

BMW-Verbundvorhaben

Transformationsprozess für die kommunale Energiewende - sektorenggekoppelte Infrastrukturen und Strategien zur Einbindung von lokalen Akteuren (TrafoKommunE)

Gefördert durch:



aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages

Förderkennzeichen: 03EN3008

IKT-Konzept AP 3.4 / AP 3.5

Projektlaufzeit 01.03.2020 - 31.11.2023

Projektpartner



Karlsruher Institut für Technologie, Institut für Automation und
angewandte Informatik (IAI)



Gas- und Wärme-Institut Essen e.V.

Simon Grafenhorst (IAI), simon.grafenhorst@kit.edu
Kevin Förderer (IAI), kevin.foerderer@kit.edu
Clemens Döpmeier (IAI)
Martin Schmelzer (GWI), martin.schmelzer@gwi-essen.de
Frederic Frankenhoff (GWI), frederic.frankenhoff@gwi-essen.de
Tim Müntefering (GWI)
Jörn Benthin (GWI)
Rolf Albus (GWI)

Inhalt

1	Einleitung.....	6
2	Kommunale Infrastrukturen.....	7
2.1	Strominfrastruktur.....	7
2.1.1	Stationsebene.....	7
2.1.2	Betrieb des elektrischen Netzes der Stadt Karlsruhe als Beispiel für den Netzbetrieb einer größeren Stadt	9
2.2	Gasnetz.....	14
2.2.1	Gasnetz der Zukunft	15
2.3	Gasnetz_GWI.....	16
2.4	Wärmenetz.....	18
3	IKT-Systemarchitektur	21
4	IKT-Konzept	23
4.1	Kommunikationswege.....	23
4.1.1	4G / LTE	23
4.1.2	5G	24
4.1.3	PLC.....	24
4.1.4	LoRaWAN.....	25
4.2	IKT Bausteine	27
4.2.1	Digitale Zwillinge	28
4.2.2	Demand Side Management (DSM).....	28
4.2.3	Entscheidungsunterstützung.....	29
4.2.4	Redispatch 2.0	29
4.2.5	Externe Schnittstellen	30
4.2.6	Netzsimulationen und Netzanalysen.....	31
4.2.7	Kommunikation mit eigenen Infrastrukturen	31
4.2.8	Archivierung	31
4.2.9	Integration intelligenter Messsysteme	32
4.3	Prototypische Umsetzung: Verteilnetzüberwachung mithilfe von Smart Home Geräten	34
4.3.1	Evaluation.....	37
4.3.2	Fazit	38
4.4	Verbesserung der Verteilnetzüberwachung mithilfe von Dreiphasen-Stromnetzmodellen	38
5	Realisierung.....	40
5.1	Datenübertragung.....	41
5.2	Messdaten Schnittstelle	41

5.3	Umspannwerke	41
5.4	Leitwarte.....	41
5.5	Datenfluss.....	42
6	IKT-Anbindung – LivingLab am GWI	43
6.1	Energie Monitoring.....	43
6.2	Energiezähler und Messeinrichtungen.....	46
6.2.1	Stromzähler	47
6.2.2	Gaszähler	49
6.2.3	Sonstige	55
6.3	Datenübertragung.....	56
6.3.1	Batch-Processing	57
6.3.2	Streaming-Processing.....	58
6.4	Datenhaltung.....	59
6.5	Visualisierung und Analyse.....	60
7	Handlungsempfehlung	62
8	Zusammenfassung.....	64
9	Abbildungsverzeichnis.....	64
10	Literaturverzeichnis.....	66

1 Einleitung

Die Verbreitung von informationstechnisch angebundenen Messgeräten in den Verteilnetzen nimmt immer weiter zu. Die Messgeräte sind für einen reibungslosen Betrieb der Netze wichtig, da neuartige Energieanlagen nicht mehr vorhersehbar Energie aus den Netzen entnehmen, sondern nun, teilweise wetterabhängig, Energie umwandeln, entnehmen und einspeisen.

Die dezentrale Energieerzeugung in Form von Photovoltaikanlagen, elektrischen Fahrzeugen und der damit verbundenen Ladeinfrastruktur sowie die fortschreitende Elektrifizierung des Gebäudesektors bieten für Stadtwerke neue Geschäftsfelder und stellen gleichzeitig Herausforderungen dar. Die Vermarktung von dezentral erzeugter Energie als Mieterstrom ist ein Beispiel für ein neues Geschäftsmodell, welches unterschiedliche Infrastrukturelemente betrifft. Die Planung, sowie der Bau von größeren, dezentralen Photovoltaikanlagen erfordert die Einhaltung unterschiedlicher Gesetze und Normen. Der Aufbau und Anschluss der Anlagen erfordert Fachpersonal. Zudem müssen die Netzbereiche, in welche neue Anlagen integriert werden, freie Kapazitäten aufweisen. Der Betrieb und die Steuerung solcher Anlagen verlangt nach Informations- und Kommunikationstechnik sowohl vor Ort als auch bei den zuständigen Betreibern. Schließlich wird für die Vermarktung der Energie eine Angebots- und Abrechnungsplattform benötigt.

