führen zu Anpassungen des Grundprinzips des genetischen Algorithmus, welche die Anforderungen des Optimierungsproblems berücksichtigen. Wie in Abbildung 63 gezeigt, findet der genetische Algorithmus eine günstigere Lösung als die Ausgangslösung, indem er eine ganzzahlige Entscheidung zufällig ändert. Die erwähnten Anpassungen steuern den Zufallsprozess, um die Lösungsfindung zu beschleunigen, dürfen aber gleichzeitig keine Lösung vordefinieren.

Diese Lösung wird im Anschluss als neue Ausgangslösung der nächsten Iteration des Optimierungsprozesses übergeben. Dieses Vorgehen wird so lange iterativ wiederholt, bis die günstigste Lösung gefunden ist. Das gesamte innovative Optimierungsverfahren konnte mit der konventionellen Netzplanung der INFRAWEST für die Versorgungsaufgabe 2030 anhand von zwei realen Netzen verglichen werden. Über die Planung der realen Netzgebiete konnte das innovative Planungsverfahren an die realen Bedingungen angepasst und verfeinert werden. Gleichzeitig verifiziert der Vergleich das Optimierungsverfahren.

### Analyse der Planungsergebnisse und Ableitung der NEPLAG

Im letzten Schritt der in Abbildung 59 gezeigten Gesamtmethodik werden die Planungsergebnisse analysiert, um NEPLAG abzuleiten. Über Einzelbetrachtungen konkreter Netzplanungsergebnisse wird der Betriebsmitteleinsatz ingenieurstechnisch analysiert, um daraus Schlussfolgerungen über die

Verwendungsmöglichkeiten innovativer Betriebsmittel zu ziehen und Erkenntnisse für die Formulierung der NEPLAG zu generieren. Um die hohe Anzahl an Netzplanungsergebnissen gleichzeitig untersuchen zu können, wird eine statistische Datenanalyse herangezogen, die sogenannte Diskriminanzanalyse [5]. Dabei werden Wirkungszusammenhänge zwischen netzbezogenen Parametern (etwa der Länge der Abgänge oder der angeschlossenen Anlagenleistung eines NS-Netzes) und den eingesetzten Betriebsmitteln ermittelt. Beispiel für einen NEPLAG wäre die Aussage, ab welcher Kombination aus Anschlussleistung und Länge der Abgänge ein rONT im NS-Netz eingesetzt werden kann.

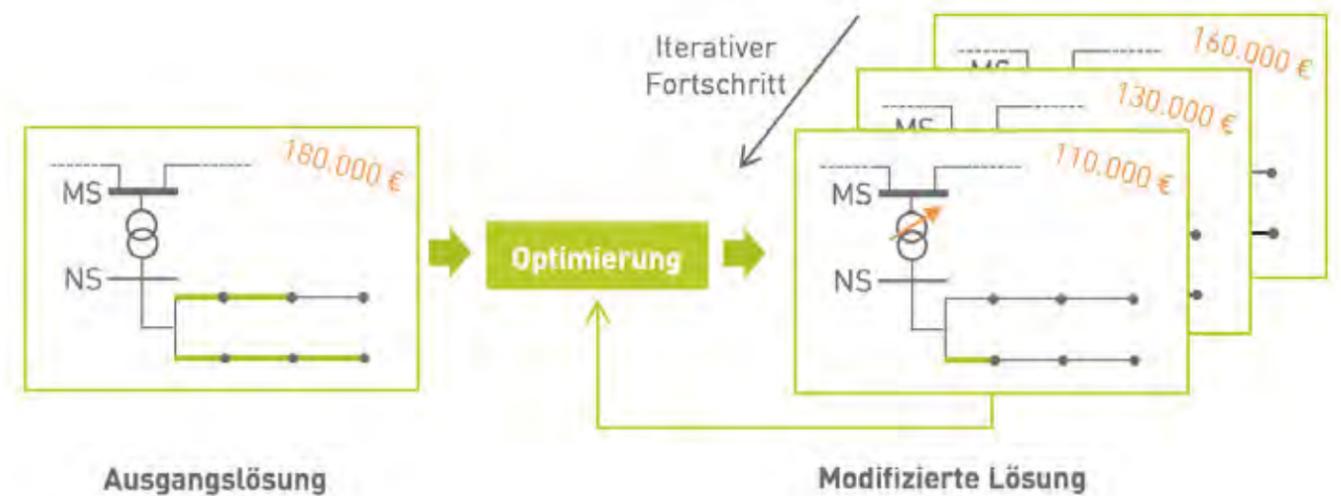


Abbildung 63: Schematischer Ablauf des Optimierungsverfahrens; FGH

# Ergebnisse

Wie bereits in der Ziele aufgeführt, werden die NEPLAG über die detaillierte Analyse der Netzplanungsergebnisse abgeleitet. In Abbildung 64 ist dazu das Untersuchungsprogramm veranschaulicht. Im ersten Schritt der Untersuchungen werden die Planungsergebnisse des konventionellen Planungsprozesses der INFRAWEST GmbH mit denen des innovativen Planungstools (FGH) verglichen. Diesen Untersuchungen liegen die realen Versorgungsaufgaben aus dem Netzgebiet der INFRAWEST zugrunde.

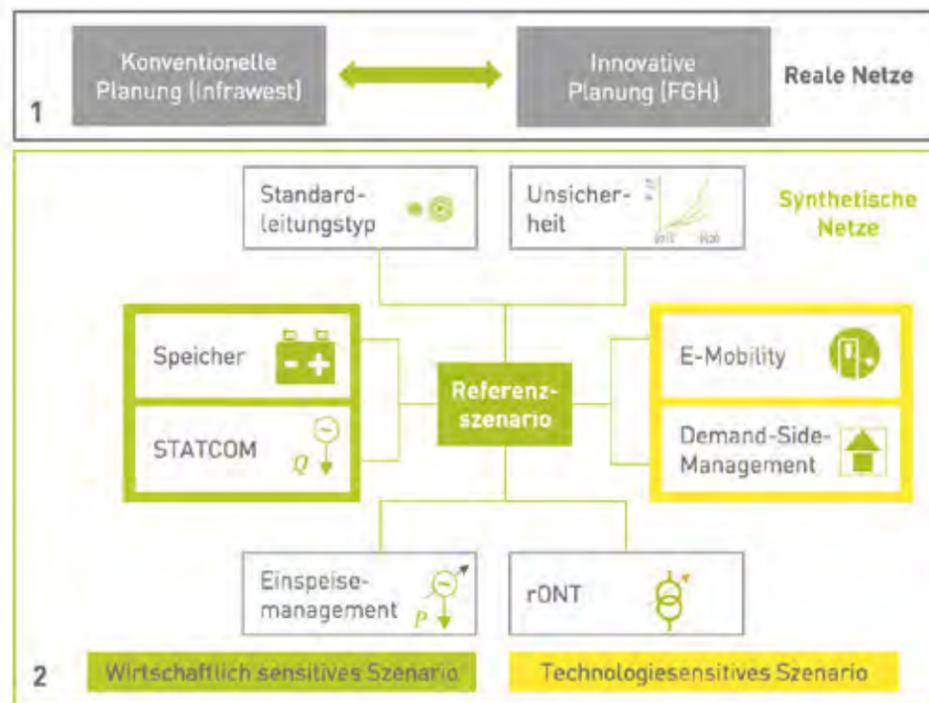


Abbildung 64: Untersuchungsprogramm; FGH

## Reale Netze

Das angestrebte Teilziel, konventionelle und innovative Planungsergebnisse der realen Netzausschnitte miteinander zu vergleichen, hat bereits in der Entwicklungsphase des Optimierungsprogramms zu einem engen Abstimmungsprozess zwischen der optimierenden Methodik und dem realen Netzplanungsprozess geführt. Der zum

Beispiel für den realen Netzplanungsprozess bedeutende Teilprozess, in dem simuliert wird, dass ein ONT ausfällt und anschließend das unterlagerte NS-Netz durch die benachbarten NS-Netze wiederversorgt wird, wurde in vereinfachter Form in die Modellierung des Optimierungsprozesses des entwickelten Verfahrens aufgenommen. Sowohl der konventionelle als auch der innovative Planungsprozess

haben ergeben, dass der Netzausbaubedarf des innerstädtischen Bestandsnetzes und auch des vorstädtischen Neubaugebiets wirtschaftlich mit konventionellen Betriebsmitteln behoben werden kann. Beide Planungsarten bringen einen ähnlichen Betriebsmittelaufwand hervor, der sich nur durch den leicht abgeänderten Ansatz der Ausfallsimulation begründen lässt. Folglich lässt sich auf Basis der Auswertung und des Vergleiches der Planungsergebnisse der realen Netzausschnitte folgender NEPLAG formulieren:

**IN STÄDTISCHEN VERTEILNETZEN IST DER STANDARDISIERTE EINSATZ INNOVATIVER BETRIEBSMITTEL ZU HEUTIGEN KOSTEN KEINE WIRTSCHAFTLICHE OPTION.**

Im Rahmen der Entwicklung der zukünftigen Versorgungsaufgabe der realen Netzbereiche und auch der synthetischen Netze wurde der steigende Anteil an Elektromobilität berücksichtigt. Um den durch Elektromobilität entstandenen Netzausbaubedarf zu decken, werden sowohl in den realen Netzen als auch in den synthetischen Netzen keine innovativen Betriebsmittel verwendet. Ursächlich dafür ist der Aspekt, dass zusätzliche Last durch Ladesäulen überwiegend Grenzstromüberschreitungen (vor allem von Transformatoren, aber auch von Kabeln) verursacht. Folglich lässt sich ein weiterer NEPLAG formulieren:

**DA ELEKTROMOBILITÄT HAUPTSÄCHLICH GRENZSTROMÜBERSCHREITUNGEN VERURSACHT, IST KONVENTIONELLER NETZAUSBAU IN DIESEM FALL DIE WIRTSCHAFTLICHSTE HANDLUNGSOPTION.**

## Synthetische Netze

Der zweite Schritt des in Abbildung 64 dargestellten Untersuchungsprogramms ist die Analyse der durch die FGH erstellten synthetischen Verteilnetze. Die Fragen des Referenzszenarios sowie der sieben Sensitivitätsuntersuchungen sind folgende:

- Referenzszenario: Welche konventionellen und innovativen Betriebsmittel werden relevant?
- DSM und Elektromobilität: Stellt DSM ein Werkzeug für die Netzplanung dar? Müssen die NEPLAG im Kontext der Elektromobilität angepasst werden?
- Speicher und STATCOM: Bei welchen Kosten werden diese kostenintensiven Betriebsmitteln relevant und wo und in welchen Netztypen werden Speicher bzw. STATCOMs eingesetzt?
- Standardleitungstyp: Sind mehrere Standardleitungstypen sinnvoll?
- Unsicherheit: Welchen Einfluss hat Unsicherheit auf die Robustheit der Netzplanung?
- Einspeisemanagement: Stellt Einspeisemanagement als betriebliche Maßnahme eine Alternative zu den innovativen Primärbetriebsmitteln dar?
- rONT: Wann ist der Einsatz eines regelbaren einem konventionellem ONT in Kombination mit Netzausbau vorzuziehen?

Die aufgelisteten Untersuchungen wurden auf 14 synthetische Netze angewendet mit insgesamt 610 NS-Netzen, wobei durch Variation der untersuchungsspezifischen Eingangsdaten ca. 450 einzelne Szenarien berechnet wurden. Im Folgenden wird die Bewertung der Sensitivitäten der Netzplanungsergebnisse sowie die anschließende Ableitung der NEPLAG ausgeführt. Dazu werden zunächst der Netzausbaubedarf bzw. die Grenzwertverletzungen der synthetischen NS-Netze aller untersuchten Versorgungsaufgaben gemäß Abbildung 65 herangezogen. Je städtischer ein NS-Netz ist, desto größer ist die Wahrscheinlichkeit, dass bei zukünftiger Versorgungsaufgabe der ONT überlastet ist. In städtischen Netzen werden in der Regel Transformatoren mit Nennleistungen von 630 kVA eingesetzt. Um das Auslastungsproblem zu lösen, muss hier ein weiterer oder ein größerer Transformator

eingesetzt werden. Ein rONT kann in diesem Fall nur eingesetzt werden, um eventuelle Spannungsgrenzwertverletzungen in diesen Netzen zu beheben, wenn Baugrößen oberhalb von 630 kVA vorhanden sind. Dieser Aspekt wird im Projekt aber nicht berücksichtigt. In ländlichen Netzen hingegen ist durch hohe Abgangslängen die Spannungsbandverletzung an Knoten der NS-Ebene der wesentliche Treiber für den Netzausbau. In 6 % dieser Netze stellen innovative Betriebsmittel die wirtschaftlichste Lösung zur Behebung des Netzausbaubedarfs dar und werden vom Planungstool eingesetzt. Beispielhaft sind in Abbildung 66 das Mengengerüst und die Gesamtkosten eines synthetischen ländlichen Netzgebietes, geplant mit innovativen und konventionellen Betriebsmitteln, dargestellt.

Der Vergleich der Planungsergebnisse zeigt, dass die hier eingesetzten rONTs den Leitungsausbau in der NS-Ebene deutlich reduzieren. Die annuitätischen Netzkosten des innovativen Planungsergebnisses dieser exemplarischen Versorgungsaufgabe und des Ausgangsnetzes sind etwa 14 % geringer als die Netzkosten des Planungsergebnisses mit konventionellen Betriebsmitteln (Abbildung 67).

Die eingesparten Kosten des Leitungsausbaus der MS-Ebene stellen dabei den größten Reduktionsfaktor dar. Eine Verwendung innovativer Betriebsmittel kann also eine wirtschaftlichere Lösung darstellen als eine rein auf konventionellen Betriebsmitteln basierte Planung. Als NEPLAG lässt sich daher ableiten:

**IN LÄNDLICHEN VERTEILUNGSNETZEN IST DER EINSATZ VON INNOVATIVEN BETRIEBSMITTELN (INSBESONDERE VON rONT) ALS WIRTSCHAFTLICHE OPTION ZU PRÜFEN.**

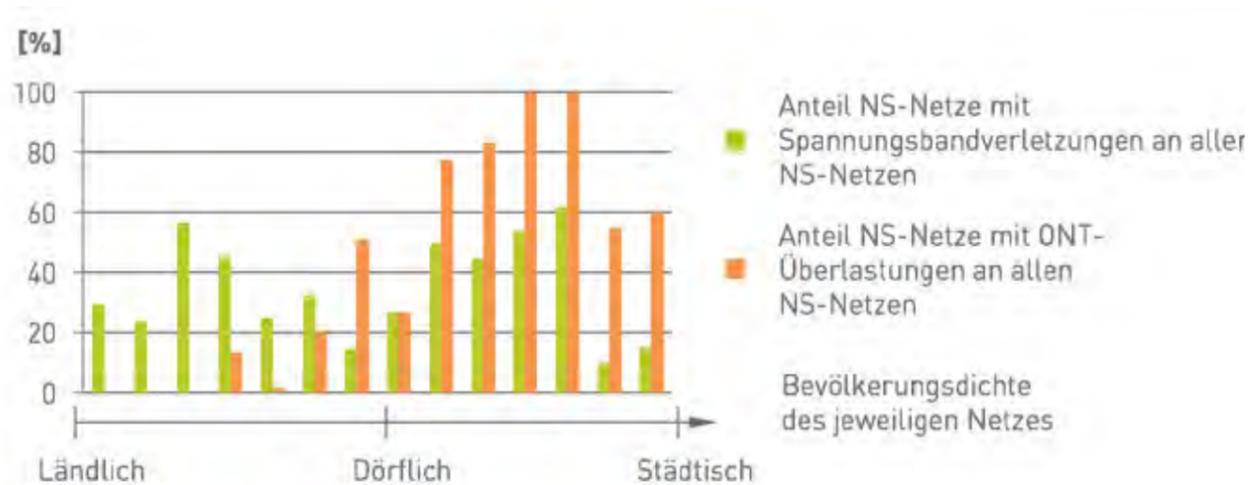


Abbildung 65: Grenzwertverletzungen der untersuchten Verteilnetze ohne Netzausbau; FGH

Planungsart	Eingesetzte Betriebsmittel						Kosten [€/a]
	rONT	STATCOM	Speicher	Ltg.-Ausbau MS [km]	Ltg.-Ausbau NS [km]	Verstärkter ONT	
innovativ	7	0	0	4.91	0.6	19	58117
konventionell	0	0	0	6.77	1.55	24	67257

Abbildung 66: Vergleich von Mengengerüst und Netzkosten von konventionellen und innovativen Betriebsmitteln; FGH

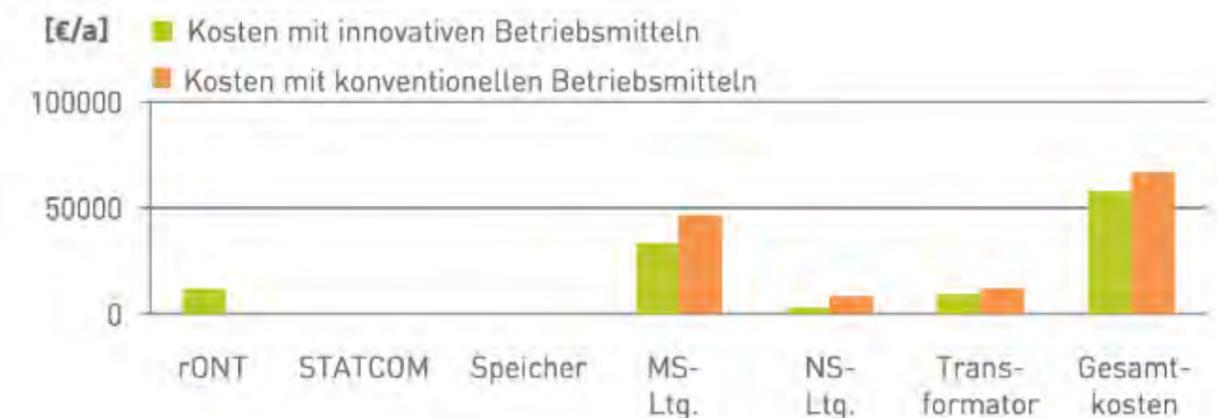


Abbildung 67: Betriebsmittelscharfer Kostenvergleich bei Einsatz von konventionellen oder innovativen Betriebsmitteln; FGH

### Betrachtung der Unsicherheit im Zubau der EE-Anlagenleistung

Auch die Unsicherheit in der Entwicklung von Last und Einspeisung von Versorgungsaufgaben wird im Rahmen einer Sensitivitätsuntersuchung behandelt. Dazu werden jeweils die in Kapitel Arbeiten beschriebenen Ausbauvarianten der Versorgungsaufgaben im Rahmen des Planungsverfahrens herangezogen. In Abbildung 68 sind die Kosten der jeweiligen Ausbauvariante von zwei exemplarischen ländlichen Verteilnetztypen, geplant mit innovativen und konventionellen Betriebsmitteln, gegenübergestellt.

Bei beiden Versorgungsaufgaben ist zu erkennen, dass in der Ausbauvariante mit 50 % zusätzlicher EE-Leistung (bezogen auf das Ist-Netz) die Kosten der beiden Planungen nahezu identisch sind. Wird die 100-Prozent-Variante betrachtet, liegen die Kosten des innovativen Planungsergebnisses aber unter denen des mit konventionellen Betriebsmitteln erreichten Ergebnisses. Die Betrachtung der Unsicherheit über den Zubau der EE-Anlagenleistung zeigt, dass die Wahl der Betriebsmittel einen Einfluss auf die zukünftige Wirtschaftlichkeit hat. Bei hoher Unsicherheit über den Anlagenzubau ist das betroffene Verteilnetz frühzeitig zu analysieren und

die Planung durch mehrere Szenarien abzusichern. Dabei kann sich, wie in Abbildung 68 dargestellt, der kostensparende Effekt der innovativen Betriebsmittel in einzelnen Szenarien zeigen. Dies konnte in mehreren ländlichen Versorgungsaufgaben festgestellt werden.

Die im Rahmen der anderen Sensitivitätsuntersuchungen abgeleiteten NEPLAG sind in der folgenden Abbildung 69 dargestellt.