Ein weiteres Beispiel ist die Installation und der Betrieb von Ladestationen für elektrische PKWs. Die Installation von neuen Anlagen erfordert auch hier freie Netzkapazitäten in den örtlichen Niederspannungsnetzen, Kommunikationstechnik vor Ort und IKT-Systeme beim Betreiber der Anlagen.

Als Energielieferant müssen Stadtwerke auch hier neue IKT-Systeme in bestehende Infrastrukturen integrieren. Die Verbreitung von Smart Metern schreitet in Deutschland immer weiter fort, weshalb die Verarbeitung von Smart Meter Messdaten zu Abrechnungszwecken automatisierter Bestandteil von modernen Abrechnungssystemen sein muss. Außerdem könnten Smart Meter Daten einen weiteren Nutzen für die Verteilnetzbetreiber haben, beispielsweise zum Zwecke der Netzüberwachung und der Modernisierungsplanung.

In diesem Bericht wird eine moderne IKT-Architektur vorgestellt, welche die Integration neuer Verteilnetzinfrastrukturen in die bestehende Architektur ermöglicht. Im Rahmen einer prototypischen Umsetzung neuartiger Netzüberwachungsmethoden mithilfe von Smart Home Geräten wird die vorgestellte Architektur umgesetzt und die Vor- und Nachteile evaluiert. Schließlich werden Umsetzungsstrategien für Verteilnetzbetreiber und Stadtwerke vorgestellt, welche auf Produkten von Dienstleistern basieren.

Einleitend wird in diesem Bericht beschrieben, auf welchem Stand die unterschiedlichen Netztypen aktuell sind. Das Stromnetz in Karlsruhe wird genauer betrachtet und die Infrastruktur eines Umspannwerkes im östlichen Karlsruhe wird beispielhaft detailliert vorgestellt. Auch werden die aktuell vorherrschenden Infrastrukturen in Gas- und Wärmenetz beleuchtet und Beispiele erläutert. Anschließend werden Chancen zur Modernisierung und Herausforderungen durch die Integration von neuen Infrastrukturen in die IKT-Infrastrukturen von Stadtwerken eingeordnet. Die Architektur bisheriger Leitwartensoftware und Entwicklungspfade zu modernen Architekturen werden auf einer theoretischen und relativ hohen Flugebene dargestellt. Insbesondere die Aggregation, Speicherung und Auswertung von Messdaten und die Steuerung von Energieinfrastrukturen im Feld stehen hierbei

im Vordergrund. Nachfolgend wird die praktische Umsetzung der theoretischen Konzepte ausgearbeitet. Für kleinere Energieversorgungsunternehmen und Verteilnetzbetreiber ist der selbstständige Aufbau einer IKT-Architektur wie vorgeschlagen oftmals nicht wirtschaftlich, weshalb beispielhafte Produkte von Dienstleistern hinsichtlich des Funktionsumfangs und der Architektur analysiert werden. Beispiele für die praktische Umsetzung der vorgestellten Technologien sind von den Projektpartnern während der Projektlaufzeit umgesetzt und evaluiert worden.

Abgeschlossen wird der Evaluationsbericht mit Handlungsempfehlungen und einer Zusammenfassung der Ergebnisse der Arbeitspakete 3.4 und 3.5.

2 Kommunale Infrastrukturen

2.1 Strominfrastruktur

Anfang des 20. Jahrhunderts wurden in Deutschland die ersten öffentlichen Stromnetze zur Versorgung von Privathaushalten installiert. Die Stromnetzinfrastuktur wurde seitdem immer wieder erneuert und ausgebaut. Viele Komponenten, wie beispielsweise Kabel und Transformatoren, haben eine sehr lange Lebensdauer von bis zu 40 Jahren. Aus diesem Grund sind auch heute noch in vielen Teilen des Stromnetzes Infrastrukturen verbaut, welche in den 90er Jahren installiert wurden.

Die Integration von neuen Infrastrukturen in das Stromnetz gestaltet sich unter anderem aufgrund der historisch gewachsenen Bestandsinfrastruktur teilweise problematisch. Zudem werden auch ältere Komponenten so lange betrieben wie möglich, um Modernisierungskosten zu reduzieren. Dies führt dazu, dass moderne und veraltete Geräte und Leitungen im selben Netzbereich existieren können.

2.1.1 Stationsebene

Die Stationsebene bezeichnet die Infrastruktur in Umspannstationen und Ortsnetzstationen. Dazu gehören unterschiedliche Hard- und Softwarekomponenten, welche den Betrieb der Stationen ermöglichen. Wichtige Hardwarekomponenten sind neben den Transformatoren an sich beispielsweise die Fernwirktechnik, eine unterbrechungsfreie Stromversorgung, Kommunikationsgeräte, Messgeräte, Schaltanlagen und Zähler. Angeschlossene Softwaresysteme sind die Netzleitsysteme, Schaltanlagenvisualisierungen, Automations- und Schaltsysteme und viele komplementäre Systeme, wie beispielsweise die Computer-Betriebssysteme und Firewalls.

2.1.1.1 Transformator

Moderne Ortsnetzstationen integrieren einen regelbaren Ortsnetztransformator (RONT). Diese Transformatoren beinhalten Schütze, Widerstände sowie eine Steuerung, um eine Lastregelung zu ermöglichen. Unter Last kann der regelbare Ortsnetztransformator das Übersetzungsverhältnis anpassen, wodurch unterschiedliche Lastszenarien im Verteilnetz nicht zu Spannungsbandverletzungen führen. Beispielsweise kann der Transformator tagsüber auf eine Einspeisung von dezentralen PV-Anlagen im Verteilnetz reagieren und die Spannung abregeln und nachts das Spannungsniveau durch die Anpassung des Übersetzungsverhältnisses auch ohne die Einspeisung halten.

RONT können insbesondere dann netzdienlich eingesetzt werden, wenn Energiespeicher gar nicht oder nicht in ausreichendem Maße in dem Verteilnetzbereich vorhanden sind, jedoch variable Erzeuger und / oder Verbraucher das Netz belasten. Die Alternative wäre ansonsten oft ein kostspieliger Netzausbau.

Die Steuerung solcher Ortsnetztransformatoren und den dazugehörigen Schützen, Relais und Sicherungen, wird zum Beispiel über Speicherprogrammierbare Steuerungen (SPS) realisiert, welche über Kommunikationsprotokolle mit der Leitwarte kommunizieren. Gleichzeitig können unterschiedliche Leistungs-, Wartungs- und Störungsdaten überwacht werden.

Transformatoren in Umspannwerken, welche die Höchstspannung von 110 kV oder 220 kV aus dem Übertragungsnetz in Hochspannung von 20 kV für die Verteilung an Ortsnetzstationen transformieren, können oftmals auch eingestellt werden. Hierfür sind entsprechend Stellschalter und Überwachungsgeräte notwendig, um einen sicheren Betrieb zu gewährleisten und Fehlfunktionen schnellstmöglich zu erkennen. Um Folgeschäden zu vermeiden, können im Störfall Trennschalter geöffnet und die fehlerhaften Komponenten stromlos geschaltet werden. Diese Prozesse laufen innerhalb der Umspannwerkinfrastruktur automatisiert ab.

2.1.1.2 Schalter

In modernen Umspannwerken sind Trennschalter und Leistungsschalter zu finden. Leistungsschalter können sowohl im Normal- als auch im Notfallbetrieb genutzt werden, um eine Last auszuschalten. Im Umspannwerk werden Leistungsschalter genutzt, um eine unter Last befindliche Leitung aufzuteilen. Trennschalter hingegen werden zum Trennen verschiedener Leitungsabschnitte genutzt und können nur sehr niedrig belastete Leitungen schalten. Sie werden genutzt, um eine sichtbare Trennstrecke zwischen zwei unterschiedlichen Leitungen herzustellen, sodass beispielsweise Wartungsarbeiten an den Leitungen sicher durchgeführt werden können.

Trennschalter und Leistungsschalter für Hochspannungsnetze werden mit Motoren geschlossen und geöffnet, welche von der Stationsleittechnik kontrolliert werden.

2.1.1.3 Messwandler

Die Messwandler transformieren die Hochspannung und die Stromstärke in einem genau definierten Verhältnis auf messbare Niveaus. Sie arbeiten wie Transformatoren. Angeschlossene Messgeräte senden die Messdaten der transformierten Spannungen und Ströme an die Stationsleittechnik, welche mithilfe der bekannten Messwandlerverhältnisse daraus wiederum die Hochspannungs- und Hochstrom-Messwerte ableiten kann.

2.1.1.4 Stationsleittechnik

Die Kommunikationsinfrastruktur innerhalb einer Station ist in zwei Ebenen aufgeteilt. Der Stationsbus ist eine LAN-basierte Struktur, welche Steuerrechner, Gateways zur Leitstelle und IEDs miteinander verknüpft. Hier sind keine Feldgeräte, wie beispielsweise Schalter, Motoren oder Schütze direkt angeschlossen. Diese kommunizieren über den Prozessbus mit IEDs und RTUs.