**BEI HOHEN UNSICHERHEITEN HINSICHTLICH DES ZUKÜNFTIGEN ZUBAUS DER EE-ANLAGENLEISTUNG KÖNNEN INNOVATIVE BETRIEBSMITTEL EINE WIRTSCHAFTLICHE LÖSUNG SEIN.**

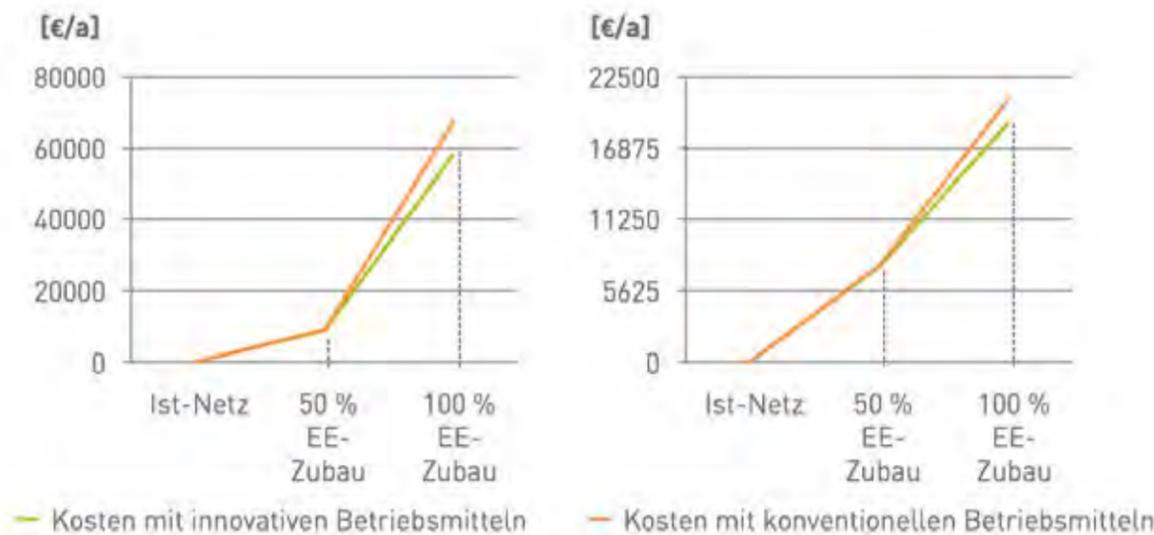


Abbildung 68: Netzkosten in verschiedenen Ausbaustufen ländlicher Versorgungsaufgaben; FGH

Untersuchungsart	Abgeleiteter NEPLAG
Standardleitungstyp	Die Auswahl von einem Standardleitungstypen ist sinnvoll
STATCOM	Bei aktueller Kostensituation ist der Einsatz von STATCOMs nicht wirtschaftlich
Speicher	Bei aktueller Kostensituation ist der Einsatz von Netzspeichern ohne zusätzliche Vermarktung nicht wirtschaftlich
DSM	In städtischen Netzen reduziert DSM bei flächendeckendem Einsatz den Netzausbau
Einspeisemanagement	Die Einführung von Einspeisemanagement reduziert Netzausbau
Referenzszenario	Bei jedem spannungsbedingten Netzausbau ist der Einsatz eines rONT zu prüfen
Referenzszenario	Der rONT kann auch MS-Netzausbau substituieren

Abbildung 69: Zusammenfassung weiterer abgeleiteter NEPLAG; FGH

## Zusammenfassung

Aufgrund der hohen Anzahl innovativer Netzbetriebsmittel und -konzepte steigt auch die Anzahl der Freiheitsgrade in der Netzplanung stark an. Zudem müssen die Netze für eine neuartige Versorgungsaufgabe geplant werden. Dadurch ist der Prozess der Netzplanung deutlich komplexer geworden und wird zukünftig noch komplexer werden. Aus diesem Grund können die in der Netzplanung verwendeten klassischen Netzplanungsgrundsätze (NEPLAG), die den Netzplaner bei seinen Aufgaben unterstützen, in ihrer jetzigen Form nicht mehr verwendet werden, sondern müssen weiterentwickelt werden. Daher war es das Ziel dieses Projekts, NEPLAG zu erarbeiten, die innovative Betriebsmittel und -konzepte in der Netzplanung berücksichtigen.

Dafür wurden reale und synthetisch generierte Mittel- und Niederspannungsnetze unter Berücksichtigung der innovativen Netzbetriebsmittel und -konzepte geplant und die Planungsergebnisse einem mit konventionellen Betriebsmitteln geplanten Netzentwurf gegenübergestellt. Die Ergebnisse wurden durch ein neu entwickeltes rechnergestütztes kombinatorisches Optimierungsverfahren generiert und durch Netzentwürfe erfahrener Netzplaner ergänzt. Basierend auf diesen umfänglichen Netzplanungsergebnissen wurden die bestehenden NEPLAG überprüft, überarbeitet und erweitert. Die Ergebnisse geben Hinweise, wie zukünftig NEPLAG für Verteilnetze formuliert werden können.

Die Planungsergebnisse zeigen, dass innovative Betriebsmittel eine wirtschaftliche Option zu konventionellem Netzausbau darstellen. Vor allem in ländlichen Netzen können dadurch Kosten eingespart werden. In städtischen Netzen hingegen ist der konventionelle Netzausbau meistens die wirtschaftlichste Handlungsoption. Es konnte abgeleitet werden, dass einige der untersuchten Betriebsmittel erst bei deutlicher Kostenreduktion in der Netzplanung berücksichtigt werden sollten. Auf Basis der Planungsergebnisse wurden 10 NEPLAG für innovative Betriebsmittel und -konzepte formuliert.

Die Ergebnisse zeigen außerdem, dass NEPLAG aufgrund

der zukünftigen Vielzahl möglicher Handlungsoptionen in der Netzplanung nicht mehr als klare Wenn-dann-Regeln formuliert werden können. Die Wechselwirkungen zwischen konventionellen und innovativen Lösungen, die Unsicherheit der zukünftigen Entwicklung der Versorgungsaufgabe sowie die Vielzahl an weiteren Einflussfaktoren (etwa die historische Netzentwicklung) erhöhen die Komplexität in der Netzplanung so stark, dass zukünftig vermehrt Einzelfallprüfungen notwendig werden. Damit geben die NEPLAG zukünftig keine direkte Auswahl oder kein Vorgehen mehr vor, sondern formulieren vielmehr mögliche Handlungsoptionen und notwendige Prüfungen.

---

**Damit geben die NEPLAG zukünftig keine direkte Auswahl oder kein Vorgehen mehr vor, sondern formulieren vielmehr mögliche Handlungsoptionen und notwendige Prüfungen.**

---



Abbildung 70: Konzeption Neubaugebiet mit Wärmepumpen

### Literaturverzeichnis

- [1] Anlagenregister nach § 6 EEG, [www.bundesnetzagentur.de/anlagenregister](http://www.bundesnetzagentur.de/anlagenregister)
- [2] Hastie, Trevor; Tibshirani, Robert: "The Elements of Statistical Learning" (2nd ed.), 2009
- [3] Heuck, Dettmann Schulz: „Elektrische Energieversorgung“, 8. Auflage, Vieweg + Teubner Verlag, Hamburg, 2010
- [4] J. Ziegeldorf, S. Patzack, M. Hoven, H. Vennegeerts, A. Moser, R. Frings, 2015, „Innovative Plan-ning Tool for Deriving New Rules for Network Planning“, CIRED, 2015, Lyon
- [5] L. Fahrmeir, A. Hamerle, G. Tutz (Hrsg.), „Multivariate statistische Verfahren“, Berlin, New York, 1996



Abbildung 71: Thermografiemessung am NS-Gerüst

Mit der Energiewende verändern sich die Anforderungen, die an Verteilungsnetze gestellt werden. Um diesen gerecht zu werden, sind kontinuierlich neuartige Komponenten zu installieren, wie z. B. regelbare Ortsnetztransformatoren, Längsregler, Mess- und Kommunikationstechnik.

Dem Mehrwert für den Betrieb künftiger Verteilungsnetze steht jedoch die Gefahr gegenüber, dass die Versorgungszuverlässigkeit sinkt. Denn bislang verfügt man über keine Erfahrung mit derartigen Betriebsmitteln in Verteilungsnetzen. Die geänderten Rahmenbedingungen verlangen, konventionelle Instandhaltungsstrategien

anzupassen. Gleichzeitig fordert die Regulierung eine kostengünstige Instandhaltung bei gleichzeitig hoher Versorgungsqualität. Die zustandsbasierte Instandhaltung verspricht eine hohe Zuverlässigkeit des Netzbetriebs bei gleichzeitig niedrigen Betriebskosten, da Instandhaltungsmaßnahmen nur

durchgeführt werden, wenn der individuelle Betriebsmittelzustand dies erfordert. Gleichzeitig stellen Messdaten aus zukünftigen Verteilungsnetzen kontinuierlich Informationen über den aktuellen Netzzustand und die Auslastung der Betriebsmittel bereit. Diese Informationen haben neben betrieblichen Vorteilen auch das Potenzial, einen zusätzlichen Mehrwert für die Zustandsbewertung zu generieren.

Das Institut für Hochspannungstechnik der RWTH Aachen entwickelt im Rahmen des Projekts wissenschaftliche Ansätze, wie die Zustandsbewertung konventioneller und neuartiger Betriebsmittel in zukünftigen Verteilungsnetzen optimiert und dynamische Messdaten eingebunden

werden können.

Als erfahrener Dienstleistungsanbieter rund um den Betrieb und die Instandhaltung elektrischer Netze unterstützt die SAG GmbH die Projektpartner bei der Umsetzung wissenschaftlicher Lösungsansätze für den Netzbetrieb und bringt ihre Erfahrungen aus dem Instandhaltungsbereich ein.

Die STAWAG unterstützt die Entwicklung neuer Ansätze aus Anwendungssicht und stellt ein Pilotgebiet bereit, in dem neue Instandhaltungsstrategien umgesetzt und entsprechende Messdaten aufgenommen sowie Bewertungsprozesse erprobt werden können.

## Ziele

Ziel des Verbundvorhabens ist, die Instandhaltung zukünftiger Verteilungsnetze zu optimieren, indem man die Bewertungsverfahren und die Nutzung zukünftig verfügbarer Informationen optimiert.

Konventionelle Bewertungsansätze sollen innerhalb des Projekts weiterentwickelt und innovative Verfahren umgesetzt werden, um die Zustandsbewertung von Betriebsmitteln als Planungsgrundlage für Instandhaltungsmaßnahmen weiterzuentwickeln.

Es wird analysiert, wie Belastungen die Alterung von Betriebsmitteln beeinflussen. Auf Grundlage dieser Analyse wird die Messtechnik für einen Feldversuch ausgewählt und installiert. Installiert werden neben Sensoren weitere zustandsrelevante Elemente als Erweiterung zukünftiger zustandsbewertender Messtechnik.

Informationen aus Messdaten sollen für die Instandhaltungsplanung verdichtet und in die entwickelten Bewertungsverfahren integriert werden.

Des Weiteren wird im Rahmen des Feldversuchs analysiert, ob Prognosen des zukünftigen Anlagenzustands durch die Messdaten verbessert werden können. Abschließend erfolgt ein Benchmark der entwickelten Verfahren. Dafür wird untersucht, welche Vorteile die Einbindung von Messdaten bietet und ob zusätzliche instandhaltungsrelevante Sensoren einen Mehrwert generieren können. Zudem wird geprüft, ob die weiterentwickelten konventionellen und innovativen Bewertungsmethoden Vorteile in der Instandhaltungsplanung bieten.

## Arbeiten

### Anforderungen an Zustandsbewertungsverfahren

Bewertet wird der technische Anlagenzustand anhand ausgewählter Indikatoren, die bei Inspektionen erfasst und mit einem Zustandsbewertungsverfahren zu einem Zustandswert aggregiert werden. Anforderungen an Indikatoren und Expertensysteme in der Zustandsbewertung sind in Abbildung 72 dargestellt. Geeignete Indikatoren sind solche, die eindeutige Aussagen über den Anlagezustand erlauben. In gleichen Situationen soll der Indikator eindeutig bestimmbar sein. Gerade bei Instandhaltungsprotokollen ist sicherzustellen, dass die Bewertung eines Indikators seitens des Instandhaltungspersonals definierten Regeln folgt und zu gleichen Ergebnissen führt. Diese können z. B. binär sein oder eine definierte Anzahl von Werten annehmen. Des Weiteren muss der Wert des Indikators unter gegebenen Einsatzbedingungen zuverlässig erfasst werden können [Kro11]. Neben der korrekten Funktion der benötigten Messtechnik betrifft dies auch die

Zugänglichkeit von Komponenten. Gemessen an Personalaufwand, notwendiger Messtechnik und Betriebsmittelwert müssen die Werte außerdem angemessen sein.

Indikatoren durch ein Bewertungsverfahren zu aggregieren erfordert Flexibilität im Umgang mit verschiedenen aufgelösten Werten. Neben binären können quantisierte und kontinuierliche Werte vorliegen. Die unterschiedlich skalierten Indikatoren werden zu einem Zustandswert aggregiert. Auch die Aktualität der Informationen kann unterschiedlich sein, da nicht alle Indikatoren gleichzeitig erfasst werden. Der Praxiseinsatz erfordert darüber hinaus Transparenz und Übersichtlichkeit bei der Generierung von Ergebnissen. Eine Zustandsbewertung sollte außerdem die unterschiedliche Aussagekraft von Indikatoren berücksichtigen. Widersprüchliche Hinweise auf Schäden (z. B. von unterschiedlichen Sensoren) sollen dennoch zu einem konsistenten Ergebnis führen. Ähnliche Eingangsdaten sollen zu ähnlichen Zustandswerten führen, sodass sprunghafte

Anstiege des Zustands und vor allem Verbesserungen des Zustandswerts bei Verschlechterung des Wertes eines Indikators nicht auftreten.

Expertensysteme erfüllen nicht zwangsläufig alle Anforderungen. Deshalb orientiert sich die Auswahl der Bewertungsmethode an den spezifischen Erfordernissen des Anwendungsfalls.



Abbildung 72: Anforderungen an Zustandsbewertungsverfahren; IFHT

### Zustandserfassung im Feld

Als Basis der zustandsbasierten Instandhaltung wird das Produkt iNA, der „Informationsdienst für Netze und Anlagen“, eingesetzt, der eine umfassende Dokumentation des Anlagenzustands mittels Tablet-Computer und Messtechnik für die Zustandsbewertung erlaubt. Die digitale Schnittstelle zu überlagerten Asset-Management-Prozessen ermöglicht es, den Anlagenzustand direkt zu bewerten, um Handlungsentscheidungen abzuleiten. Im Rahmen des Forschungsprojekts wird die iNA-Systematik um die Komponenten von Informations- und Kommunikationstechnik erweitert, um anschließend die Bewertungssystematik noch weiter zu optimieren und zudem geeignete Messverfahren zur Zustandsbewertung intelligenter Betriebsmittel zu integrieren. Gerade für IKT, deren Zustand durch reine Sichtkontrollen schwierig erfasst werden kann, versprechen Diagnoseverfahren einen Mehrwert. Die digitalen Inspektionsprotokolle für Mittelspannungs-Ortsnetzstationen enthalten ca. 70 Protokollpunkte, bei denen jeweils Noten von 1 bis 4 für Inspektionsprotokollpunkte vergeben werden, um den Zustand einer Komponente zu beschreiben. Unterteilt werden die Stationen in ihre sechs Hauptkomponenten „Außenanlage“,

„Innenraum“, „Mittelspannungsschaltanlage“, „Niederspannungsschaltanlage“, „Transformator“ und „Zubehör“. Damit die Erfassung der Zustände möglichst objektiv und transparent erfolgt, wird Schadens- und Bilderkatalog eingesetzt (siehe Abbildung 73 linker Bildschirm). Darüber hinaus kommen einfache und schnelle Messmethoden wie Thermografie, Erdschleifenmessung und Teilentladungsdetektion zum Einsatz. Die Kombination aus objektivierter Zustandserfassung und dem Einsatz von Messtechnik bietet letztlich eine valide Basis für die Entscheidungen in Betrieb und Asset-Management.

### Klassische Zustandsbewertungsverfahren

Das ABC-Verfahren teilt die Betriebsmittel in Klassen ein, die eine unterschiedliche Priorität für die Instandhaltung aufweisen. Zur Einteilung wird ein Kriterium verwendet, das die Betriebsmittel aufgrund von Stammdaten, z. B. Alter oder Bauart, oder vorliegenden Schäden kategorisiert (siehe Abbildung\_74)



Abbildung 73: Mobile Zustandserfassung mit Tablet-PC; SAG

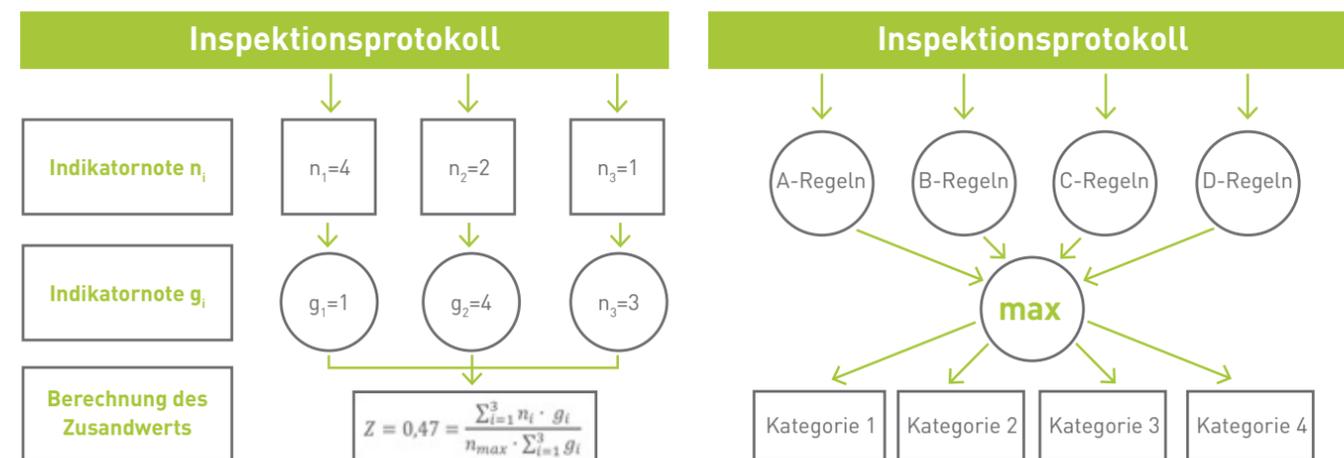


Abbildung 74: Übersicht ABC-Verfahren (links) und gewichtete Summenbildung (rechts); IFHT

Ein alternatives Zustandsbewertungsverfahren ist die gewichtete Summenbildung, bei der Inspektionsprotokollpunkte einzeln bewertet und durch eine gewichtete Summation zu einem Zustandswert aggregiert werden (siehe Abbildung 74 rechts). Gewichtet werden die Indikatoren in der Praxis durch Instandhaltungspersonal, um die unterschiedliche Wichtigkeit der Indikatoren zu berücksichtigen. Da die menschliche Fähigkeit, rationale Urteile bei der Wahl von Alternativen zu treffen, auf eine Anzahl von fünf bis neun Alternativen beschränkt ist, sind Menschen mit der Gewichtung von mehr Indikatoren kognitiv überfordert.

Bei dem ABC-Verfahren wird z. B. die Anzahl betroffener Kunden im Fehlerfall zur Parametrierung des Verfahrens verwendet. Eine Störung der Mittelspannungsschaltanlage betrifft z. B. den gesamten Mittelspannungsring. Protokollpunkte dieser Komponente werden in Kategorie 3 eingeordnet. Nachfolgend werden Transformatorschäden in Kategorie 2 und Schäden der Niederspannungsschaltanlage in Kategorie 1 eingeordnet, da diese eine geringere Kundenanzahl betreffen. Besonders kritische Schäden, z. B. der Zugang zur Ortsnetzstation (ONS), werden in Kategorie 4 eingeordnet, die eine unmittelbare Handlung veranlasst. Der Gesamtzustand der ONS entspricht der höchsten Kategorie, in der mindestens ein Schaden vorliegt.