Auf dem Stationsbus werden Daten per TCP/IP mit Protokollen aus Industriestandards, beispielsweise IEC 61850 und IEC 60870-5-101, übertragen. Der moderne Standard IEC 61850 definiert auch die Übertragungsprotokolle GOOSE und SMV für den Prozessbus und findet immer mehr Verbreitung.

2.1.2 Betrieb des elektrischen Netzes der Stadt Karlsruhe als Beispiel für den Netzbetrieb einer größeren Stadt

Im Folgenden wird stellvertretend für den Betrieb eines elektrischen Netzes einer größeren Stadt im Süden Deutschlands der Betrieb des elektrischen Netzes in Karlsruhe vorgestellt und analysiert. Der Netzbetrieb wird dabei auf Grundlage von Informationen dargestellt, die im Rahmen einer Vor-Ort-Begehung des Umspannwerks Karlsruhe Ost gewonnen wurden. Beim Umspannwerk Karlsruhe Ost handelt es sich um eine 220 kV Freiluftschaltanlage, die von 220 kV auf 110 kV umspannt, wie die Abbildung 2-2 andeutet. Sie ist eine der zentralen Umspannstationen des 110 kV-Versorgungsnetzes der Stadt Karlsruhe. Derzeit gibt es in Karlsruhe drei solcher 220 kV Umspannwerke. Zwei weitere Umspannwerke befinden sich im Westen der Stadt, wie auf Abbildung 2-1 zu erkennen ist. Es ist zudem das Höchstspannungs-Umspannwerk nahe des Rheinhafen-Dampfkraftwerks zu erkennen, welche von 380 kV auf 220 kV umspannt, aber gleichzeitig eine Anlage zum Umspannen auf 110 kV enthält.