Um mehr als neun Indikatoren für die Anwendung der

gewichteten Summenbildung zu gewichten, kann der „Analytic Hierarchy Process“ (AHP), ein Verfahren aus der multikriteriellen Entscheidungslehre, herangezogen werden. Mittels des AHP werden in drei Schritten systematisch relative Prioritäten von Alternativen bestimmt, die für die Gewichtung von Indikatoren verwendet werden können. Der AHP gestattet es, mehr als ein Kriterium zur Bewertung der Wichtigkeit eines Indikators zu definieren. Aufgrund des Einflusses auf die Versorgungszuverlässigkeit werden als relevante Kriterien die Schadens- und Störungshäufigkeit und die Funktionsbeeinträchtigung im Störfall ausgewählt. Zusätzlich wird aufgrund des Einflusses auf die Wiederversorgungsdauer die Reparaturdauer im Störfall aufgenommen. Des Weiteren werden die besondere Dringlichkeit der Schadensbehebung und die betroffene Kundenanzahl im Fehlerfall berücksichtigt. Zur Sicherstellung der Objektivität werden mittlere Schadens- und Störungsdaten Statistiken entnommen. Reparaturdauern und besonderer Dringlichkeit entsprechen Einschätzungen eines Netzbetreibers.

Neben der Anwendung objektiver Kriterien ermöglicht der AHP die automatisierte Generierung von Gewichten in Abhängigkeit von der Stationsbauart. So wird Verschmutzung bei luftisolierten im Vergleich zu SF6-isolierten Schaltanlagen mit höherer Wichtigkeit bewertet, da Verschmutzung bei luftisolierten zu Störlichtbögen führen kann.

### Innovative Zustandsbewertungsverfahren

Als innovative Bewertungsverfahren werden Zustandsbewertungsverfahren auf Basis der Evidenztheorie und der Fuzzylogik entwickelt, die im Folgenden vorgestellt werden.

Die Fuzzylogik ist eine mathematische Theorie, die zur Abbildung von Entscheidungssituationen verwendet wird, wenn sich diese an menschlicher Logik orientieren. Auf Basis der Fuzzy-Mengenlehre, einer Erweiterung der klassischen Mengenlehre, können unscharfe Sachverhalte in einem Fuzzy-Expertensystem abgebildet und zu einer Gesamtaussage kombiniert werden. Die Kombination basiert auf einer Wissensbasis, die von Experten in Form von sprachlichen Regeln bereitgestellt wird. Dementsprechend ist die Wissensbasis mit subjektivem Wissen behaftet, das mit klassischer Mathematik nicht abgebildet werden kann. Die Fuzzylogik ist ein Instrument, um vage oder unpräzise Aussagen mathematisch abzubilden und zu einer Gesamtaussage zusammenzuführen. Eine exemplarische Darstellung der Anwendung zur Zustandsbewertung von Ortsnetzstationen ist in Abbildung 75 dargestellt.

Zu Beginn wird ein numerischer Indikator, in diesem Beispiel der visuell erfasste Zustand, als Note Fuzzy-Mengen zugeordnet. Der angenommene Wert gehört mit einer Zugehörigkeit von 0,8 zur Fuzzy-Menge „In Ordnung“, außerdem mit der Zugehörigkeit 0,2 zur Fuzzy-Menge „Langfristige Mängelbeseitigung“. Der Übergang zwischen den Mengen ist fließend. Durch die gleichzeitige Zugehörigkeit des Indikators zu beiden Fuzzy-Mengen kann eine realitätsnahe Abbildung erreicht werden, da eine scharfe Grenze nicht angegeben werden kann. Anschließend werden Indikatoren durch Regeln in Wenn-dann-Form zu einem Ausgangswert verknüpft. In diesem Fall werden Regeln für die Verknüpfung der Indikatoren Kabel und Endverschluss angewendet. In Abbildung 75 werden zwei Regeln aktiviert, da das Kabel auf zwei Fuzzy-Mengen abgebildet wird. Die zwei Regeln führen zur Annahme der Fuzzy-Mengen „Keine Handlung“ und „Gruppe 0“ als Ausgangswert mit unterschiedlicher Zugehörigkeit. Zur Rücktransformation in einen numerischen Ausgangswert, in diesem Fall dem Zustandswert, wird eine entwickelte Methode verwendet, die die höchste angenommene Gruppe und den Gesamtzustand der Station berücksichtigt.

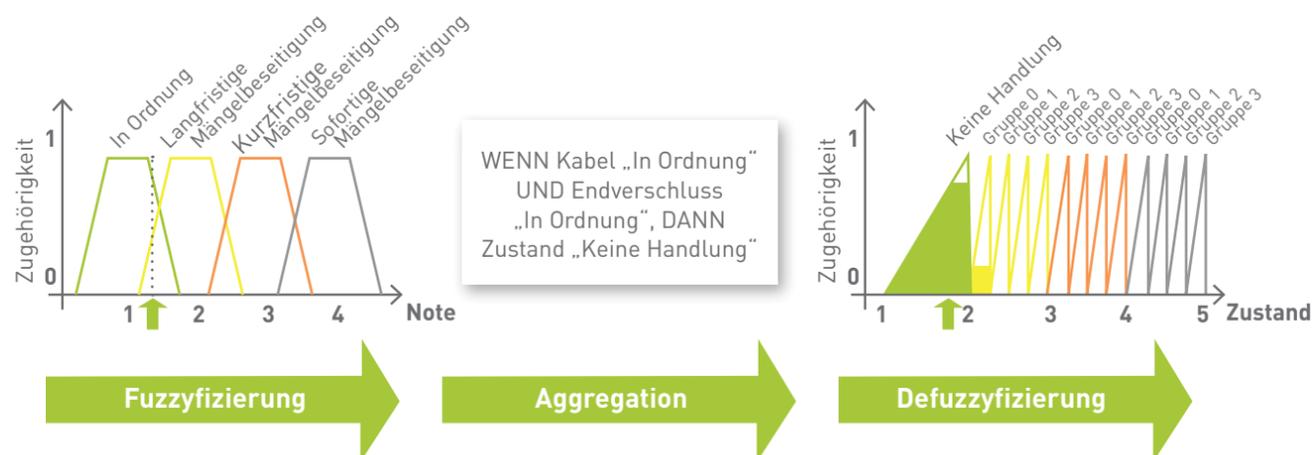


Abbildung 75: Schematische Darstellung der Fuzzylogik; IFHT

### Evidenztheorie

Die Evidenztheorie ist eine mathematische Theorie, die es erlaubt, Hinweise, die mit Wahrscheinlichkeiten und Unsicherheiten behaftet sind, zu einer konsistenten Gesamtaussage zu kombinieren. Sie kann als eine Verallgemeinerung der Bayes'schen Wahrscheinlichkeitsrechnung verstanden werden, die neben den Wahrscheinlichkeiten für und gegen ein Ereignis die Unsicherheit als eigene Komponente berücksichtigt [1]. Entgegen der Bays'schen Wahrscheinlichkeitstheorie sind innerhalb der Evidenztheorie der Glaubens- und der Plausibilitätsgrad als zwei Maße für die Wahrscheinlichkeit eines Ereignisses definiert. Abbildung 76 zeigt einen Vergleich der beiden Theorien für die Diagnose eines Betriebsmittels. In beiden Fällen können die Ereignisse „Handlungsbedarf“ oder „In Ordnung“ eintreten, deren Wahrscheinlichkeit dargestellt ist. Der Glaubensgrad gibt an, in welchem Maß die Hinweise für das Vorliegen des Ereignisses sprechen, während der Plausibilitätsgrad angibt, in welchem Maß die Hinweise nicht gegen das Ereignis sprechen. So ist es möglich, Hinweise aus unterschiedlichen Quellen zu kombinieren und deren Glaubwürdigkeit implizit zu berücksichtigen. Die Werte für den Glaubensgrad und die Ungewissheit werden als Massezahlen bezeichnet. Ihre Summe ergibt entsprechend der Bays'schen Wahrscheinlichkeit 1 [2].

Die Wahl der Massezahlen für Noten von Indikatoren ist in Abbildung 77 dargestellt. Bei der Note 1 wird ein Glaubensgrad für den Zustand „In Ordnung“ angenommen, dessen Wert um eine Ungewissheit verringert ist, die die Ungenauigkeit bei der Erfassung während einer Inspektion berücksichtigt.

Für eine höhere Notenstufe ist der Glaubensgrad „In Ordnung“ null, da ein Schaden vorliegt, sodass nicht von dem Zustand „In Ordnung“ ausgegangen werden kann. Der Glaubensgrad „Handlungsbedarf“ wird mit jeder Note erhöht. Bei der Note 4 nimmt dieser aufgrund des kurzfristigen Handlungsbedarfs den Wert 1 an. Bei der Entwicklung von Massezahlen wird zwischen linearem und exponentiellem Anstieg der Glaubensgrads „Handlungsbedarf“ unterschieden. Indikatoren, bei denen aufgrund des zugrunde liegenden Alterungsvorgangs ein selbstverstärkender Effekt erwartet wird, werden mit einem exponentiellen Anstieg modelliert, da die Alterungsgeschwindigkeit schneller ist, sodass Instandhaltungsbedarf früher vorliegt.

Werden zeitlich versetzt eintretende Indikatoren zu Diagnosen kombiniert, können Informationen altern und ihre Unsicherheit kann sich damit erhöhen. Dabei ist zu beachten, dass nur der Glaubensgrad für den Zustand „In Ordnung“ sinkt, da Handlungsbedarf ohne Instandhaltung nicht von alleine sinken kann.

### Bays'sche Wahrscheinlichkeit

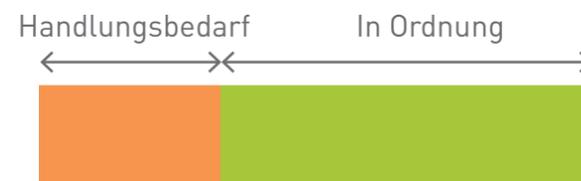
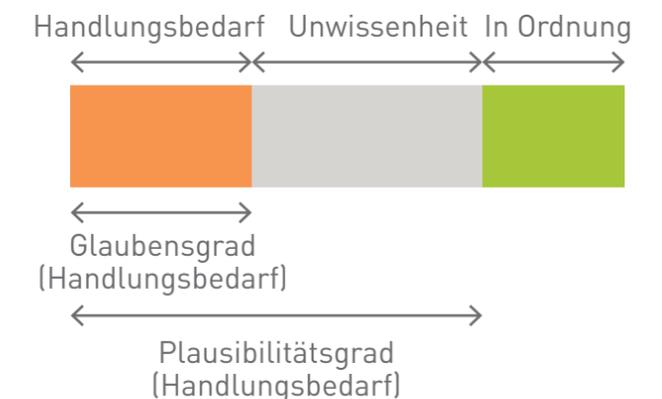


Abbildung 76: Vergleich der Theorien; IFHT

### Evidenztheorie



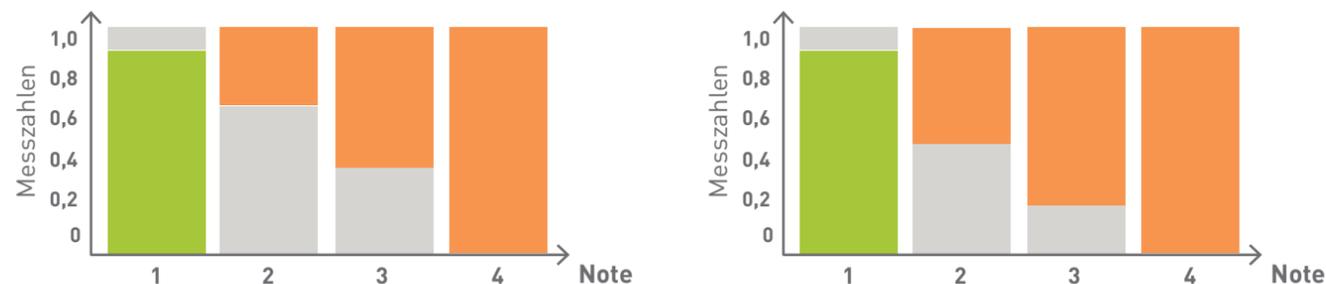


Abbildung 77: Wahl der Massezahlen für Inspektionsprotokollpunkte; IFHT

### Auswahl von Sensoren für zustandsrelevante Informationen für einen Feldversuch

Elektrische Betriebsmittel altern im Allgemeinen aufgrund thermischer, elektrischer, chemischer, mechanischer oder umweltbedingter Belastung. Alterungsmodelle sind für einige Komponenten aufgrund von Alterungstests bekannt [4]. Für Komponenten, für die keine Alterungsmodelle existieren, können alterungsrelevante Größen auf Basis von Erfahrung und Analysen von Störungen herangezogen werden.

Hohe Temperaturen und Luftfeuchten führen zu Korrosion an metallischen Komponenten, wie z. B. Transformatoren und Schaltanlagen. Oberflächenkorrosion beginnt ab einem Wert von 60 % relativer Luftfeuchte [5].

Bei SF<sub>6</sub>-isolierten Schaltanlagen wird die Lebensdauer durch defekte Antriebsmechanismen, Korrosion, Aufquellen von synthetischen Teilen, Leckströme, dielektrische Durchbrüche aufgrund von Teilentladungen und den Verlust von SF<sub>6</sub> bestimmt. Temperatur, Luftfeuchte und die dielektrische Belastung beeinflussen im Wesentlichen die Alterung. Insbesondere zeigen Lasttrennschalter Störungen durch Verharzung von Schmiermittel und Korrosion, die von Temperatur und Luftfeuchte beeinflusst werden [6,7].

Öllecks an Transformatoren entstehen aufgrund der wechselnden Temperaturbelastungen bei der Erwärmung und Kühlung des Öls [4]. Bei ölgefüllten Transformatoren

dienen die Deckelöltemperatur und die Strombelastung als Eingangsgrößen für ein thermisches Berechnungsmodell, um die alterungsrelevante Heißpunkttemperatur, also die höchste im Transformator auftretende Temperatur, zu berechnen. Diese kann anschließend als Eingangsgröße für ein Alterungsmodell dienen.

Mess-, Steuerungs- und Kommunikationstechnik spielen eine wichtige Rolle für den Betrieb intelligenter Verteilungsnetze. Zurzeit besteht keine Erfahrung über die Alterung der Komponenten im Feld. In Anbetracht der Umgebung und der betrieblichen Belastung sind die Umgebungstemperatur und die Luftfeuchtigkeit relevant [8]. Wobei schnelle Änderungen der Temperatur und der Luftfeuchte nicht erwartet werden. Mechanischer Stress, Schockbelastungen und Variationen des Luftdrucks sind aufgrund des stationären Einsatzes nicht relevant. Außerdem kann angenommen werden, dass die Stromdichte und die Betriebsspannung für alle baugleichen Komponenten identisch und unabhängig vom Einbauort sind. Der IEC-Standard 61709 stellt eine Formel bereit, mit der die Alterungsrate elektronischer Bauelemente in Abhängigkeit von der Betriebstemperatur berechnet werden kann.

Als typische Messwerte intelligenter Verteilungsnetze werden im Feldversuch eine Strom- und Spannungsmessung am niederspannungsseitigen Anschluss des Transformators installiert. Zusätzlich werden alterungsrelevante Messwerte für ein Monitoring der Betriebsmittel aufgezeichnet. Basierend auf der Analyse alterungsrelevanter Größen werden als Erweiterung bestehender IKT und

Messtechnik Sensoren eingesetzt, um die Temperatur und die Luftfeuchte in der Station und die Deckelöltemperatur des Transformators zu messen. Auf Basis der Messwerte kann einerseits die alterungsrelevante Belastung be-

stimmt werden, andererseits ist es möglich, betriebliche Ereignisse, wie z. B. Schalthandlungen, messtechnisch zu erfassen.

### Messgröße

### Grenzwert

#### Stationstemperatur

- soll 40 °C nicht überschreiten
- soll -5 °C nicht unterschreiten
- 24-h Mittelwert soll 35 °C nicht überschreiten
- Monatsmittelwert soll 30 °C nicht überschreiten
- Jahresmittelwert soll 20 °C nicht überschreiten

#### Relative Luftfeuchte

#### Stationstemperatur und Luftfeuchte

- sollen 40 °C und 50 % relative Luftfeuchte nicht überschreiten

Abbildung 78: Grenzwerte für Temperatur und Luftfeuchte in Ortsnetzstationen; IFHT

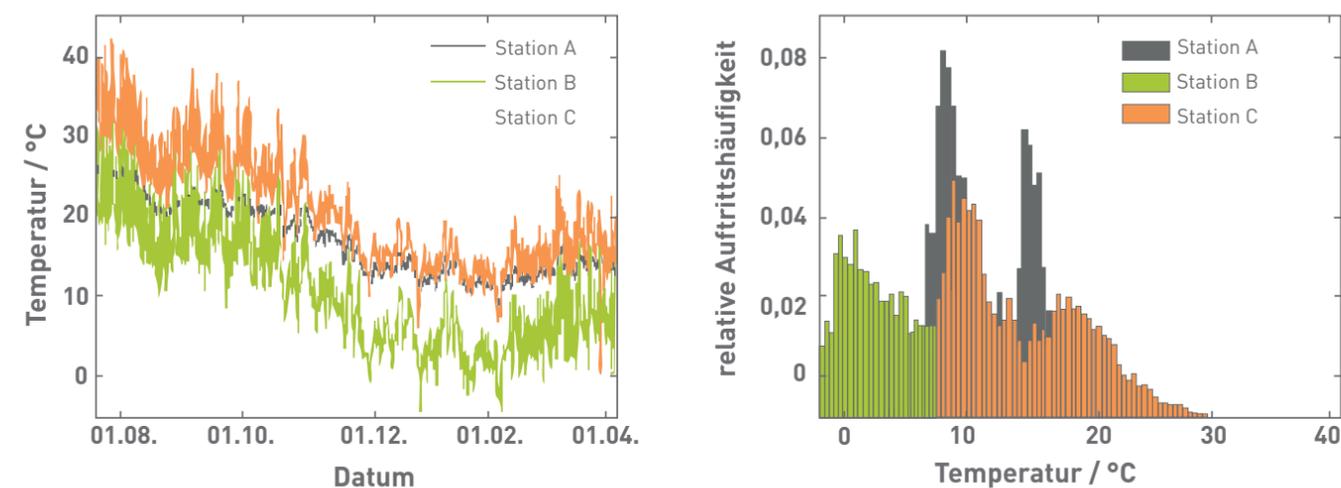


Abbildung 79: Zeitreihen und Histogramme von Temperaturmessreihen; IFHT

### Extraktion zustandsrelevanter Informationen aus Messdaten

Um dynamische Messdaten in die Zustandsbewertung von Ortsnetzstationen zu integrieren und den Bedarf an Instandhaltungsmaßnahmen aufzuzeigen, können die Grenzwerte für Temperatur und Luftfeuchte betrachtet werden. Grenzwertverletzungen bei Strom- und Spannungsmesswerten werden hingegen bei der Ausbau- und Erneuerungsplanung in Betracht gezogen. In den Normen DIN IEC 61439-1, DIN EN 61936-1 und DIN VDE EN 60076-2 werden Grenzwerte für Temperaturen und Luftfeuchte für Mittel- und Niederspannungsschaltgeräte sowie für Aufstellungsorte luftgekühlter Transformatoren angegeben. Diese sind in Abbildung 78 aufgeführt.

Des Weiteren wird im Forschungsprojekt ein Ansatz verfolgt, bei dem die Belastung der Betriebsmittel durch Betriebs- und Umgebungsbedingungen herangezogen wird, um den Zustand zu bewerten. Die Bewertung basiert auf einem Vergleich von betrieblicher Auslastung und von Alterungseinflüssen aufgrund der Umgebung des Aufstellungsorts. Hierzu werden aus den Messdaten über die Zeit Histogramme gebildet, die die Gesamtheit der absoluten Belastung mit Alterungsfaktoren über die gesamte Dauer der Aufzeichnung von Messdaten umfassen. Exemplarisch sind Temperaturmesswerte und die zugehörigen Histogramme in Abbildung 79 dargestellt.

Die Histogramme der Stationen werden anschließend durch einen Clusteralgorithmus gruppiert, um ähnlich belastete Ortsnetzstationen zu identifizieren. Der Algorithmus vergleicht die Ähnlichkeit der Histogramme untereinander und gruppiert ähnliche Stationen zu Clustern. Es wird angenommen, dass Betriebsmittel ähnlicher Bauart, die außerdem einer ähnlichen Belastung ausgesetzt sind, auch eine ähnliche Alterung aufweisen. Die Clusterbildung wird so lange durchgeführt, bis eine optimale Clusteranzahl durch starkes Anwachsen der Heterogenität innerhalb der Cluster identifiziert wird.

Für die Berechnung der Ähnlichkeit bzw. Distanz  $D$  zwischen Histogrammen wird ein Distanzmaß entwickelt, das die relative Häufigkeit der Temperaturwerte  $M(k)$  und  $m(k)$  in Histogrammen miteinander vergleicht und dabei auch die Nachbartemperaturwerte  $g(n)$  berücksichtigt. Benachbarte Datenpunkte können beim Clustern nicht als unabhängig angesehen werden, da diese zu einer ähnlichen Alterung führen. Die verglichenen Temperaturwerte werden zusätzlich mit der relativen Alterungsgeschwindigkeit  $A(M(k))$  multipliziert, um den Einfluss hoher Temperaturwerte zu vergrößern, da die Alterungsgeschwindigkeit mit hohen Temperaturwerten nichtlinear ansteigt. Falls kein Alterungsmodell bekannt ist, wird der Faktor  $A(M(k))$  zu eins gesetzt [10]:

$$D_{Mm}(k) = \sum_{k=-\infty}^{+\infty} \frac{\sum_{n=-2}^{+2} g(n) * |M(k) - m(k+n)| * A(M(k))}{\sum_{n=-2}^{+2} g(n)}$$

Abbildung 80: Formel für die Berechnung des Alterungsprozesses; IFHT

## Ergebnisse

### Bewertungsverfahren

Eine exemplarische Anwendung der gewichteten Summenbildung, der Evidenztheorie und der Fuzzylogik in der Zustandsbewertung von Ortsnetzstationen ist in Abbildung 81 dargestellt. In diesem Beispiel werden 18 Ortsnetzstationen bewertet, um den Einfluss der Verfahren auf die Priorisierung von Instandhaltung zu erkennen. Die Stationen 1 – 4 weisen eine der Stationsnummer entsprechende Anzahl an Schäden der Note 2 an Komponenten der Mittelspannungsschaltanlage auf. Bei den Stationen 5 – 8

und 9 – 12 wird die Notenstufe der vorliegenden Schäden entsprechend der Stationen 1 – 4 auf die Noten 3 und 4 erhöht. Die Stationen 13 und 14 weisen unterschiedlich wichtige Schäden an dem Gehäuse der Mittelspannungsschaltanlage und einen niedrigen SF6-Gasdruck auf. Die Stationen 15 – 18 zeigen den Einfluss der Isolation der Mittelspannungsschaltanlage auf den Zustandwert. Während Stationen 15 und 17 luftisolierte Stationen sind, haben die Stationen 16 und 18 eine SF6-isolierte Schaltanlage.

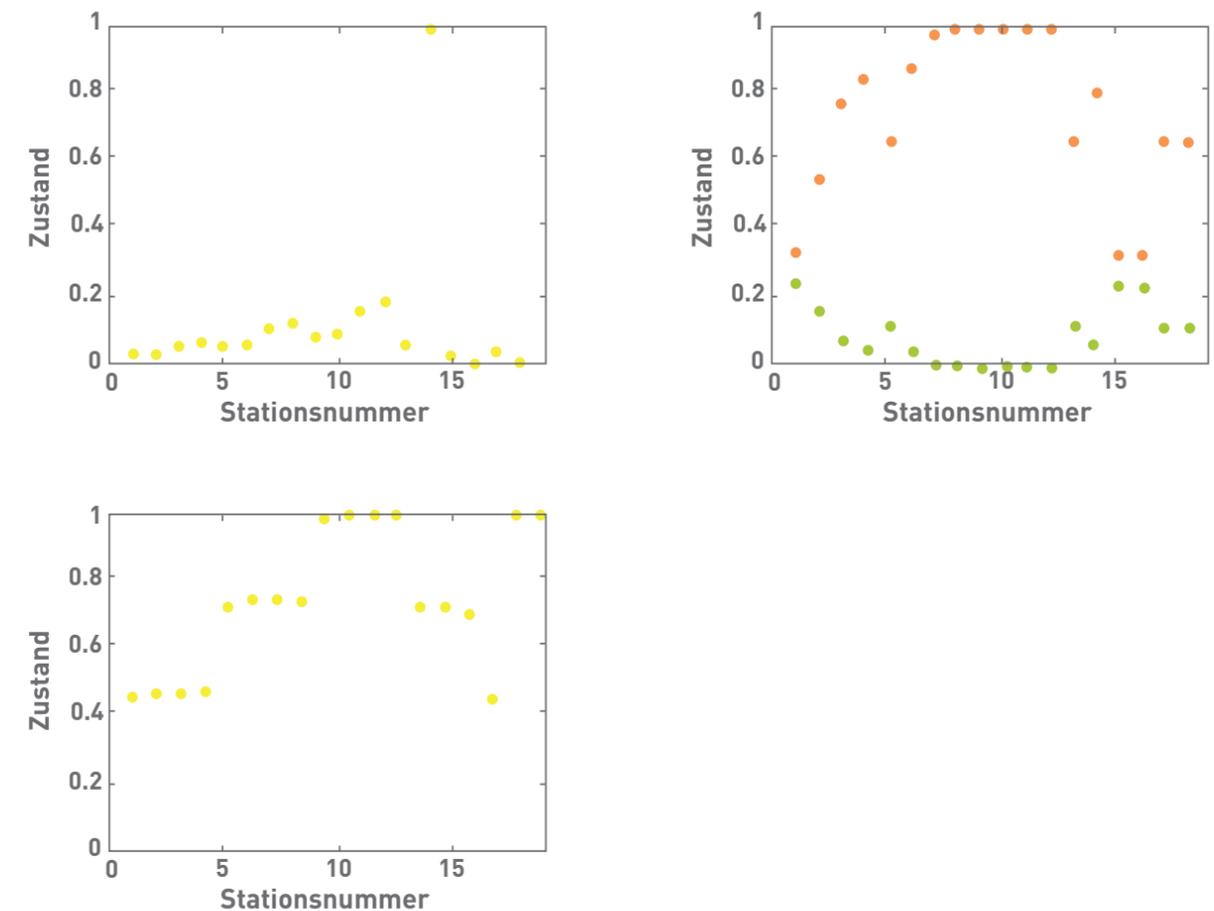


Abbildung 81: Anwendung der gewichteten Summenbildung (links) der Evidenztheorie (mittig) und der Fuzzylogik (rechts) in der Zustandsbewertung von Ortsnetzstationen; IFHT

Ausgenommen von dem Vergleich der Zustandsbewertungsverfahren ist das ABC-Verfahren, da dieses nur eine Unterscheidung der Hauptkomponenten vornimmt. Wenn ein Schaden der Note 3 oder 4 vorliegt, nehmen alle Stationen die Kategorie 3 an, andernfalls wird die Station als „In Ordnung“ bewertet, sodass die Sensitivität gering ist.

Die Analyse des Einflusses der Anzahl von Schäden (Station 1 – 4, 5 – 8 und 9 – 12) zeigt, dass der Zustandswert bei der gewichteten Summenbildung und der bei der Evidenztheorie mit zunehmender Anzahl an Schäden steigt. Bei der gewichteten Summenbildung zeigt sich ein Einfluss der Schäden entsprechend ihres Gewichts, der bei ansteigender Note eines Schadens (z. B. Station 1, 5, 9) linear ansteigt. Die Evidenztheorie stellt hingegen ein nichtlineares Bewertungsverfahren dar, dass zu einem Anstieg des Zustandswerts entsprechend der Massezahlen in Kombination mit allen positiven Hinweisen führt. Eine steigende Anzahl an Schäden führt bei der Evidenztheorie zu einem nichtlinearen Anstieg, der bei wenigen Schäden größer ist und ab einer Anzahl von 3 Schäden geringfügig steigt. Stationen mit einer hohen Anzahl an Schäden werden entsprechend gleichwertig mit einem hohen Handlungsbedarf bewertet. Bei Schäden der Note 4 ist keine Sensitivität bezüglich der Anzahl gegeben, da der Zustandswert nahe 1 liegt. Bei der Fuzzylogik bilden sich Notenbereiche entsprechend den Regeln für die Bewertung aus. Die Sensitivität des Zustandswerts bezüglich der Anzahl an Schäden ist gering. Unterschiedliche Noten werden in dem Zustandswert unterschieden, da die maximal auftretende Note großen Einfluss auf das Ergebnis hat. Unterschiedlich wichtige Schäden (Station 13 und 14) werden von der gewichteten Summenbildung und der Evidenztheorie unterschieden. Die Fuzzylogik bewertet die Stationen nahezu gleich. Die gewichtete Summenbildung und die Fuzzylogik bewerten Anlagentypen unterschiedlich, wenn die Isolation der Mittelspannungsschaltanlage verschmutzt ist (Stationen 15 und 16, Stationen 17 und 18). Der Zustand bei der luftisolierten Anlage wird dann als schlechter bewertet, während bei der Evidenztheorie die Bewertung gleich ist, da hier die Bauart nicht bei der Aggregation von Informationen berücksichtigt werden kann. Hier wird der Zustand bei der luftisolierten Anlage als schlechter bewertet. Bei der Evidenztheorie kann die Bauart nicht bei der Aggregation von Informationen

berücksichtigt werden, sodass die Bewertung gleich ist. Insgesamt zeigen die Ergebnisse, dass die Evidenztheorie und die gewichtete Summenbildung Vorteile bei der Sensitivität des Zustands bezüglich der vorliegenden Schäden aufweisen. Dagegen erlaubt die Fuzzylogik eine einfache Parametrierung durch sprachliche Regeln und bietet die Möglichkeit, den Einfluss der minimalen Zeit bis zur nächsten Instandhaltung zu berücksichtigen. Im weiteren Verlauf des Projekts soll durch Integration in eine Instandhaltungssimulation (Asset-Simulation) quantitativ bewertet werden, wie die Bewertungsmethoden Instandhaltungskosten und Netzqualitätskennzahlen beeinflussen.

### Instandhaltungsrelevante Informationen in Messdaten

Im Rahmen des Forschungsprojekts Smart Area Aachen werden 42 Ortsnetzstationen daraufhin überwacht, ob Grenzwerte überschritten werden. In dem Zeitraum von einem Jahr konnten bei 15 Stationen einige Übertretungen von Schwellwerten beobachtet werden. Dabei ist auffällig, dass bei Kompaktstationen vor allem der Grenzwert von 40 °C Stationstemperatur in Sommermonaten überschritten wird. Kellerstationen sind die einzigen Stationen, die eine konstant hohe Stationstemperatur aufweisen, sodass ein Mittelwert von 30 °C in einem Monat überschritten werden kann. Der Grenzwert von 95 % Luftfeuchte wurde sechsmal bei Kompakt- und Einbaustationen erreicht. Eine gleichzeitig hohe Luftfeuchte bei einer Stationstemperatur von über 40 °C konnte bei keiner der Stationen beobachtet werden.

Die Clusterbildung der Luftfeuchtwerte von Ortsnetzstationen ist exemplarisch in Abbildung 82 gezeigt. Eine Anzahl von 4 Clustern erweist sich nach dem Elbow-Kriterium (gemäß dem nach einem starken Anstieg der Unähnlichkeit von Objekten in einem Cluster gesucht wird) als optimale Clusteranzahl. Die Ergebnisse zeigen, dass Stationen in Cluster 1 die niedrigsten Luftfeuchtwerte aufweisen, sie liegen unterhalb von 70 %. Die Mehrheit der aufgezeichneten Datenpunkte liegt unterhalb von 60 % und damit unterhalb der Schwelle, ab der Oberflächenkorrosion auftritt. Bei Betriebsmitteln in Ortsnetzstationen dieses Clusters ist mit der geringsten Korrosionsauftrittswahrscheinlichkeit zu rechnen. Cluster 2 und 4 weisen Luftfeuchtwerte auf,

die im Mittel bei 70 % und 80 % liegen. Schäden, die durch relative Luftfeuchte getrieben sind, werden am ehesten bei Cluster 4, außerdem mit einer geringeren Wahrscheinlichkeit bei Cluster 2 erwartet. Cluster 3 weist die größte Bandbreite an Werten der relativen Luftfeuchtigkeit auf. Da hier die höchsten Werte angenommen werden, ist auch bei Ortsnetzstationen in diesem Cluster mit Korrosion zu rechnen. Aus Sicht der Instandhaltungsplanung sollten die Stationen der Cluster 3 und 4 am häufigsten inspiziert werden. Messungen der Ströme und Spannungen an der Unterspannungsseite des Ortsnetztransformators können (neben einer Messung der Auslastung) auch verwendet werden, um Überspannungen und -ströme aufgrund von Fehlerfällen zu detektieren. Nach Kurzschlussströmen und Überspannungen ist es sinnvoll, die Ortsnetzstationen zu inspizieren, da außergewöhnliche Belastungen zu Störungen führen können. Des Weiteren können Betriebsunterbrechungen in Mittel- und Niederspannungsnetzen auf

Basis der Messwerte in Leitwarten festgestellt werden, um eine Wiederversorgung des Netzes zu veranlassen. Es ist zu erwarten, dass dies die Wiederversorgungszeit nach Störungen im Verteilungsnetz reduziert.

### Praxiserfahrung mit der Erfassungssystematik und Anpassung für neue Technologien

Das neu eingeführte, notenbasierte Erfassungsschema nach der iNA-Systematik zeigt gegenüber dem konventionellen Schema mit Ja/Nein-Bewertungen Vorteile, da es gestattet, den Anlagenzustand detailliert zu erfassen und einzuschätzen, innerhalb welchen Zeitraums eine Instandhaltung erfolgen sollte. Gute Erfahrungen wurden auch mit dem normierten Schadenskatalog gemacht: als Hilfsmittel für die Schulung des Personals und zur Vereinheitlichung der Bewertung. Im Praxiseinsatz bei der STAWAG stellte sich die Zustandserfassung mittels Tablet als praxisgerecht und als Verbesserung gegenüber der klassischen Papierdokumentation heraus. Erkannte Prob-

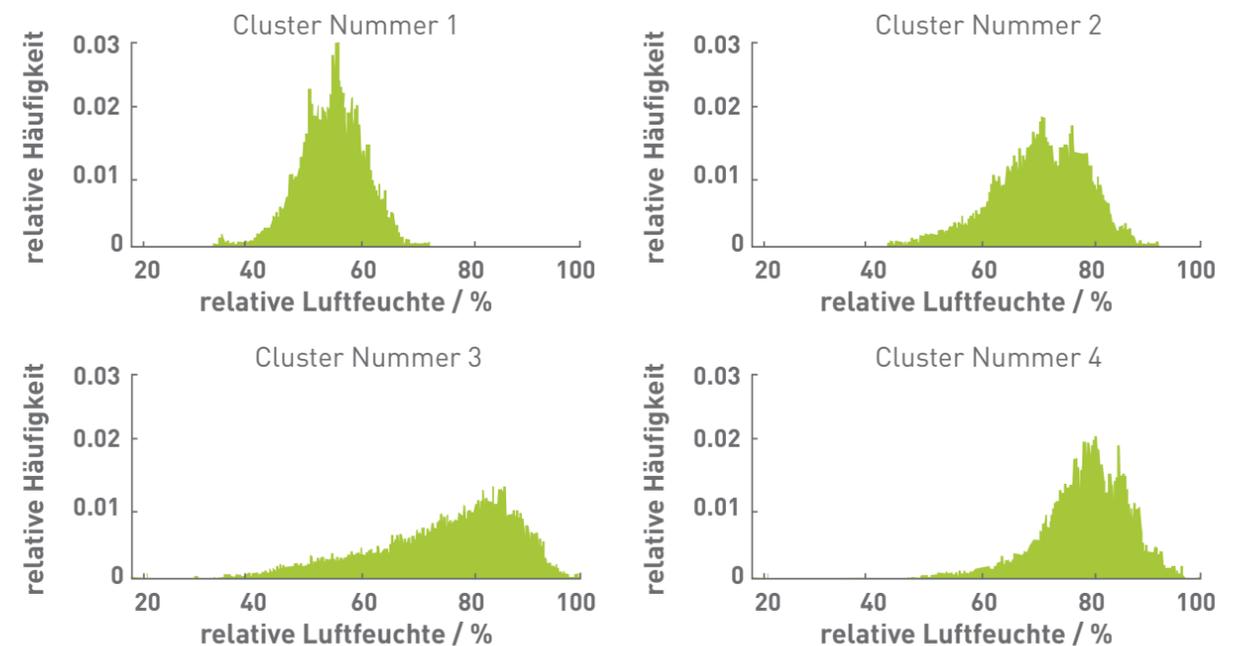


Abbildung 82: Histogramme von nach der relativen Luftfeuchte gruppierten Ortsnetzstationen; IFHT

leme, wie z. B. die Übertragung der Daten über Mobilfunk aus Kellerstationen im Stadtgebiet und in der Grenzregion, konnten kurzfristig gelöst werden, indem man auf eine temporäre Datenübertragung mit WLAN umstellte. Die Erfassungssystematik wurde im Rahmen des Projekts für neuartige Komponenten erweitert, um den Zustand zukünftiger Primär- und Sekundärtechnik erfassen zu können. Neben Sichtkontrollen sind zusätzlich Funktionskontrollen von Primärtechnik mit Aktoren vorgesehen. Ein Ausschnitt aus der Erweiterung der Inspektionsprotokollpunkte für Sekundärtechnik ist in Abbildung 83 gezeigt. Mit der neu eingesetzten Teilentladungsmessung (TE-Messung) konnten im Netzgebiet der STAWAG keine Schäden an Anlagen identifiziert werden. Der Einsatz der Wärmebildkamera zeigte Handlungsbedarf bei einigen Niederspannungshochleistungssicherungen auf, die aufgrund eines hohen Übergangswiderstands an den Anschlüssen thermisch zu hoch beansprucht waren.

#### Ausblick auf weitere Ergebnisse

Das Projekt wird im Juni 2017 abgeschlossen. Im weiteren Projektverlauf sollen weitere Auswertemethoden für dynamische Messdaten, wie z. B. Korrelationsanalysen zur Detektion von Veränderungen, erprobt werden, um

ein Monitoring von Betriebsmitteln in Ortsnetzstationen zu realisieren. Die zukünftigen Messungen der Auslastung von Ortsnetztransformatoren versprechen darüber hinaus, ein thermisches Monitoring von Ortsnetztransformatoren ohne zusätzliche Sensoren mittels thermischer Modellierung realisieren zu können. Derzeit werden entsprechende Modellansätze für den Einsatz in Ortsnetzstationen bewertet. Ein Monitoring von Transformatoren erlaubt es, die Restlebensdauer von Transformatoren als Information zur Planung von Erneuerungsmaßnahmen zu bewerten. Des Weiteren wird die Möglichkeit einer Prognose von Schäden mit dynamischen Messdaten untersucht, um die Zustandsentwicklung nach einer Inspektion schätzen zu können. Als Benchmarkmethode für Bewertungsverfahren wird derzeit eine zustandsbasierte Asset-Simulation entwickelt, die eine vergleichende Bewertung der Verfahren durch Simulation alternativer Instandhaltungsstrategien gestattet. Eine Simulation der entstehenden Instandhaltungskosten und der Entwicklung der Netzqualität soll einen quantitativen Vergleich von Zustandsbewertungsverfahren ermöglichen.