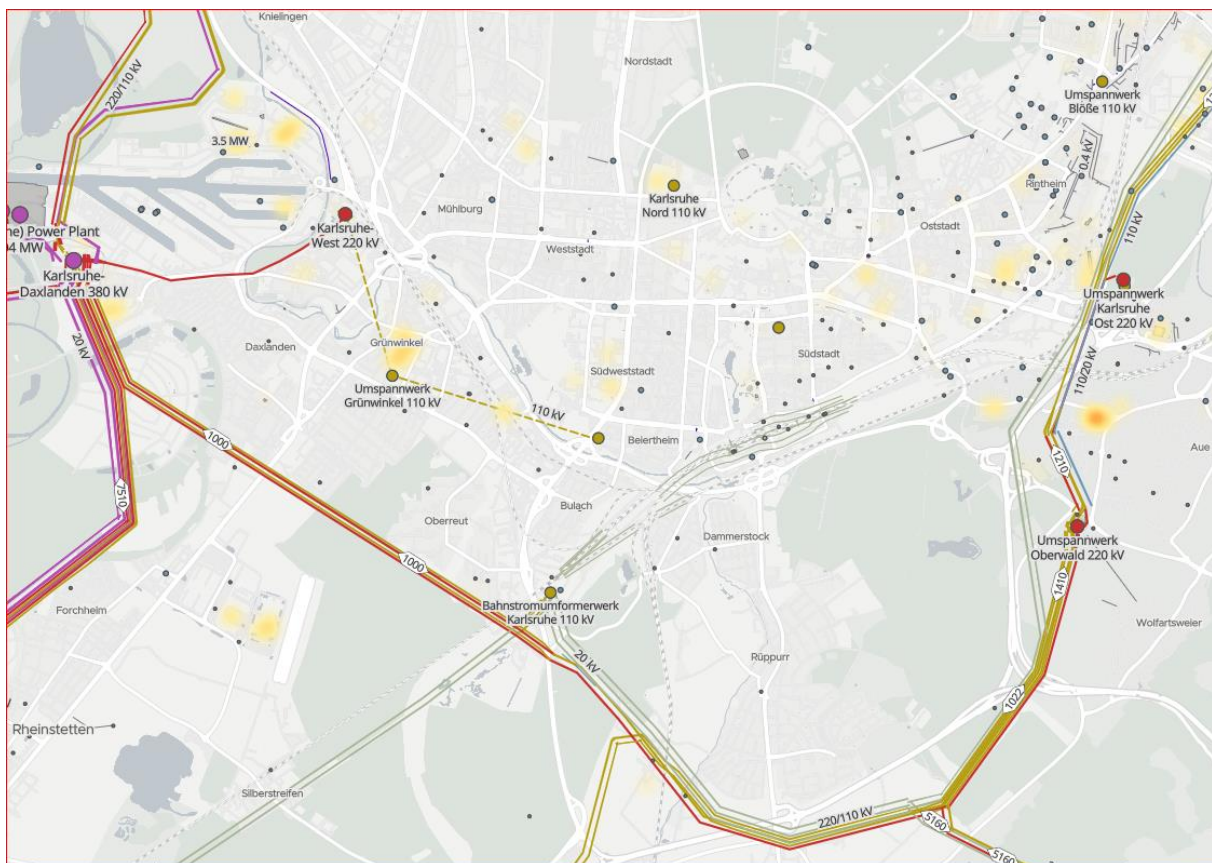


Abbildung 2-1: Netzplan der 220 kV und 110 kV Netze in Karlsruhe

Die 220 kV-Stationen besitzen jeweils einen 220 kV zu 110 kV Transformator mit Leistung von 200 MVA. Daraus ergibt sich eine Gesamtleistung von 600 MW, wobei die bisher gemessene Höchstlast für den gesamten Stadtbereich 300 MW betrug. In den folgenden Unterkapiteln wird das 110 kV Verteilnetz, sowie die im Umspannwerk Karlsruhe Ost enthaltene 110 kV auf 20 kV Anlage beschrieben.

Des Weiteren wird auf das Leitwartensystem der Stadt Karlsruhe und das 20 kV Ringverteilstnetz eingegangen.



Abbildung 2-2: 220 kV auf 110 kV Transformator im Umspannwerk Karlsruhe Ost

2.1.2.1 20 kV Ringe in Karlsruhe

Die 20 kV Ringstruktur in Karlsruhe wird von 110 kV zu 20 kV Umspannstationen gespeist, wie sie auch in der 220 kV Station Karlsruhe Ost enthalten ist. Die 20 kV Ringe sind dabei typischerweise beidseitig mit 110 kV Umspannstationen verknüpft. Allerdings sind die 20 kV Ringe an einem Punkt unterbrochen, welcher die Last gleichmäßig auf die beiden Umspannstationen aufteilt. Diese Konfiguration wird als „Offener Ring“ bezeichnet. Durch die Verbindung zu Umspannwerken auf beiden Seiten des Rings kann die Trennstelle bei Fehlern in den 20 kV Stationen verlagert werden, sodass im Störfall nur eine einzige 20 kV Station abgeschaltet werden muss. Die 20 kV Ringe sind über einen Widerstand geerdet, der den Strom gegen Erde auf maximal 2000 A begrenzt. Die 20 kV Leitungen, welche zum größten Teil in der Erde in ca. 80 cm Tiefe verlegt sind, sind in Karlsruhe so ausgelegt, dass die maximal erlaubte Stromstärke 240 A beträgt. Bisher sind maximal 72 A gemessen worden. Allerdings werden nicht alle Kabel überwacht, sondern nur die Abgänge aus den 110 kV Umspannwerken.

Die Stadtwerke Karlsruhe Netzservice GmbH (SWKN) betreibt die Netze ab dem Spannungsniveau von 110 kV. In den 110 kV Umspannwerken ist aktuell schon Überwachungs- und Steuerungstechnik installiert, sodass die Leistung der einzelnen 20 kV Ringe überwacht werden kann. Es wird jedoch noch an der vollständigen Erfassung der 20 kV auf 400 V Ortsnetzstationen gearbeitet, damit in diesen automatisiert geschaltet werden kann. Von den insgesamt ungefähr 1400 Ortsnetzstationen sind momentan nur ein Drittel instrumentiert und pro Jahr kommen ca. 15 bis 20 weitere Stationen dazu. Über die Leitwartensoftware kann jeder 20kV-Ring in einem Übersichtsbild dargestellt werden.

2.1.2.2 Leitwarte und Anwendungen in Karlsruhe

In Karlsruhe wird eine moderne Leitwartensoftware eingesetzt, die mit dezentralen intelligenten Mess- und Steuersystemen (IEDs) interagiert. Als Feldgeräte kommen dabei hauptsächlich Systeme von Schneider Electric zum Einsatz (Abbildung 2-3).



Abbildung 2-3: Feldgeräte (IEDs) von Schneider Electric

Die Kommunikation zwischen IEDs und Leitwartenanwendungen erfolgt dabei über das IEC 61850 Protokoll. Innerhalb der Stationen zwischen einzelnen IEDs findet die Kommunikation über den IEC 60870-5-103 Standard statt. Als Leitwartensystem wird von den SWKN die Siemens-Leitwartensoftware Spectrum Power 4 eingesetzt und derzeit auf die aktuelle Version migriert. Die Leitwartenanwendungen können auf allen Bedienrechnern in den Leitwarten der Umspannstationen installiert werden, sodass ein Fernzugriff auf alle Messwerte und Schaltzustände im Leitwartensystem besteht. Das Leitwartensystem bildet dabei nicht nur das elektrische Netz, sondern auch die anderen

Medien, wie Gas- und Wasserversorgung ab und auch die Stadtbeleuchtung ist in das System integriert.