		0	1	2	3	4
1	Dokumentation				schlechter Zustand	nicht vorhanden / aktuell
2	Gehäusebeschädigung oder Verschmutzung			beschädigtes Gehäuse	starke Verschmutzung, Spinnweben, Metallspäne	Gehäuse stark beschädigt, offen
3	Verdrahtungsisolierung			Verfärbung an Anschlussstelle	spröde Isolation, Verfärbung	Beschädigung, deutliche Verfärbung der Isolation
4	Anschluss der Verdrahtung			Kabelanschluss hat Spiel, Einrastclip defekt	Kabelanschluss locker, fällt bei Berührung heraus	lose Kabel, Kontakt nicht gewährleistet
5	Funktionskontrolle der Schaltschrankheizung					keine Funktion
6	Störmeldungen					LED leuchtet
7	Betriebskontrollleuchte					LED leuchtet nicht

nicht vorhanden  
in Ordnung

Abbildung 83: Ausschnitt der Inspektionsprotokollpunkte für Sekundärtechnik; IFHT



## Mit digitaler Datenerfassung wird die Zustandsbewertung objektiver und effizienter.

Abbildung 84: Datenerfassung bei der Instandhaltung mittels Tablet

#### Literaturverzeichnis

- [1] U. Neumann, „Integrierte Instandhaltungsplanung für elektrische Energieübertragungssysteme“, Dissertation an der TU Dortmund, 1998.
- [2] W. Feilhauer, „Ein Verfahren zur Zustandsbewertung elektrischer Betriebsmittel“, Dissertation an der Technischen Universität Dortmund, 2005.
- [3] A. Krontiris, „Fuzzy systems for condition assessment of equipment in electric power systems“, Dissertation an der TU Darmstadt, 2011.
- [4] X. Zhang, E. Gockenbach, 2007, “Component Reliability Modeling of Distribution Systems Based on the Evaluation of Failure Statistics”, IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation, vol. 14 No. 5, pp. 1183 – 1191.
- [5] H. Kaesche, 1964, “Elektrochemische Merkmale der atmosphärischen Korrosion, Materials and Corrosion, vol. 15, No. 5, pp. 379-390.
- [6] Y. Tits, G. Delouvroy, J. Marginet, A. Francois, M. Vandenberg, 2011, “Life Estimation of SF6 MV Switchgear According to On-site Conditions in DNO’s Distribution Networks”, CIGRE, paper 971.
- [7] H. Krieger, 2004, „Alterung von Schmierstoffen im Zahnradprüfstand und in Praxisbetrieben“, PhD Thesis, Technische Universität München.
- [8] M. Pecht, J. Gu, 2009, “Physics-of-failure-based prognostics for electronic products”, Transactions of the Institute of Measurement and Control, vol. 31, No. 3/4, pp. 309-322.
- [9] R. R. Cichowski (Hrsg.), R. Bachmann, W. Braun, et al, „Anlagentechnik für elektrische Verteilungsnetze 2016“, EW Medien und Kongresse GmbH, Frankfurt, 2016.
- [10] P. Köhn, A. Schnettler, N. Schultze, „Classification of Distribution Substations by Operational and Environmental Stresses Leading to Failure of Equipment“, CIGRE Conference, 2015.

# Erfahrungsbericht DKE

## Normung

Intelligente Stromnetze ohne Schnittstellen sind undenkbar. Systemübergreifende Lösungen sind jedoch erst durch das „Smart Grid“ möglich. Das Projekt Smart Area Aachen entwickelt nicht nur Lösungen für diese Herausforderungen. Die Lösungen werden mithilfe der Normung auch nachhaltig entwickelt: Damit befinden sich die Experten nicht nur auf dem aktuellen Stand der Technik, sondern schaffen sich auch eine Sicht auf zukünftige Entwicklungen, die heute in den Normenarbeitsgruppen bereits entwickelt werden.

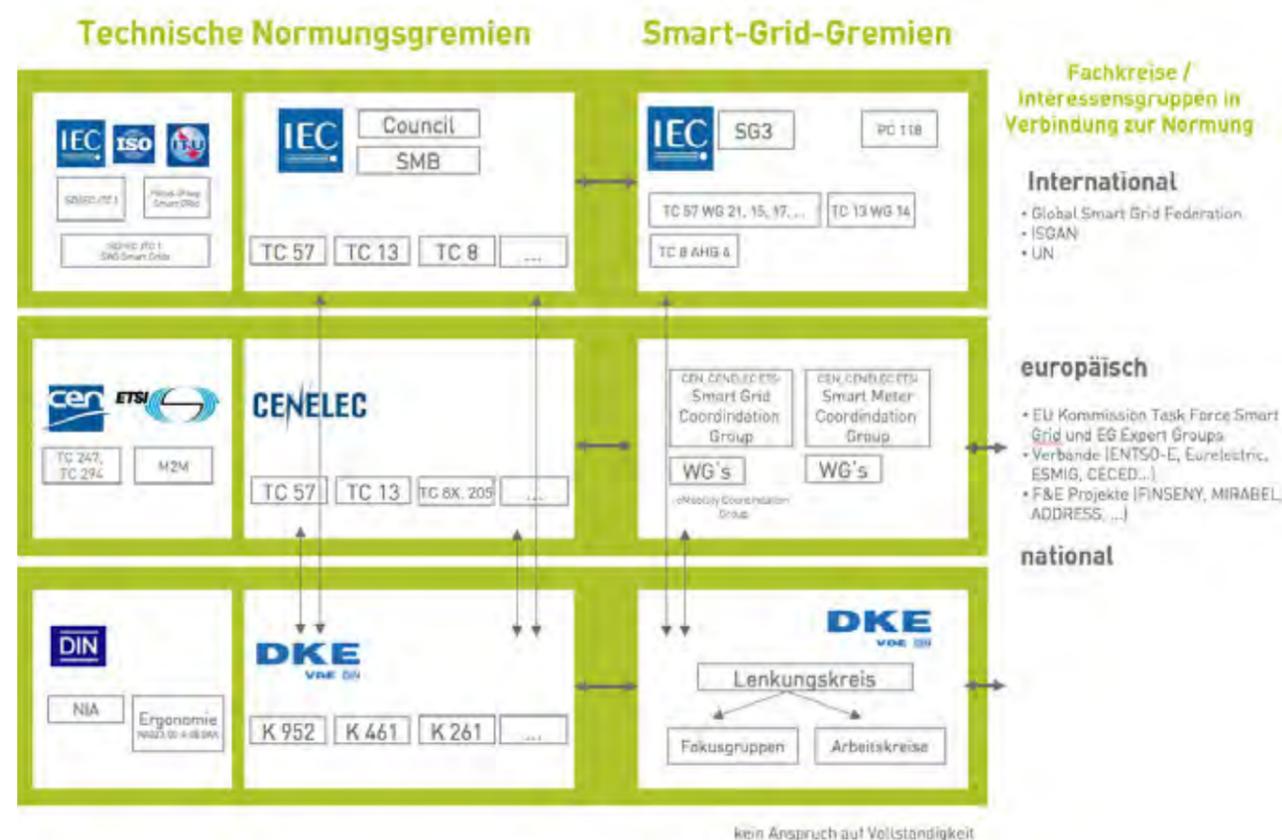


Abbildung 85: Normungs- und Standardisierungslandschaft im internationalen Smart-Grid-Umfeld; DKE

Durch die Einbeziehung der Normung werden folgende Ziele berücksichtigt:

- Sicherheit: Umfassende Sicherheit elektrotechnischer Produkte und Anlagen sowie der damit verbundenen Dienstleistungen und im Arbeitsschutz
- Kompatibilität: Systemkompatibilität von Produkten und Anlagen in vernetzten Systemen und Anwendungen
- Marktorientierung: Beschleunigte Marktdurchdringung neuer Technologien durch Unterstützung der Informationsprozesse mittels Normen und Spezifikationen
- Konsensbildung: Zusammenführen des Wissens und der Interessen aller betroffenen Fachkreise sowie Konsensbildung auch in kontrovers diskutierten Sachfragen
- Interessenvertretung: Vertretung der deutschen Interessen bei der Weiterentwicklung der internationalen und europäischen Normen zum Abbau von Handelshemmnissen und zur weltweiten Öffnung der Märkte
- Qualität: Qualitativ hochwertige und aktuelle technische Regeln in einem konsistenten und breit akzeptierten Normenwerk mit markt- und bedarfsorientierter Ausrichtung
- Konformitätsbewertung: Weltweite Anerkennung von Konformitätsbewertungsergebnissen

In den Verbundprojekten werden auch die Aktivitäten der verschiedenen Akteure der nationalen, europäischen und internationalen Normung berücksichtigt. Die Normungsgremien, die sich mit den Datenmodellen in der Netzleittechnik und mit den Systemaspekten der Stromversorgung beschäftigen und Relevanz für das Projekt Smart Area Aachen haben, werden besonders betrachtet. Die konkreten Schwerpunkte des Projektes, wie die Kommunikation auf Verteilnetzebene, werden kurz dargestellt und anschließend detaillierter betrachtet und in Bezug zu den Aktivitäten bei der Datenmodellierung, wie z. B. IEC 61850, gesetzt.

Die Verbundprojekte nutzen also den aktuellsten Stand der internationalen Technik.

Hier sind Hintergründe zu den einzelnen Fachgebieten, die in den Verbundprojekten berücksichtigt wurden.

### Regelbare Ortsnetzstationen

Smart Area Aachen geht die aktuellen Herausforderungen bei der Integration dezentraler Erzeuger an. Immer mehr Strom wird von dezentralen Erzeugern eingespeist, das wirkt sich direkt auf die Verteilnetze aus. Die dezentralen Erzeuger, Lasten und Speicher müssen ins Verteilnetz integriert werden und sorgen damit für eine Maximierung der Spannungsdifferenz am Einspeiseknoten. Die regelbaren Ortsnetzstationen werden als Lösungsansatz gesehen, wobei der regelbare Ortsnetztransformator (rONT) dieser smarten Ortsnetzstationen ein wichtiger Teil diese Lösung ist. Die Normung dieser rONT wird momentan im DKE/AK 321.1.2 „Spannungsregelung im Verteilnetz“, einem Arbeitskreis des DKE/K 321 „Transformatoren“, begonnen. Ein Normungsvorschlag definiert die Anforderungen und Tests im Bereich der Mittelspannung und Spannungsregelung auf der Lastseite für rONT (engl. Voltage Regulation Distribution Transformers) im Bereich von 50 kVA bis 2 500 kVA. Elektrische Kennwerte, Leerlauf-, Kurzschluss- und Regelverluste, Prüfungen und Anforderungen an das Design sind Inhalte des Vorschlages.

Die Regelung wird dabei auch mit anderen intelligenten Anwendungen und Komponenten verknüpft. Dazu gehören z. B. Messungen und Kontrolle von Strom- und Spannungswerten oder Nutzung von Vorhersagemodellen etc. und die Steuerung durch Fernwirkanlagen. Die gesammelten Daten können wiederum zur Auswertung, Vorhersage, Wartung und auch zur Kommunikation mit den Transportnetzschnittstellen verwendet werden. Dieser Aspekt ist vor allem für die Arbeiten in Zusammenarbeit mit den Verbundprojekten „Intelligente Ortsnetzstationen“ und „Spannungsqualität“ im Projekt Smart Area Aachen von Interesse. Konkret werden Vorschläge für die Spanne der Spannungsänderungen bei rONT in die VDE/FNN-Arbeitsgruppe zur Überarbeitung der Anschlussregeln eingebracht.

### IEC 61850 – „Kommunikationsnetze und -systeme für die Automatisierung in der elektrischen Energieversorgung“

Das Verbundprojekt „Kommunikationsinfrastruktur“ befasst sich mit Kommunikation und nutzt die Vorteile der IEC 61850. Ursprünglich befasste sich die IEC 61850 mit den Kommunikationsnetzen und -systemen in Stationen, um Interoperabilität und Zukunftssicherheit zu schaffen. Interoperabilität sollte dabei auch den herstellerunabhängigen Einsatz sicherstellen. Die Digitalisierung und die damit einhergehenden immer kürzeren Entwicklungszyklen haben die Zukunftssicherheit noch wichtiger gemacht. Durch neue Technologien wie neue Kommunikationsmedien und erweiterte(s) Überwachung/Monitoring kamen neue Anforderungen in immer kürzeren Abständen bei stetig wachsendem Engineeringaufwand hinzu. Stärker anwendungsbezogene Kommunikationssyntax und -semantik der Datenobjekte kennzeichnen heute die

Anforderungen intelligenter Netze. Eine in die gesamte Netzführung eingebundene Stationsautomatisierung, IEC 61850, ist das Ergebnis. Die IEC 61850 wird heute weit über die Stationsautomatisierung hinaus verwendet, wie z. B. für Windenergieanlagen, die Anbindung von dezentralen Erzeugungsanlagen (DEA), Schnittstellen zum Netz etc.

Die Nutzung der IEC 61850 im Projekt Smart Area Aachen sichert nicht nur die praktische Anwendbarkeit, sondern auch die Nachhaltigkeit und Interoperabilität des Projektes, da die Weiterentwicklung und Verbreitung der IEC 61850 auf nationaler und internationaler Ebene mit hohem Tempo vorangetrieben wird. Dabei unterstützt auch das nationale Gremium DKE/K 952 Netzleittechnik kontinuierlich die Arbeitsgruppen zu Anwendungsfragen der IEC 61850 und gewährleistet damit weiterhin den Austausch zwischen Anwendern und Herstellern.

### IEC-Kern-Normen mit Smart-Grid-Relevanz

IEC/TR 62357: Service Oriented Architecture (SAO)
IEC 61970: Common Information Model (CIM) / Energy Management
IEC 61850: Power Utility Automation
IEC 61968: Common Information Model (CIM) / Distribution Management
IEC 62351: Security
IEC 62056: Data exchange for meter reading, tariff and load control
IEC 61508: Functional safety of electrical/electronic/programmable electronic safety-related systems

Abbildung 86: EC-Smart-Grid-Normen; DKE

### Common Information Model (CIM)

Das Common Information Model (CIM) wird ebenfalls im Projekt analysiert. Es ist ursprünglich ein abstraktes Modell, das es Versorgungsunternehmen ermöglicht, alle wichtigen Objekte zur Modellierung der betrieblichen Aspekte einer Versorgungseinrichtung darzustellen. In IEC 61970 (Energy Management System Application Program Interface (EMS-API)) sind diese ausführlich dargestellt. Festgelegt wird das CIM mithilfe von UML (Unified Modeling Language), also objektorientierter Modellierung. Aufgrund der abstrakten Darstellung wird CIM mittlerweile weit über die Netzführung hinaus eingesetzt und deckt mittlerweile eine Vielzahl von Anwendungen ab. Beispielsweise beschreibt CIM mittlerweile auch Ressourcen, Standort, Aktivitäten, Verbraucher, Dokumentation, Arbeitsmanagement und verteilungsspezifische Netzmodelle. Damit umfasst CIM alle Objekte und Datenaustauschformate von der Erzeugung, Übertragung und Verteilung bis hin zu Märkten.

### Harmonisierung von CIM und IEC 61850

Während CIM alle Objekte und Datenaustauschformate von der Erzeugung, Übertragung und Verteilung bis hin zu Märkten umfasst und IEC 61850 die Automatisierung von Kommunikationsnetzen und Systemen in der elektrischen Energieversorgung, könnte eine Harmonisierung von CIM und IEC 61850 eine durchgängige Modellierung und den Datenaustausch von der Primärtechnik bis hin zu allen Anwendungen in Energiemanagementsystemen ermöglichen. An der Durchgängigkeit bzw. Harmonisierung wird momentan verstärkt gearbeitet: Die Angleichung von CIM, die UML-Modellierung zur Generierung von XML-Schemata verwendet, an IEC 61850, die wiederum auf der SCL(-Substation Configuration Description Language)-Modellierung basiert, bildet dabei den Schwerpunkt.

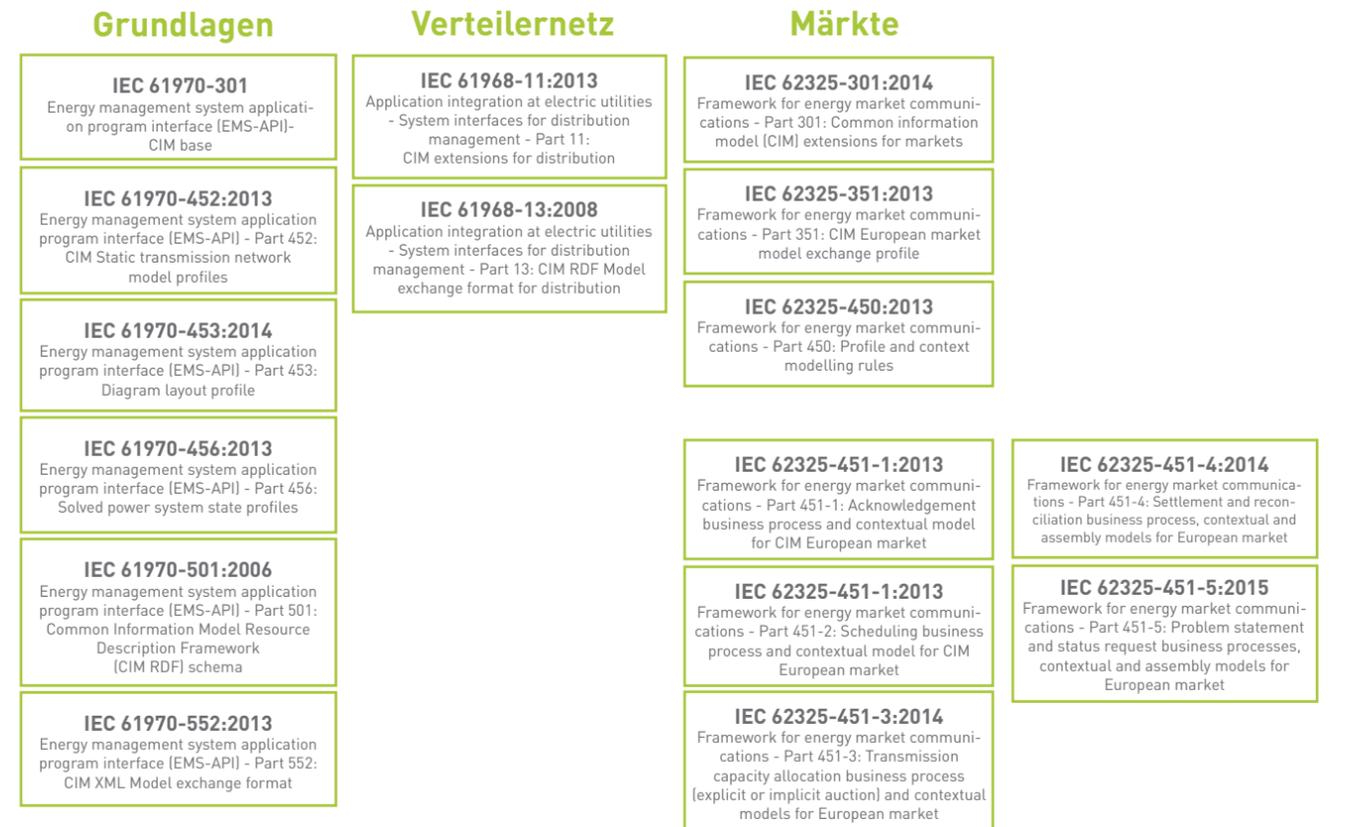
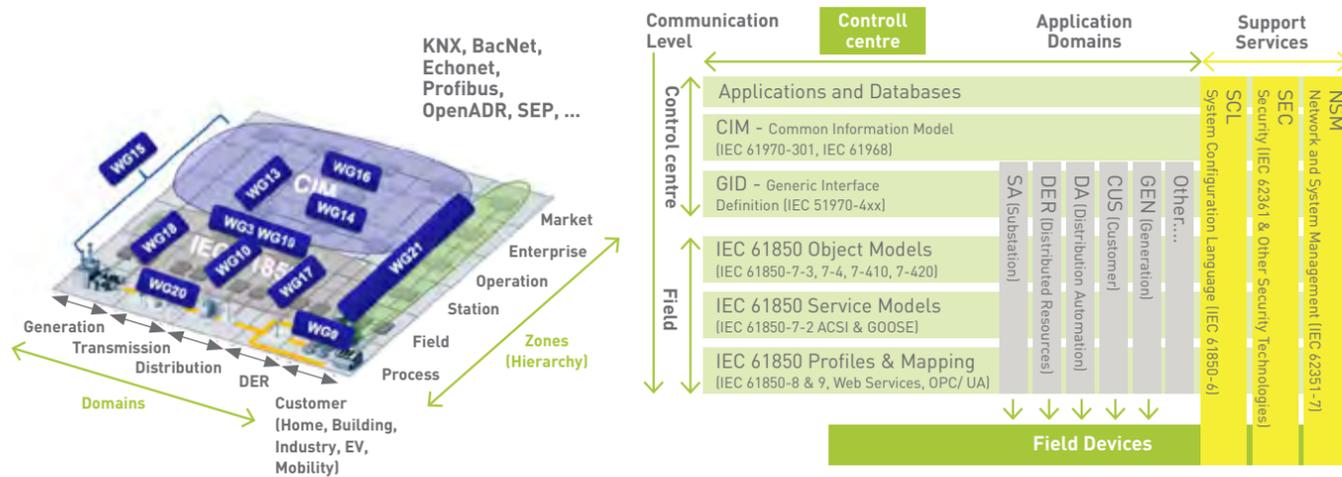


Abbildung 87: CIM, Übersicht; DKE

## Verbindung von Referenzarchitektur, Normen und Gremien



### Vision of the future standards mapped on SGAM

Source: A EURELECTRIC / EDSO for Smart Grid joint position paper: DSO PRIORITIES FOR SMART GRID STANDARDISATION by Laurent Guise

Abbildung 88: Übersicht über IEC-61850-CIM; DKE

Im Ausblick werden konkret beim Verbundprojekt „Intelligente Ortsnetzstationen“ Erkenntnisse für die effiziente Auslegung von rONT-Messtechnik und -Datenverarbeitung als Ergebnis für die Normung erwartet. Das Verbundprojekt „Spannungsqualität“ wird Regelstrategien, Testverfahren und Planungshilfen entwickeln, die in die Normung einfließen. Mit Nutzung der IEC 61850 und CIM im Verbundprojekt „IKT“ werden standardkonforme Datenmodelle und neue Netzwerkkomponenten entwickelt, die die Möglichkeiten dieser Normenreihe sinnvoll erweitern. Verfahren für Zustandsschätzung und optimierte Positionierung zusätzlicher Messtechnik in Verteilnetzen bringt voraussichtlich das Verbundprojekt „Netzzustandsschätzung“ in die Normung ein.