2.1.2.3 Umspannwerk Karlsruhe Ost – 220 kV und 110 kV Ebene

Die Abbildung 2-2 zeigt das Eingangsportale des Karlsruhe Ost Umspannwerks mit der eingehenden 220 kV Leitung, die das Umspannwerk mit der 220 kV Umspannstation am Oberwald und mit der 380 kV Station am Rheinhafen-Dampfkraftwerk verbindet. Der 220 kV auf 110 kV Transformator besitzt einen Stufenschalter auf der 110 kV Seite, mit dem der Transformationsfaktor in Stufen eingestellt werden kann. Die Schaltung des Stufenschalters erfolgt durch die ENBW automatisiert. Es gibt ca. 300 Schaltvorgänge pro Monat. Für die 220 kV Leitungen und aufwärts ist ENBW verantwortlich. Für das 110 kV Netz nach dem Leistungsschalter aus der 220 kV Übergabe heraus sind die SWKN zuständig. Die folgende Abbildung 2-4 zeigt die 110 kV-Sammelschienen des Umspannwerks.



Abbildung 2-4: 110 kV Sammelschienen im Umspannwerk Karlsruhe Ost

Von der 110 kV-Sammelschiene des Umspannwerk Ost werden mehrere weitere 110 kV zu 20 kV Stationen über die Abgänge von der Sammelschiene versorgt. Die Abgänge verlaufen quer zur Sammelschiene und bestehen jeweils aus Instrumententransformern, Leistungsschaltern, Trennschaltern und münden dann in eine Erdleitung (Abbildung 2-5).



Abbildung 2-5: Die Erdleitung am Ende der 110 kV Sammelschienen

Das Umspannwerk versorgt die 110 kV Umspannstationen Ost-Uni, Ost-Blöße, Ost-Süd und Ost-Mitte sowie eine auf dem Gelände befindliche 110 kV zu 20 kV Umspannstation, welche die nahegelegene Oststadt mit 20 kV versorgt. Die einzelnen 110 kV Stationen im Stadtbereich bestehen aus einem 110 kV zu 20 kV Transformator mit 40 MVA Leistung, wobei jede Leitung aus Redundanzgründen doppelt angebunden ist. Die derzeit höchste Belastung wurde an einer solchen Station mit 37 MW gemessen. Insbesondere werden Lastspitzen durch Klimaanlageanlagen im Sommer verursacht. Das Übersetzungsverhältnis jedes 110 kV zu 20 kV Transformators ist über einen Stufenschalter automatisch einstellbar. Die Sekundärtechnik-Instrumentierung folgt einem vereinheitlichten Modell gemäß der IEC 61850 Stationsautomatisierung und ist mit Schneider Electric IEDs bestückt.

Das 110 kV Verteilnetz wird im Karlsruher Stadtgebiet im Wesentlichen mit Erdkabeln in Form von Niederdruckölkabeln, die eine ölgetränkte Papierisolierung aufweisen, realisiert. Bei Kabelstrecken, welcher länger als 3 km sind, müssen Zwischenstücke zum Öl einfüllen eingesetzt werden. Die 110 kV Leitungen liegen dabei meist unter den Bürgersteigen in größerer Tiefe, dürfen heutzutage aber auch unter der Straße verlegt werden. Da die 110 kV Leitungen generell tiefer als die 20 kV Leitungen verlegt werden sollen, ist die nachträgliche Verlegung oder Erneuerung dieser Leitungen problematisch. Für die Überwachung dieser Leitungen wurde teilweise Messtechnik nachgerüstet, welche die Temperatur und Auslastung der Kabel erfassen. Auch der Öldruck im Kabel wird zentral überwacht und nicht mehr wie früher alle 14 Tage manuell überprüft. Diese ölsolierten Kabel sind veraltet und werden nicht mehr

hergestellt, sodass sie sukzessive erneuert werden müssen. Dabei werden neue Kabel mit ausreichender Leistungsreserve verlegt. Die alten Kabel bleiben einfach im Boden liegen, da der Aufwand diese zu entfernen zu groß wäre.

Die Leitungen zwischen den einzelnen 110 kV Stationen sind unter anderem mit Distanz- und Differentialschutzgeräten abgesichert. Der Differentialschutz misst dabei den Strom, der auf einer Sammelschiene zu bzw. abgeht. Wenn die Differenz ungleich Null ist, wird gegebenenfalls die Sammelschiene abgeschaltet. Dies erfolgt auf demselben Prozessbus mit einer zeitlichen Verzögerung von höchstens 20 ms durch IEC 61850 GOOSE-Kommunikation der Mess- mit den Schaltgeräten. Der Distanzschutz führt einen analogen Vergleich bei einer Leitung zwischen zwei entfernten Umspannwerken durch und trennt die Verbindung zu diesen, falls eine zu große Abweichung gemessen wird. Hierzu müssen die Umspannwerke in einem entsprechenden Prozessbus kommunikationstechnisch verbunden sein.