In der Netzplanung wird das gleichnamige Verbundprojekt Netzplanungsgrundsätze und -konzepte entwickeln und standardisieren. Das Verbundprojekt „Instandhaltung“ simuliert und optimiert Prozesse. Die Grundlagen dieser Forschungen sind ebenfalls für die Normung von großem Interesse.

Mit der Nutzung der Normung stellt das Projekt Smart Area Aachen sicher, dass die Ergebnisse dem aktuellen Stand der Technik und zukünftigen Entwicklungen der Smart Grids entsprechen. Darüber hinaus werden die Ergebnisse nachhaltig gesichert, indem die Lösungen in die Normung eingebracht werden.

Abbildung 89: 110 kV GIS, UW Seffent



Mit der Nutzung der Normung stellt das Projekt Smart Area Aachen sicher, dass die Ergebnisse dem aktuellen Stand der Technik und zukünftigen Entwicklungen der Smart Grids entsprechen.

# Erfahrungsbericht BET

## Verwertung

Die Verbundprojekte befassen sich schwerpunktmäßig mit technischen Fragestellungen bzw. entwickeln Lösungen für technische Herausforderungen in den Verteilnetzen. Um die Umsetzung dieser Lösungen zu unterstützen, ist einzuordnen, welche Rolle sie innerhalb der energiepolitischen und energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen und Entwicklungen spielen können und sollen. Denn technologischer Fortschritt und die sich daraus ergebenden Handlungsoptionen werden häufig durch aktuelle gesetzliche, regulatorische und normative Rahmenbedingungen nicht erfasst und damit teils behindert. Eine entsprechende Anpassung dieser Rahmenbedingung ist dann erforderlich. Im Kontext des Verbundes Smart Area Aachen stehen der Verteilnetzbetreiber und seine Schnittstellen zu den übrigen Akteuren der Energieversorgung im Fokus der Betrachtung. Bearbeitet wurde die Verwertungsfrage im Verbundprojekt Begleitforschung durch B E T Büro für Energiewirtschaft und technische Planung GmbH und INFRAWEST GmbH. Inhaltlich umfasst die Betrachtung der Verwertung folgende Aspekte:

- Die wirtschaftliche Bewertung von Investitionsmaßnahmen in intelligente Netzkomponenten, insbesondere gegenüber dem konventionellen Netzausbau. Wie kann durch den Einsatz intelligenter Netzkomponenten ein möglichst kostengünstiger Netzausbau erreicht werden?
- Die regulatorische Bewertung von Investitionsmaßnahmen in intelligente Netzkomponenten. Wie beeinflusst die Anreizregulierung die Entscheidung des Netzbetreibers beim Netzausbau? Welche Anpassungen des regulatorischen Rahmens sind für den Einsatz intelligenter Netzkomponenten erforderlich?
- Auswertung der praktischen Erfahrungen mit dem Einsatz von IKT im Verbund Smart Area Aachen. Welche Erkenntnisse für die praktische und flächige Markteinführung von auf IKT basierenden Smart-Grid-Elementen können aus den Pilotanwendungen gewonnen werden?

- Entwicklung neuer bzw. Anpassung bestehender Geschäftsmodelle für den Netzbetrieb im Kontext der Entwicklung des Verteilnetzes zum Smart Grid. Welche Chancen ergeben sich für den regulierten und entflochtenen Netzbetreiber im Zuge der Digitalisierung und dem vermehrten Einsatz von IKT?

### Wirtschaftliche Bewertung von Investitionsmaßnahmen

Die wirtschaftliche Bewertung beschäftigt sich zunächst losgelöst von den genauen regulatorischen Rahmenbedingungen mit der Frage des kostenminimalen Netzausbaus. Das Ziel der Kostenminimierung ergibt sich aus der zentralen übergeordneten politischen Ziele der Preisgünstigkeit für den Kunden, die sich auch in der Regulierung widerspiegelt. Die Auswirkungen der Anreizregulierung auf die Entscheidung des Netzbetreibers bei der Wahl einer Netzausbaumaßnahme werden jedoch zunächst nicht betrachtet.

Dass intelligente Netzkomponenten die Netzausbaukosten reduzieren können, wurde bereits in mehreren Studien (BMW „Moderne Verteilernetze für Deutschland“, 2014; dena-Verteilnetzstudie, 2012; u. a.) nachgewiesen. In der Begleitforschung wurde nun eine charakteristische Bandbreite unterschiedlicher Einzelfälle betrachtet, die sich aus der praktischen Anwendung im Netzgebiet der INFRAWEST und Strukturdatenanalysen unterschiedlicher Verteilnetzbetreiber ergaben. Dabei wurde für unterschiedliche Netzszenarien mit Ausbaubedarf die günstigste Netzausbauvariante ermittelt. Dazu wurde die Menge der möglichen Maßnahmen (intelligente Netzkomponenten, innovative Betriebskonzepte, konventioneller Netzausbau) daraufhin analysiert, was denn die kritischen Einflussfaktoren für die Vorteilhaftigkeit einzelner Maßnahmen sind. Abbildung 90 zeigt exemplarisch die zentralen Herausforderungen für die Integration dezentraler Erzeugungsanlagen auf Basis erneuerbarer Energien und die möglichen und hier betrachteten Maßnahmen.

Die vorläufigen Untersuchungsergebnisse zeigen [1], dass

- die intelligenten Netzkomponenten und Konzepte den Handlungsspielraum des Netzbetreibers erweitern und damit einen kosteneffizienteren Netzausbau ermöglichen
- intelligente und konventionelle Maßnahmen gleichberechtigt zu prüfen sind und sich nicht gegenseitig ausschließen
- durch die Heterogenität von Netzstrukturen und Versorgungsaufgaben, gekoppelt mit der Prognoseunsicherheit hinsichtlich der zukünftigen Entwicklung (zeitlich und geografisch), eine individuelle Prüfung des jeweiligen Netzausbaubedarfs bzw. der bestmöglichen Lösung erforderlich ist
- der Zustand der bestehenden Anlagen (Reinvestitionszeitpunkt) ausschlaggebenden Einfluss auf die Entscheidung zwischen konventionellem und intelligentem Netzausbau haben kann

- der Einsatz der Flexibilitätsoptionen hinsichtlich des markt- und netzdienlichen Verhaltens und der daraus resultierenden Kosten und Erlöse differenziert betrachtet werden muss
- sich durch den Einsatz intelligenter Maßnahmen die bestehende Netzkapazität besser ausnutzen lässt, teilweise eine schnellere Umsetzung möglich ist und eine höhere Flexibilität hinsichtlich der zukünftigen Entwicklung der Versorgungsaufgabe existiert

Die Überführung dieser grundsätzlichen Erkenntnisse in konkrete Handlungsempfehlungen und damit die Einbindung in den Planungsprozess und die Planungsgrundsätze beim Netzbetreiber wurden im Verbundprojekt Netzplanung thematisiert.

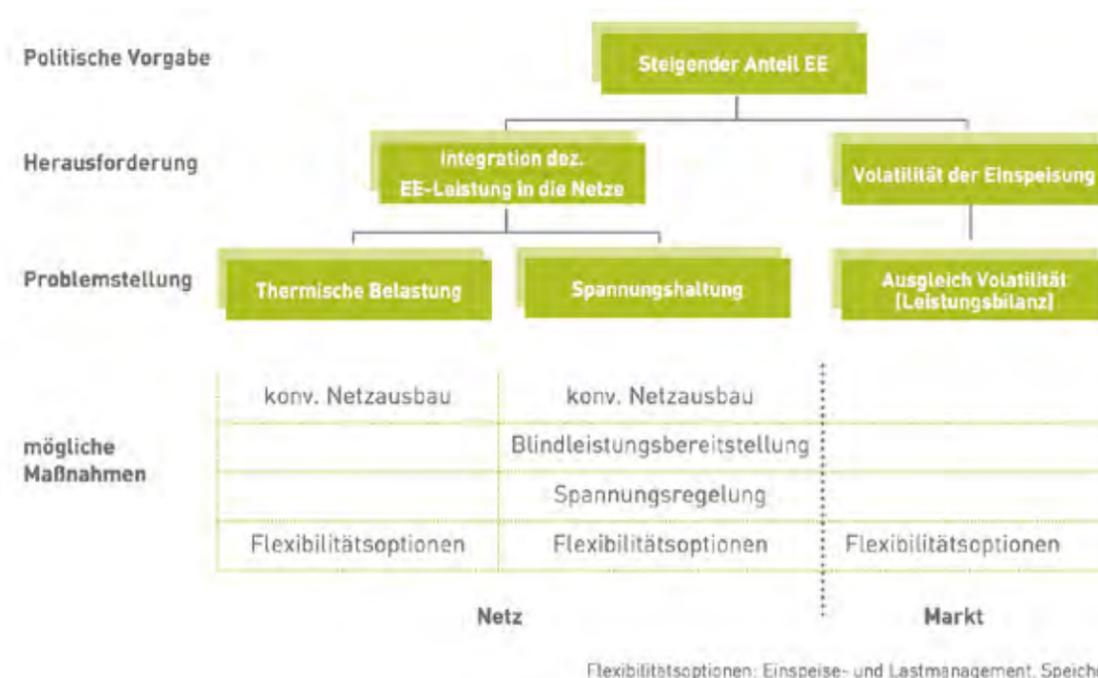


Abbildung 90: Zentrale Herausforderungen und Liste möglicher Maßnahmen bei steigendem Anteil der Erzeugung erneuerbarer Energien; BET

### Regulatorische Bewertung intelligenter Netzkomponenten und Netzkonzepte

Nachdem im vorherigen Abschnitt die Frage beantwortet wurde, was der Netzbetreiber für einen kostenminimalen Netzausbau theoretisch tun sollte, wird in diesem Abschnitt betrachtet, was der Netzbetreiber unter Berücksichtigung des aktuellen regulatorischen Rahmens [2] praktisch tun würde. Aus den Unterschieden dieser Gegenüberstellung ergeben sich die Handlungsempfehlungen für eine Anpassung des regulatorischen Rahmens, die zu einem Abbau von Hemmnissen und damit zur erfolgreichen Umsetzung des Smart Grid beitragen sollen.

Analysiert wurde innerhalb der regulatorischen Rahmenbedingungen zunächst die grundsätzliche Wirkungsweise der Anreizregulierung. Die aus regulatorischer Sicht zentralen Unterschiede zwischen konventionellen Maßnahmen und intelligenten Maßnahmen wurden identifiziert. Dabei ist zu unterscheiden zwischen grundsätzlichen Hemmnissen bei allen Netzausbaumaßnahmen und besonderen Hemmnissen für intelligente Maßnahmen. Der Untersu-

chungsansatz mit drei ausgewählten Analyseschwerpunkten ist in Abbildung 91 dargestellt. Die Anreizregulierung wurde zeitlich vor der Energiewende und dem damit verbundenen Netzausbaubedarf entworfen und zielt idealisiert auf den Abbau von Ineffizienzen in einem eingeschwungenen System aus Versorgungsaufgabe und Netz ohne hohe Änderungsdynamik ab. Die Ziele und Ausgestaltung der Anreizregulierung kollidieren somit mit dem aktuellen und zukünftig steigenden Investitionsbedarf bzw. betrieblichem Aufwand.

#### Im Folgenden werden die drei ausgewählten Analyseschwerpunkte erläutert:

##### Verhältnis von CAPEX zu OPEX

Das in den Netzen gebundene Kapital (CAPEX) soll grundsätzlich erhalten und marktgerecht verzinst werden. Die Kapitalverzinsung stellt im aktuellen Regulierungsregime die einzige dem Netzbetreiber zugestandene Gewinnmöglichkeit dar. Erlöse aus den Betriebskosten (OPEX) zur

Bewirtschaftung des Kapitals werden lediglich in der Höhe gewährt, die sich aus dem Ergebnis der letzten Kostenprüfungen ergibt. Eine darüber hinausgehende OPEX-Marge wird nicht gewährt. Durch intelligente Netzkomponenten und Flexibilitätskonzepte (insbesondere Einspeise- und Lastmanagement) steigt der Anteil des Betriebsaufwands an den Gesamtkosten der jeweiligen Maßnahme teilweise deutlich an. Damit kann sich beim Netzbetreiber insgesamt auch das Verhältnis von CAPEX und OPEX deutlich verschieben. Gegenüber einem konventionellen Netzausbau reduzieren sich gegebenenfalls die Gesamtkosten, jedoch sinken die darauf gewährten absoluten Gewinnbeträge des Netzbetreibers, wenn die geringeren Gesamtkosten auch mit einer Verschiebung des Verhältnisses von CAPEX und OPEX einhergehen.

##### Nutzungsdauer

Intelligente Maßnahmen (z. B. rONT, Steuer-, Mess- und Regelungsmaßnahmen etc.) und besonders die dabei eingesetzten IKT-Komponenten weisen deutlich geringere Nutzungsdauern [3] auf als konventionelle Maßnahmen (z. B. Kabel). Während IKT-Komponenten unter günstigen Bedingungen eine Nutzungsdauer von rd. 10 bis 15 Jahren aufweisen, liegt die Nutzungsdauer von Kabeln bei rd. 60 bis 80 Jahren. Durch den Netzbetreiber getätigte Investitionen werden nur alle 5 Jahre in einer Kostenprüfung durch die Regulierungsbehörden anerkannt und fließen dann 2 Jahre später in die genehmigten Erlöse ein. Somit kann sich eine Differenz zwischen der Tätigung einer Investition und dem Erlösrückfluss von 2 bis 7 Jahren ergeben. Dieser Effekt trifft grundsätzlich alle Investitionen. Die negative Auswirkung auf die Gesamtverzinsung wird aber umso größer, je kürzer die Nutzungsdauer der Netzkomponente ist.

##### Effizienzvergleich

Idealisiert betrachtet führt der Einsatz intelligenter Netzkomponenten und -konzepten zu geringeren Kosten (wieder im Vergleich zu einem konventionellen Netzausbau) für die Versorgung einer veränderten und in den meisten Fällen anspruchsvolleren Versorgungsaufgabe. Im Effizienzvergleich müssten sich dadurch eine bessere „Positionierung“ ergeben und damit Mehrerlöse. Für den Netzbetreiber ist dieser Effekt jedoch nicht prognostizierbar, da nur die Regulierungsbehörden über die empiri-

schen Daten verfügen. Auch steht zur Diskussion, ob die zugrunde gelegten Struktur- und Netzparameter die Versorgungsaufgabe und die Netzstruktur hinreichend genau abbilden, um einen solchen Effekt „sichtbar“ zu machen und damit für den Netzbetreiber Mehrerlöse zu generieren.

##### Fazit

Die politischen und regulatorischen Rahmenbedingungen müssen sicherstellen, dass der Netzbetreiber seine Maßnahmenwahl volkswirtschaftlich kostenminimal fällt. Dazu müssen die Regulierungsvorgaben technologie-neutral ausgestaltet werden und die langfristig effiziente Netzentwicklung im Blick haben. Um Technologieutralität zu erreichen, sind der Zeitverzug abzuschaffen und ein Anreiz zur Gesamtkostenminimierung bei gleichzeitiger Inkaufnahme höherer Betriebskosten zu schaffen.

##### Erfahrungen mit dem Einsatz von Informations- und Kommunikationstechnik im Verteilnetz

Neben dem Einsatz neu entwickelter Netzkomponenten stellt die deutlich verstärkte bzw. zusätzliche IKT-Infrastruktur zur Messwerterfassung, -archivierung und Auswertung von Daten für den Netzbetreiber einen kritischen Transformationsbaustein auf dem Weg zum Smart Grid dar. Ein wesentliches Merkmal der Verbundprojekte im Verbund Smart Area Aachen ist der konsequente Praxisbezug, der sich u. a. darin zeigt, dass die neuen Technologien im Netz der INFRAWEST eingesetzt und in der Praxis erprobt werden. Im Folgenden werden einige Erkenntnisse aus der Betriebserfahrung mit IKT im Netz zusammengefasst:

- Standardisierung: Eine einheitliche Kommunikationstechnik ist aufgrund der heterogenen örtlichen Gegebenheiten im Netz nur mit geringer Erfolgswahrscheinlichkeit zu realisieren. Es ist vielmehr von einer Kombination unterschiedlicher Technologien (Funktechnik, bestehender Fernwirktechnik, PLC, Breitband etc.) auszugehen, was die Komplexität und den betrieblichen Aufwand deutlich erhöht. Durchgehend leitungsgebundene Kommunikationswege für alle erforderlichen Messungen sind in vielen Netzausbausituationen nicht wirtschaftlich darstellbar. Neben der Technik unterscheiden sich auch die Datenformate und Übertragungsprotokolle, wodurch die Komplexität für den Netzbetreiber zusätzlich steigt. Mit der Frage

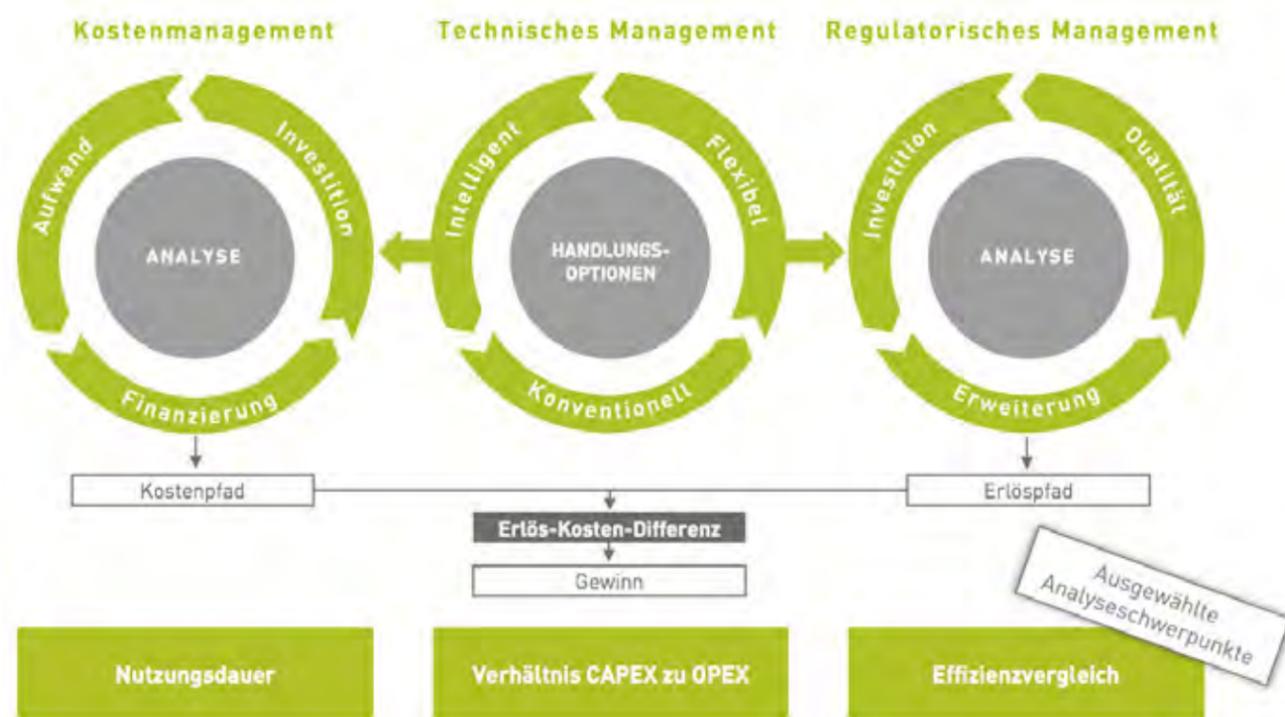


Abbildung 91: Analyse intelligenter Netzkomponenten und Flexibilitätsoptionen in der Anreizregulierung; BET

eines zukünftig einheitlichen und zukunftssicheren Datenmodells befasst sich das Verbundprojekt Kommunikationsinfrastruktur.

- Messwerterfassung: Der erforderliche Netzausbau aufgrund dezentraler Erzeugung entwickelt sich teilweise außerordentlich dynamisch. Dazu wird im Verbund Smart Area Aachen kurzfristig in großem Maße intelligente Netztechnik ausgebracht. Das führt zu einer Kombination unterschiedlicher Messwerterfassungen. Aus Gründen der Kosteneffizienz werden dabei sowohl bestehende Kommunikationswege genutzt als auch die Messwerte zentral bzw. dezentral im Netz erfasst und archiviert. Dabei kann die Messwerterfassung und Archivierung teilweise nicht integriert in den bestehenden Stationen/Anlagen erfolgen, wodurch zusätzlicher Aufwand entsteht. Die rein netzdienlichen Messungen durch den Netzbetreiber werden in Zukunft durch Daten aus den Smart-Meter-Gateways ergänzt, die ebenfalls eigene Übertragungsprotokolle und Sicherheitsstandards mit sich bringen.
- Komplexität der Technologien: Die gestiegene Systemvielfalt führt zu deutlich veränderten Kompetenzanforderungen und einem erhöhten Koordinierungsaufwand für die Betreuung der Systeme. Der Schulungsbedarf für das Betriebspersonal steigt deutlich an, da sich Hardware und besonders Software in kürzeren Zyklen weiterentwickeln. Darüber hinaus erfordert auch die Parametrierung der Systeme eine gehobene Fachkompetenz und spezielle Schulungen, die gegebenenfalls redundant vorgehalten werden müssen. Die vielfältigen Systeme und Verfahren sind am Ende in den Betriebsablauf des Verteilnetzbetreibers zu integrieren.

### Geschäftsmodelle für den Verteilnetzbetreiber im Kontext der Smart-Grid-Entwicklung

Für die Entwicklung neuer bzw. für die Anpassung bestehender Geschäftsmodelle beim Netzbetreiber muss die Entwicklung des Energiemarktes mit berücksichtigt werden. Vor allem die starre Netzentgeltssystematik (NES) passt nicht mehr zu einem zukünftigen Energiemarkt mit variablen Tarifen und neuen Flexibilitätsprodukten für Netznutzer. Damit steht das Kerngeschäft des Netzbe-

treibers, die sichere und zuverlässige Energieversorgung und deren Vergütung durch die Netznutzer, vor einer umfassenden Anpassung. In der Begleitforschung wurde daher das bestehende Entgeltssystem analysiert. Daraus hat man als Impuls für die weitere Diskussion einen Vorschlag erarbeitet für eine mit dem neuen Marktdesign kompatible Weiterentwicklung der Netzentgeltssystematik, bei der dem Kunden eine Wahlmöglichkeit bezüglich des Preismodells und der Verfügbarkeit des Netzes gegeben wird. Eine Übersicht zeigt Abbildung 92.

Das weiterentwickelte Modell verfolgt die Ziele, alle Netznutzer verursachungsgerecht zu beteiligen und die Bereitstellung von Flexibilität zu fördern durch eine Dynamisierung der Tarife. Die Effizienz des Netzes (also die Vermeidung des Netzausbaus für seltene Fälle hoher Einspeisung oder hohem Verbrauch) wird durch Preisnachlässe bei eingeschränkter Netznutzung unterstützt.

Ein weiteres Geschäftsfeld kann sich im Zuge der vermehrten Datenerfassung, Aufbereitung und Verteilung ergeben. Dabei sind alle Entwicklungen (vom Smart-Meter-Rollout bis zu den Messungen im Netz, z. B. Verbundprojekt Netzzustandsschätzung) zu berücksichtigen. Auch wenn der Netzbetreiber engen Restriktionen durch die Entflechtungsbestimmungen unterliegt, so kann die bisherige Funktion der Datendrehscheibe für Daten des Abrechnungs- und Bilanzierungsprozesses gegebenenfalls durch weitere Datendienstleistungen für Dritte erweitert werden. Exemplarisch sind hier die Bewirtschaftung der Hardware (Steuerbox) und die Steuerung der EE-Anlagen im Zuge der Flexibilisierung für den Markt wie auch für das Netz zu nennen. Der Entwurf des Messstellenbetriebsgesetzes [4] sieht allerdings deutliche Einschränkungen beim Zugriff auf Daten des Smart-Meter-Gateway durch den Verteilnetzbetreiber vor, die dem Ziel des effizienten Smart Grids und der Förderung von Flexibilität diametral gegenüberstehen.

Die Arbeiten zu den Geschäftsmodellen und Business-Cases sind aufgrund der Projektlaufzeit des Verbundprojektes Begleitforschung bis September 2017 noch nicht abgeschlossen.



Abbildung 92: Weiterentwicklung der Netzentgeltssystematik; BET

### Quellenverzeichnis

- [1] Zum Zeitpunkt der Erstellung dieses Berichts waren die Untersuchungen aufgrund der Projektlaufzeit des Verbundprojektes Begleitforschung bis September 2017 noch nicht abgeschlossen.
- [2] ARegV mit Stand 21.12.2015 zum Zeitpunkt der Berichterstellung. ARegV-Novellierung 2016 noch im frühen Entwurfsstatus
- [3] Es wird an dieser Stelle auf die Unterscheidung von technischer und kalkulatorischer Nutzungsdauer verzichtet, da die Problematik davon unberührt existiert.
- [4] Entwurf zum Messstellenbetriebsgesetz (MsbG-E) vom Februar 2016

## Zusammenfassung

Erfolgreicher Projektabschluss / wichtige Erkenntnisse für die Energiewende

Das vom Bundesministerium für Wirtschaft und Energie geförderte Projekt „Smart Area Aachen“ geht nach fünf Jahren erfolgreich auf die „Zielgerade“. Von den insgesamt sieben einzelnen Verbundprojekten sind bereits zwei abgeschlossen, die restlichen fünf werden bis spätestens Mitte 2017 folgen. Ziel von „Smart Area Aachen“ ist, aufzuzeigen, wie das intelligente Stromnetz der Zukunft mit einem hohen Anteil an unregelmäßig einspeisenden erneuerbaren Energien aussehen, vor allem aber, wie es störungsfrei funktionieren kann. Von den 13 Projektpartnern wurden dazu in sechs Teilbereichen innovative technische Lösungen erarbeitet. In einem abschließenden Feldtest konnten sie ihre Leistungsfähigkeit in einem Stromnetz im Stadtgebiet von Aachen unter Beweis stellen. Bei der Umsetzung ist es gelungen, genau definierte Anforderungsprofile in den einzelnen Projektgruppen zu erfüllen und diese anschließend in eine übergreifende Gesamtlösung einzubringen. In den sechs Teilbereichen konnten folgende Ergebnisse erzielt werden:

**Das Projekt „Smart Area Aachen“ geht nach fünf Jahren erfolgreich auf die „Zielgerade“.**

Abbildung 93: eSmart der STAWAG



## Intelligente Ortsnetzstationen

Es wurde der Prototyp einer intelligenten Ortsnetzstation aufgebaut, der auf die Anforderungen künftiger Netze ausgerichtet ist. Gleichzeitig gelang es, eine intelligente Fehlererkennung und -behandlung zu entwickeln, wodurch eine autonome Lokalisierung eventueller Fehler ermöglicht wird. Die neuen Funktionen wurden durch die STAWAG erfolgreich im praktischen Netzbetrieb eingesetzt.



## Netzplanung

Ziel des Projektes ist, Netzplanungskonzepte für elektrische Energieversorgungsnetze zu erarbeiten, mit denen innovative Netzkomponenten und -strategien in der Planung berücksichtigt werden können. Hierzu werden mithilfe eines entwickelten Planungs- und Optimierungstools synthetische und reale Netze für zukünftige Versorgungsszenarien kostenoptimal ausgelegt. Auf Basis von umfangreichen Simulationen einer Vielzahl von Mittel- und Niederspannungsnetzen werden Vorschläge zur Anpassung bestehender und Formulierung neuer Planungsgrundsätze abgeleitet.



## Spannungsqualität

Durch die Entwicklung neuer Regelungsverfahren für regelbare Ortsnetztransformatoren (rONT) konnte der kostenintensive Ersatz oder Ausbau von zusätzlichen Leitungen vermieden werden. Dabei hat sich gezeigt, dass sich durch das breite Leistungsspektrum der rONTs auch die Betriebsführung im Verteilnetz optimieren lässt.



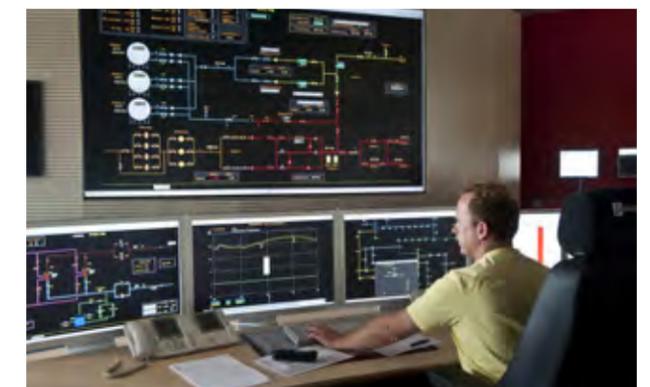
## Instandhaltung

Ein neues Verfahren optimiert die Instandhaltung heutiger und künftiger Netze. Dabei standen innovative Technologien im Mittelpunkt, die Substanzerhalt und Wirtschaftlichkeit miteinander in Einklang bringen. Die praktische Anwendung im Netz der STAWAG erfolgte mithilfe optimierter Zustandserfassungsmethoden und unterstrich die Leistungsfähigkeit des Verfahrens. Darüber hinaus konnten zusätzliche Informationen aus Smart-Grid-Komponenten erfasst und genutzt werden.



## Kommunikationsinfrastruktur

Es gelang, neue Netzwerkkomponenten und Datenmodelle zu entwickeln, die eine spartenübergreifende Nutzung ermöglichen. Zusätzlich wurde eine projektübergreifende Informationsinfrastruktur mithilfe innovativer Kommunikationstechnologien aufgebaut, damit die einzelnen Komponenten zusammenhängend funktionieren.



## Netzzustandsschätzung

Um rechtzeitig Handlungsbedarf zu erkennen und dadurch eine hohe Versorgungssicherheit zu gewährleisten, entwickelte das „Team“ ein Verfahren auf der Grundlage von wenigen, ausgewählten Messorten im Netz. In Folge lassen sich die Zustände an den Netzknoten ohne Messung berechnen und der Fehler in Bezug auf die Informationen über den wahren Netzzustand abschätzen. Der Clou des Verfahrens ist die Möglichkeit, die Berechnungsergebnisse mit Messwerten in einem vollständig mit Messtechnik ausgerüsteten Netzgebiet zu vergleichen. Damit kann zukünftig ein wichtiger Beitrag zur Integration dezentraler Stromerzeugung auf Basis erneuerbarer Energien geleistet werden.

Koordiniert wurden die sechs Aufgabenfelder von der STAWAG im Rahmen einer Begleitforschung. Aufgabe war, die Projekte mit den unterschiedlichen thematischen Schwerpunkten zu bündeln und Synergien zu heben. Darüber hinaus kam der Verwertung der Ergebnisse und der Standardisierung der technischen Lösungen besondere Bedeutung zu. Alle Projektgruppen haben gleichermaßen zum Erfolg von „Smart Area Aachen“ beigetragen. Damit konnte ein wichtiger Beitrag für die Gestaltung künftiger, leistungsfähiger Verteilnetze geleistet werden. Sie sind die Voraussetzung dafür, dass höchste Stabilität auch bei stark unregelmäßig einspeisenden erneuerbaren Energien sichergestellt ist – und damit ein wichtiger Baustein für die erfolgreiche Umsetzung der Energiewende.

# Ausblick

Weltweite Bemühungen zur Reduktion klimaschädlicher Treibhausgasemissionen und deren ambitionierte Verfolgung durch die Förderung erneuerbarer Energien verursachen einen grundlegenden Wandel des Energiesystems.

Aktuelle Zahlen zur Energiewende belegen dies eindrucksvoll. In diesem Jahr übersteigt die installierte Leistung von Anlagen zur Einspeisung von Strom aus erneuerbaren Energien in Deutschland erstmals 100 GW. Bereits seit 2014 ist mehr Leistung aus erneuerbaren Energien als konventionelle Kraftwerksleistung installiert.

Der thematische Verbund „Smart Area Aachen“ stellt sich den entsprechenden Herausforderungen und berücksichtigt dabei besonders die Belange der Verteilungsbetreiber, in deren Netze die überwiegende Menge der erneuerbaren Energien eingespeist wird. Die große Sachkompetenz aller beteiligten Partnerunternehmen und Forschungseinrichtungen sowie die Umsetzung und Erprobung aller durchgeführten Forschungsarbeiten in Feldversuchen verleihen den vorliegenden Forschungsergebnissen einen unschätzbaren Wert. Denn die Energiewende vollzieht sich bereits heute und verlangt nach ausgereiften und kurzfristig umsetzbaren technischen Lösungen sowie danach, diese Lösungen in die betrieblichen Prozesse der Netzbetreiber einzugliedern und die erforderlichen Kompetenzen aufzubauen – vor allem auch unter praktischen Gesichtspunkten.

Die vorliegenden Ergebnisse demonstrieren die wirtschaftlichen Vorteile innovativer Betriebsmittel, die in einer Vielzahl von Fällen konventionellem Netzausbau überlegen sind. Der Erfolg der Feldversuche stellt die Tauglichkeit innovativer Betriebsmittel für die Praxis unter Beweis. Gleichzeitig verringern diese Versuche Einsatzhemmnisse für diese Betriebsmittel, indem auf allen Ebenen Kompetenz aufgebaut wird. Die entwickelten Netzplanungsgrundsätze, Verfahren zur State-Estimation, Laborversuche sowie die Weiterentwicklungen der Betriebsmittel tragen hierzu bei. Die Ergebnisse zeigen jedoch auch deutlich verbleibende Beschränkungen und weiteren Forschungsbedarf auf. Besonders hervorzuheben ist, dass bei weiterhin unbekannter zukünftiger Entwicklung der Versorgungsaufgabe im Verteilungsnetz die Netzplanung

mit innovativen Betriebsmitteln zunehmend an Komplexität gewinnt und das wirtschaftliche Optimum des notwendigen Netzausbaus nur durch aufwendige Einzelfallprüfungen erreicht werden kann. In der Praxis beschränkt darüberhinaus das Fehlen einer kostengünstigen, zuverlässigen und flächendeckend verfügbaren Kommunikationsinfrastruktur die Nutzung der davon abhängigen innovativen Betriebsmittel.

Die Arbeiten der „Smart Area Aachen“ sind wegbereitend für das Gelingen der Energiewende im Verteilungsnetz. Sie ermöglichen es, kurzfristig von innovativen Betriebsmitteln und neuartigen Planungs-, Instandhaltungs- und Betriebsführungskonzepten zu profitieren. Die verbleibenden Beschränkungen sind in zukünftigen Forschungsprojekten zu adressieren. Die Herausforderungen für Verteilungsnetze, die heute hauptsächlich aus der steigenden und volatilen Netzbelastung resultieren, werden durch Marktteilnahme einer Vielzahl von Akteuren (auch) im Verteilungsnetz sowie durch die Notwendigkeit zur Systemdienstleistungserbringung im und durch das Verteilungsnetz weiter steigen. Die bereits voranschreitende Digitalisierung des Energiesystems wird daher zukünftig zu einem Schlüsselement, den Herausforderungen zu begegnen und diese Entwicklungen für neue Geschäftsmodelle nutzbar zu machen. Eine umfassende Datenbasis und eine durchgängige Modellierung aller Bestandteile des Energiesystems sind zukünftig unabdingbar und wurden in der Smart Area Aachen bereits wesentlich vorangetrieben.

Ich wünsche allen Beteiligten der „Smart Area Aachen“ einen erfolgreichen Abschluss der Verbundprojekte sowie gewinnbringende Diskussionen der Ergebnisse im Rahmen der Fachkonferenz und weit darüber hinaus. Mögen sie dazu beitragen, dass wir gemeinsam die Energiewende erfolgreich weiter gestalten.

Univ.-Prof. Dr.-Ing. Armin Schnettler



## Steckbrief

# Partnerunternehmen



Als weltweit tätiger Technologiekonzern bietet ABB Zukunftslösungen für die Kernbereiche unserer Wirtschaft: die öffentliche und industrielle Elektrizitäts-, Wärme-, Gas- und Wasserversorgung. Unsere Kunden profitieren dabei vom umfassenden Produkt-, System- und Dienstleistungsspektrum der Energietechnik. Mit der Kombination aus Erfahrung und Innovationskraft bieten wir die schlüsselfertige Realisierung von Projekten jeder Größe, von der Planung bis zur Inbetriebnahme von zukunftsfähigen Lösungen für das Verteilnetz von heute und Morgen.

Unsere innovativen und ganzheitlichen Konzepte für die Automatisierung und Spannungshaltung im Verteilnetz ermöglicht unseren Kunden die optimale und wirtschaftliche Nutzung der eingesetzten Betriebsmittel und gewährleisten somit die nötige Investitionssicherheit.



BET Büro für Energiewirtschaft und technische Planung GmbH ist ein führendes Beratungsunternehmen für die Energie-, Wasser- und Infrastrukturwirtschaft mit Sitz in Aachen und Büros in Leipzig und Hamm sowie einer 100-prozentigen Tochtergesellschaft in der Schweiz, der B E T Dynamo Suisse AG. BET hat die Energiewende von Anfang an aktiv mitgestaltet. Unsere Ziele waren und sind nachhaltige Lösungen für ein ökonomisches und ökologisches Energieversorgungssystem. Wir verstehen uns als Vordenker, Experten und praktische Umsetzer, wobei wir die Methoden der Managementberatung verbinden mit der erforderlichen fachlichen Tiefe für praxistaugliche Lösungen. Mit rund 70 Experten unterstützen wir Kunden in allen Netzthemen vom operativen Netzbetrieb bis hin zur Asset-Strategie, in Projekten zu Erzeugung, Handel, Portfoliomanagement und Vertrieb sowie in klassischen Managementberatungsthemen wie Strategiefindung, Unternehmenssteuerung und Organisations- und Personalentwicklung. Wir setzen dabei auf individuell zusammengestellte, interdisziplinäre Spezialistenteams, die ihr Wissen projektspezifisch zu einem Gesamtkonzept bündeln.