Die Sekundärgeräte sind sternförmig über ein redundantes Glasfasernetz untereinander und mit der Leitwarte verknüpft. Die Umspannwerke sind untereinander über ein Lichtwellenleiter-Netz eines externen Dienstleisters, der für die Stadt Karlsruhe ein innerstädtisches Glasfasernetz betreibt, verbunden.

Das Umspannwerk Karlsruhe-Ost enthält auch eine 110 kV zu 20 kV Umspannstation, die nahegelegene 20 kV Ringe in Killisfeld und der Oststadt mit Strom versorgt. Die Leistung der 110 kV zu 20 kV Transformatoren beträgt ca. 40 MVA, wobei mit Kühlung teilweise eine höhere Leistung von bis zu 31 MVA zusätzlich möglich ist.

2.2 Gasnetz

Das Gasnetz ist, ähnlich zum Stromnetz, in mehrere Ebenen aufgeteilt. Die Endverbraucher befinden sich auf der untersten Ebene des Netzes, dem Niederdrucknetz. Wie auch für die Stromversorgung gelten für die Gasversorgung Vorschriften zur Entflechtung von Netzbetreibern und Energielieferanten. Oftmals ist ein lokaler Verteilnetzbetreiber für den Betrieb der Niederdrucknetze verantwortlich. In Karlsruhe ist dies die Stadtwerke Karlsruhe Netzservice GmbH. Die Niederdrucknetze werden mit einem Druck von weniger als 100 mbar betrieben.

Die Niederdrucknetze beinhalten die Gaszähler der Endkunden, welche jedoch in Karlsruhe kaum fernauslesbar sind. Teilweise sind jedoch fernauslesbare Zähler verbaut, sodass diese Messwerte in stündlicher Auflösung für den Vortag bereitstehen.

Die Mitteldrucknetze beinhalten Gas- Druckregel- und Messanlagen (GDRM-Anlagen), welche die Niederdrucknetze speisen. Diese Anlagen beinhalten Druckminderer für die Versorgung nachgeschalteter Niederdrucknetze und Messgeräte. Zudem sind an dieser Stelle Odorierungsanlagen verbaut, welche dem geruchslosen Gas einen Stoff zusetzen, um den charakteristischen Gasgeruch zu erzeugen. In den GDRM-Anlagen wird das Gas außerdem von Staub gereinigt und getrocknet, um den Wasserdampfanteil zu reduzieren.

Mithilfe der verbauten Messgeräte in den GDRM-Anlagen können Druck, Durchflussmenge und Zusammensetzung aufgezeichnet werden. Bei der zunehmenden Einspeisung von Wasserstoff in das Gasnetz darf ein bestimmter, netzabhängiger Wasserstoffanteil im Erdgas nicht überschritten werden. Die dezentrale Einspeisung von Wasserstoff in das Gasnetz kann mithilfe dieser Messgeräte

kontrolliert werden. In den Mitteldrucknetzen herrscht im Allgemeinen ein Druck von 100 mbar bis 1 bar.



Abbildung 2-6: GDRM-Anlage. Von Ulrichulrich - Eigenes Werk (Originaltext: Eigene Aufnahme), CC BY-SA 3.0, <https://commons.wikimedia.org/w/index.php?curid=12471691>

In den Hochdrucknetzen wird das Gas über weite Distanzen mit einem Druck von bis zu 100 bar übertragen. Hier sind hauptsächlich Kraftwerke und größere Industriebetriebe, sowie Gasspeicher angeschlossen.

2.2.1 Gasnetz der Zukunft

In Zukunft wird immer mehr klimaneutrales Gas durch die Leitungen fließen. Dies beinhaltet neben Wasserstoff auch Biogas und synthetisches Gas. Solche Erdgasalternativen werden oftmals von kleineren Anlagen im Mitteldrucknetz erzeugt und eingespeist, weshalb moderne IKT-Systeme zur Überwachung der Anlagen, der Einspeisung und der Netzbereiche notwendig sind. Das Gasnetz spielt auch in Zukunft eine wichtige Rolle beim Energietransport und kann zudem Vorteile beim Ausgleich von schwankender Energieerzeugung durch erneuerbare Energieanlagen bieten. Auf der einen Seite kann Gas erneuerbar erzeugt und eingespeist werden, wodurch der Netzbereich bis zu einem gewissen Grad als Speicher verwendet werden kann. Auf der anderen Seite bieten Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen (KWK-Anlagen) eine Möglichkeit zur effizienten Sektorenkopplung, wodurch weitere Flexibilität für die Strom-, Gas- und Wärmeversorgung bereitgestellt werden kann. Für die zunehmende Integration dezentraler, erneuerbarer Energieerzeugung ist die gleichzeitige Integration

von flexiblen Verbrauchern und Erzeugern notwendig, um die schwankende Energieerzeugung auszugleichen.