Die vom VDE e.V. getragene DKE Deutsche Kommission Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik in DIN und VDE erarbeitet Normen und Sicherheitsbestimmungen für die Elektrotechnik, Elektronik und Informationstechnik. Sie vertritt die deutschen Interessen im Europäischen Komitee für Elektrotechnische Normung (CENELEC) und in der Internationalen Elektrotechnischen Kommission (IEC). Rund 3.500 Experten aus Wirtschaft, Wissenschaft und Verwaltung erarbeiten das VDE-Vorschriftenwerk in der DKE. Die VDE-Bestimmungen basieren heute größtenteils auf europäischen Normen, die zu etwa 80 Prozent das Ergebnis der internationalen Normungsarbeit der IEC sind.



Die FGH ist eine gemeinnützige Forschungseinrichtung der Elektrizitätswirtschaft/Elektroindustrie mit dem Ziel, Kompetenz und praxisorientiertes Fachwissen gemeinsam mit ihren Mitgliedern zu entwickeln und vorzuhalten. Dazu beschäftigen sich die FGH bzw. deren Vorgängervereinigungen seit 1921 mit Fragen im gesamten Bereich der Anlagen- wie Systemtechnik in öffentlich geförderten Forschungsprojekten (AiF, BMWi, EU etc.) und Auftragsforschungsprojekten. Zudem bietet sie Weiterbildungsveranstaltungen zu aktuellen technischen Herausforderungen und netztechnischen Grundlagenthemen an. Seit 2003 ist die FGH AnInstitut der RWTH Aachen. Die Forschungstätigkeiten werden durch Beratungs-, Zertifizierungs- und Softwareentwicklungstätigkeiten in zwei Tochter-GmbHs ergänzt. Der Verein bündelt in seiner Mitgliederstruktur die deutschen Übertragungs- und Verteilnetzbetreiber verschiedener Größe, Hersteller der Anlagentechnik im Primär- und Sekundärbereich sowie technische Consultingunternehmen. Im thematischen Verbund Smart Area bringt die FGH ihre Expertise bei der simulativen Bewertung elektrischer Netze und Komponenten (intelligente Ortsnetzstationen), bei Prüfungen von Primärtechnik (intelligente Ortsnetzstationen) und IKT (Netzplanung) sowie bei Netzplanungsprozessen und -verfahren (Kommunikationsinfrastruktur) ein.

Institut und Lehrstuhl für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft (IAEW) gehören zur Fakultät für Elektrotechnik und Informationstechnik an der RWTH Aachen. Unter der Leitung von Univ.-Prof. Dr.-Ing. Albert Moser bilden am IAEW die mathematische Simulation, Optimierung und Bewertung des technisch-wirtschaftlichen Ausbaus und Betriebs von Stromversorgungssystemen sowie die elektrische Energieerzeugung, -übertragung und -verteilung die Schwerpunkte in Forschung und Lehre. Für die Bewertung und Planung von Übertragungs- und Verteilungsnetzen berücksichtigen die am IAEW entwickelten Werkzeuge neben der konventionellen Technik auch intelligente Betriebsmittel und innovative Planungskonzepte.

Durch Dissertationen der wissenschaftlichen Mitarbeiter sowie durch eine intensive Studientätigkeit verfügt das IAEW seit vielen Jahren in der Energiewirtschaft über anerkannte Expertise bei der Analyse, Bewertung und Integration von dezentralen Anlagen und erneuerbaren Energien in Elektrizitätsversorgungssystemen.



Die Forschungsschwerpunkte am Institut für Energiesysteme, Energieeffizienz und Energiewirtschaft der Technischen Universität Dortmund liegen in systemtechnischen und energiewirtschaftlichen Betrachtungen für eine zukunftsfähige Energieversorgung. Hierzu werden Technologien aus den Bereichen Leittechnik, Regelungs-

Gegründet im Jahr 1870 gliedert sich die RWTH Aachen in 9 Fakultäten mit insgesamt über 40.000 Studierenden und mehr als 500 Professuren. Das Budget der Universität beträgt über 850 Mio. Euro, wovon wiederum mehr als 30 % auf Drittmittel von externen Forschungspartnern und Fördergebern entfallen. Das herausragende Forschungspotenzial der RWTH wird durch ihre zahlreichen Exzellenzcluster und Sonderforschungsbereiche, ihre Graduiertenprogramme und AnInstitute unterstrichen.

Das Institut für Hochspannungstechnik (IFHT) gehört zur Fakultät für Elektrotechnik und Informationstechnik der RWTH Aachen. Über 60 seiner fast 100 Mitarbeiter sind Wissenschaftler, die ein breites Themenspektrum unterschiedlichster Forschungsfragen aus dem Bereich der Energietechnik adressieren. Schwerpunkte der Forschung sind unter anderem neuartige Hochleistungsisolierstoffe, energietechnische Komponenten in Verteilungs- und Übertragungsnetzen, die Zukunft der Elektromobilität sowie die ganzheitliche Modellierung, Analyse und Optimierung nachhaltiger Energieversorgungssysteme.

technik, Leistungselektronik, zentraler, dezentraler und regenerativer Energien sowie Speicherkonzepte für die speziellen Anforderungen zukünftiger Energieversorgungssysteme erforscht und in das Gesamtsystem aus Energieversorgung und Energiemärkten integriert.

KISTERS entwickelt marktkonforme und zukunftsweisende Software-Lösungen für die Energiewirtschaft mit ihren Geschäftsfeldern Energiegewinnung, -verteilung, -vermarktung und -handel sowie Energienutzung. Das Portfolio enthält Lösungen für u.a. Energiedaten- und Portfoliomanagement, Prognose, Virtuelle Kraftwerke, Smart Metering, Smart Grid/Leittechnik sowie für das Lifecycle- und Asset-Management von Anlagen und Netzen. Mehr als 750 Unternehmen aus der Energiewirtschaft und der Industrie setzen auf KISTERS Software. Das 1963 als Ingenieurbüro gegründete, mittelständische Unternehmen KISTERS entwickelt darüber hinaus führende Software-Lösungen für nachhaltiges Ressourcenmanagement von Energie, Wasser und Luft, für Umweltschutz und Sicherheit, Logistik, Luftfahrt sowie 3D-Viewing. Der Hardware-Vertrieb der KISTERS AG bietet großformatige Drucker (2D und 3D), Scanner uvm. an. Der Bereich Ingenieurleistungen besteht zudem bis heute fort. Das Unternehmen mit über 500 Mitarbeitern, Hauptsitz in Aachen und zahlreichen internationalen Töchtern ist aufgrund von Fachkompetenz, Einsatz- und Branchenerfahrung ein international gesuchter Lösungspartner.



Die Maschinenfabrik Reinhausen GmbH (MR) und ihre über 30 Tochter- bzw. Beteiligungsgesellschaften weltweit erwirtschafteten im vergangenen Geschäftsjahr mit 3.200 Mitarbeitern einen Umsatz von über 700 Millionen Euro. 50 % des weltweit erzeugten Stroms wird mit MR-Produkten geregelt.

MR ist Weltmarktführer für die Regelung von Leistungstransformatoren. Mithilfe von Stufenschaltern und Umstellern wird dabei das Übersetzungsverhältnis der Primär- zur Sekundärwicklung an wechselnde Lastverhältnisse angepasst und zusammen mit innovativer Sensorik, Elektronik sowie Informations- und Kommunikationstechnik weltweit eine zuverlässige Stromversorgung sichergestellt. Zudem werden schlüsselfertige Lösungen für den rückwirkungsfreien Betrieb kritischer Industrieanwendungen und die Versorgungssicherheit in Verteilungsnetzen angesichts zunehmend fluktuierender Einspeisung projiziert. Weitere Geschäftsbereiche im Konzern liefern stationäre bzw. mobile Systeme der Prüf- und Messtechnik für Hochspannungsgeräte oder stellen Verbundhohlisolatoren sowie glasfaserverstärkte Kunststoffe für mechanisch und elektrotechnisch hoch beanspruchte Produkte her. Kunden sind Hersteller von Hochspannungsgeräten und -anlagen, Übertragungs- und Verteilungsnetzbetreiber sowie die stromintensive Großindustrie. Treiber des Geschäfts sind das weltweite Bevölkerungswachstum, der Infrastrukturausbau in Entwicklungs- und Schwellenländern, Ersatzinvestitionen in den Industrieländern, die Einspeisung erneuerbarer Energien sowie auf Schwankungen der Stromqualität sensibel reagierende Industrieanwendungen



Nexans macht Energie lebendig – mit einem umfassenden Sortiment an Kabeln und Kabelsystemen, die unseren Kunden weltweit die Steigerung ihrer Performance ermöglichen. Die Teams der Nexans-Gruppe verstehen sich als Partner im Dienst des Kunden und sind in vier großen Geschäftsbereichen tätig: Energietransport und -verteilung (an Land und unter Wasser), Energieressourcen (Erdöl und Erdgas, Bergbau und erneuerbare Energien), Transport (Straße, Schiene, Luft, See) und Bauwesen (Gewerbegebäude, Wohngebäude und Rechenzentren). Die Strategie von Nexans beruht auf der kontinuierlichen Innovation von Produkten, Lösungen und Dienstleistungen sowie auf der Einbindung der Mitarbeiter, der professionellen Kundenbetreuung und der Anwendung von sicheren und umweltschonenden Industrieprozessen. 2013 gründete Nexans als erstes Unternehmen der Kabelindustrie eine Stiftung, die Initiativen unterstützt, mit deren Hilfe benachteiligte Bevölkerungsgruppen weltweit Zugang zu Energie erhalten.

Nexans ist aktives Mitglied von Europacable, dem europäischen Verband der Draht- und Kabelhersteller. Der Konzern ist Unterzeichner der Industrie-Charta von Europacable, mit der sich die Verbandsmitglieder gemeinsamen Grundsätzen und Zielen für die Entwicklung ethisch unbedenklicher, nachhaltiger und qualitativ hochwertiger Kabel verpflichten.

Die global agierende Nexans-Gruppe ist mit rund 26.000 Mitarbeitern in 40 Ländern vertreten und erzielte 2015 einen Umsatz von 6,2 Milliarden Euro. Nexans ist an der NYSE Euronext Paris (Compartment A) notiert.

Die PSI Aktiengesellschaft für Produkte und Systeme der Informationstechnologie entwickelt und integriert auf der Basis eigener Softwareprodukte komplette Lösungen für das Energie-, Produktions- und Infrastrukturmanagement. Auf dem Gebiet der Netzleittechnik hat der Geschäftsbereich PSI EE (Elektrische Energie) eine führende Marktposition in Deutschland. Kunden der PSI sind u. a. viele Netzbetreiber in Deutschland, die ihre Netze mit den von PSI entwickelten Netzleitsystemen steuern und überwachen. Diese Leitsysteme sind zum überwiegenden Teil auch mit höheren Entscheidungs- und Optimierungsfunktionen (HEO) ausgestattet, mit denen laufend der aktuelle Netzzustand hinsichtlich möglicher Verletzungen der betrieblichen Grenzwerte analysiert und bewertet wird. Die HEO-Funktionen unterstützen den Netzbetreiber dabei, seine Netze sicher und möglichst optimal zu führen.

Die SAG Gruppe ist der führende herstellerunabhängige Partner für die energietechnische Infrastruktur und bietet Services und Systeme für die Energieerzeugung, Übertragung, Verteilung in Strom-, Gas- und Wassernetzen sowie IT-Lösungen, Engineering, Beratungsleistungen für Asset-Management, Instandhaltung, Planung und Betrieb von Energienetzen sowie Smart Grids. Die SAG ist in Deutschland flächendeckend mit 100 Standorten präsent und erwirtschaftet mit ca. 8.000 Beschäftigten einen Umsatz von rund 1,2 Milliarden Euro.

Innerhalb der SAG Group beschäftigt sich der Bereich CeGIT mit ca. 400 Mitarbeitern mit der Bereitstellung von Lösungen und Dienstleistungen zu Asset- & Netzdatenmanagement, Betriebsführung, Instandhaltung, Trassierung, Fernerkundung, Netzplanung und Smart Grids. Jahrzehntelange Erfahrungen der SAG beim Aufbau und Betrieb von Energieanlagen & -netzen sind Basis für die Erstellung von CeGIT-Standard- und Individual-Software-Lösungen, die die Wettbewerbs- und Zukunftsfähigkeit von Stadtwerken, Netzbetreibern, Kommunen sowie Industriebetrieben nachhaltig unterstützen

Die STAWAG, Stadtwerke Aachen Aktiengesellschaft, ist ein zukunftsorientiertes Unternehmen für Energie und Wasser in Aachen. Sie liefert täglich Strom, Erdgas, Fernwärme und Trinkwasser an über 130 000 Kunden. Außerdem betreibt sie im Auftrag der Stadt Aachen das Abwassersystem. Mit über 687 Beschäftigten und einem Jahresumsatz von 440 Mio. Euro (2014) ist die STAWAG einer der wichtigsten Wirtschaftsfaktoren in der Region. Netzbetreiber für Aachen, Monschau und Simmerath ist die INFRAWEST GmbH, eine 100-prozentige Tochter der STAWAG. Neben den regulierten Strom- und Gasnetzen betreibt sie auch das Wasser- und Wärmenetz der STAWAG, um bei den Aufgaben des Netzmanagements die Synergien des Querverbundes nutzen zu können. Schon heute erzeugt die STAWAG mit Partnern über 430 Millionen Kilowattstunden grünen Strom in lokalen und überregional verteilten eigenen Ökostromanlagen: Mehr als jede zweite Kilowattstunde des Verbrauchs der Aachener Haushalte wird rechnerisch schon in Ökostromanlagen erzeugt. Ziel ist, im Jahr 2020 den gesamten Strombedarf der Haushalts- und Gewerbekunden in Aachen in eigenen Ökostromanlagen zu erzeugen. Die STAWAG engagiert sich seit Jahren aktiv in der Entwicklung innovativer Energielösungen und neuer Technologien. Anfang 2015 wurde das Forschungsprojekt econnect Germany zur zukunftsfähigen Gestaltung der Elektromobilität erfolgreich abgeschlossen. Bei Smart Area Aachen ist die STAWAG Konsortialführer.

# Die Mitwirkenden

## ABB AG

Herr Ulrich Aschenbroich  
Frau Dr. Britta Buchholz  
Herr Dirk Ebbinghaus  
Herr Dr. Stefan Federlein  
Herr Manuel Greulich  
Herr Stefan Kämpfer  
Herr Dr. Ralf Krumm  
Herr Dr. Lars Libuda  
Herr Peter Noglik\*  
Herr Martin Reinz  
Herr Dr. Adam Slupinski

## B E T Büro für Energiewirtschaft und technische Planung GmbH

Herr Dr. Andreas Nolde  
Herr Ulrich Rosen  
Herr Dr. Lukas Schuchardt  
Herr Dr. Wolfgang Zander

## E.V.A.

Frau Angeli Bhattacharyya

## FGH e.V.

Herr Max Hoven  
Herr Christoph Kahlen  
Herr Sören Patzack  
Herr Daniel Schacht  
Herr Dr. Hendrik Vennegeerts  
Frau Julia Ziegeldorf

## IAEW RWTH Aachen

Herr Dr. David Echternacht\*  
Frau Muriel Franken  
Herr Prof. Dr. Albert Moser

## INFRAWEST GmbH

Herr Ralf Albertz  
Frau Cristal Arduz  
Herr Paul Duisberg\*  
Herr Robert Frings  
Herr Markus Gödde\*  
Frau Jana Mejikovskaia\*  
Herr Stefan Ohmen  
Herr Alexander Parkitny  
Frau Ekaterina Soloveva  
Frau Andrea Wagner

## Institut für Hochspannungstechnik - RWTH Aachen

Herr Dr. Michael Andres  
Herr Moritz Cramer  
Herr Michael Cremer  
Herr Pascal Köhn  
Herr Dr. Claas Matrose  
Herr Fabian Potratz  
Herr Dr. Christoph Roggendorf\*  
Herr Univ. Prof. Dr. Armin Schnettler

## KISTERS AG

Herr Stefan Krieghoff  
Herr Sebastian Laun  
Herr Wilhelm Morgner  
Herr Holger Röpken  
Herr Dr. Ralf Scharnow  
Herr Michael Seegel  
Herr Thomas Sengteller  
Herr Michael Untiet  
Herr Michael von Poblitzki  
Herr Björn Wilkens

## Maschinenfabrik Reinhausen

Herr Bernd Huber  
Herr Thorsten Krüger  
Herr Florian Münch  
Herr Franco Pizzutto  
Herr Dr. Thomas Smolka

## Nexans Deutschland GmbH

Herr Oleksandr Kosyansky  
Herr Fjodor Lamm  
Herr Holger Pösken  
Herr Hubert Theissen  
Herr Marcel Reifenberg  
Frau Dr. Beate West

## PSI AG

Herr Dr. Werner Feilhauer  
Herr Dr. Guido Remmers  
Herr Rainer Roskopf  
Herr Dr. Werner Schrieder

## SAG GmbH

Herr Sven Behrend

## SAG GmbH, CeGIT

Herr Michael Lefèvre  
Herr Nico Schultze  
Herr Martin Stiegler

## STAWAG

Herr Dr. Peter Asmuth  
Herr Rainer Bastian  
Herr Dr. Christian Becker  
Herr Frank Brees  
Herr Gerd Börger  
Herr Dietmar Braun  
Herr Andre Clermont  
Herr Tobias Conrads  
Herr Marco Diewald  
Herr Bernd Frohnhofen  
Herr Roman Fröschen  
Herr Jürgen Geilen  
Herr Uwe Geulen  
Herr Pascal Hahulla  
Herr Norbert Hilgers  
Herr Jürgen Horschmann  
Frau Sarah Koll  
Herr Hans-Dieter Lutterbach  
Herr Richard Mioska  
Herr Daniel Neunherz  
Herr Herbert Plum  
Herr Ralf Radzie  
Herr Rudolf Roß  
Herr Carsten Roß  
Herr Rolf Schmitz  
Herr Stephan Schmitz  
Herr Thomas Schulz\*  
Herr Frank Vonderbank  
Herr Dieter Walber  
Herr Klaus Willems  
Herr Volker Willms  
Herr Thomas Wüller  
Herr Andreas Ziemons  
Herr Peter Zimmer

## TU Dortmund, ie3

Herr Björn Keune,  
Herr Prof. Dr. Christian Rehtanz

## VDEIDKE

Herr Sebastian Kosslers  
Herr Johannes Stein  
Herr Dr. Bernhard Thies

\*) Firmenzugehörigkeit während der  
Projektlaufzeit



# Impressum

## Gestaltung:

wesentlich.com

## Redaktion:

Smart Area Aachen

Unterstützung: Gerd Lengsdorf

Lektor: Klaus Mackowiak

## Druck:

frank druck + medien

## Bildnachweise

Bernd Stuhlmann (S. 4)

buchachon – Fotolia (S.15)

Foveart, Sebastian Wussow (S. 8, 12,  
16-17, 32, 35, 36-37, 41, 53, 54-55, 67,  
86-87, 101, 102-103)

Paul Langrock (S. 10, 11, 84, 117, 123)

Andreas Herrmann (S. 68-69)

STAWAG (S. 93)

## Kontakt

Robert Frings  
0241 41368-2941  
robert.frings@infrawest.de

Peter Zimmer  
0241 181-2463  
peter.zimmer@stawag.de

STAWAG  
Stadtwerke Aachen Aktiengesellschaft  
Lombardenstraße 12-22  
52070 Aachen, Deutschland

[www.smartarea.de](http://www.smartarea.de)



Konsortialführer