Der Anteil von Wasserstoff im Erdgasnetz muss jedoch genau überwacht werden, um festgelegte Grenzwerte nicht zu überschreiten aber gleichzeitig die vorhandenen Spielräume gut zu nutzen. Auch die Zusammensetzung des Erdgases muss überwacht werden, da das Gas aus unterschiedlichen Erdgasquellen nicht immer gleichwertig ist.

Mit der Gaszusammensetzung verändert sich auch der Heizwert des Gases. Das ist für Verbraucher wichtig, denn die Abrechnung erfolgt anhand des Volumens bei einem bestimmten Heizwert oder einer Energiemenge. In der Industrie kommt noch etwas anderes dazu: Die Gaszusammensetzung hat Einfluss auf die Verbrennung. Wenn zum Beispiel mehr Wasserstoff im Gas ist, hat es einen niedrigeren Heizwert. Wenn der Gasfluss – zum Beispiel in einem Ofen – nicht angepasst wird, kühlt er ab. Dies kann zu Qualitätsproblemen führen, zum Beispiel bei der Glasschmelze. Die Erdgasqualität wird heute meistens mit Gaschromatographen gemessen, entweder an Stellen im Gasnetz, wo das Gas verteilt wird, oder direkt bei den Großverbrauchern.

Die Hauptbestandteile von Erdgas können mithilfe von Spektroskopie bestimmt werden: Ein Spektrometer mit Infrarotlicht (IR) erkennt die prozentualen Anteile von Methan, Ethan, Propan, Butan und längeren Kohlenwasserstoffketten. Die Spektroskopie hat einige Vorteile gegenüber der Gaschromatographie: Gaschromatographen sind teuer, relativ langsam und brauchen viel Wartung. Das IR-Spektrometer misst dagegen in weniger als einer Minute, braucht über mehrere Monate keine neue Kalibrierung und kommt ohne Spülgase aus. Die Spektren werden mit chemometrischen Methoden analysiert. So können Gaskonzentrationen von über 70 Prozent bis zu 100 ppm (parts per million) bestimmt werden.

Der Anteil von Wasserstoff kann mit Infrarotlicht nicht gemessen werden, weil die Molekülstruktur nicht absorptionspektroskopisch mit Infrarotlicht detektiert werden kann. Die Wärmeleitfähigkeit von Wasserstoff ist jedoch siebenmal so groß wie die von allen anderen Brenngasen und auch von Luft, weshalb die Wärmeleitfähigkeit mithilfe eines weiteren Sensorsystems bestimmt und daraus der Wasserstoffanteil im Gas abgeleitet werden kann.

2.3 Gasnetz_GWI

Das Gasnetz ist, ähnlich dem Stromnetz, in eine Fernleitungsebene und eine Verteilebene unterteilt.

Fernleitungen dienen als Hauptverbindungen, um Erdgas über große Entfernungen von den Förderquellen zu den Verteilzentren zu transportieren. Diese Leitungen bestehen typischerweise aus hochfestem Stahl und werden unter hohem Druck betrieben, um den effizienten und sicheren Transport des Gases zu gewährleisten. Die Verteilleitungen verbinden die Fernleitungen mit den Endverbrauchern. Sie haben einen geringeren Durchmesser, werden bei geringeren Drücken als Fernleitungen betrieben und ermöglichen die Verteilung des Gases auf regionaler und lokaler Ebene. Verteilleitungen können aus Kunststoff oder Stahl bestehen und werden in der Regel unterirdisch verlegt.

Erdgas ist durch die Reinigungsprozesse nach der Förderung weitestgehend geruchs- und farblos. Damit Leckagen und Undichtigkeiten schnell und ohne auch ohne Messtechnik erkannt werden

können wird dem Gas ein Odorierungsmittel beigemischt. Das geschieht in der Regel beim Übergang in die Verteilebene in Gasdruckregelanlagen. Das Transportnetz enthält meist kein odoriertes Erdgas.



Abbildung 2-7: Gasdruckregelanlage mit Odorierung einer LNG-Anlage (Foto GWI)

Inselanlagen, wie beispielsweise ein eigenes Gasnetz für einen Industriestandort oder eine LNG-Anlage zur Versorgung einzelner Abnehmer müssen nicht zwingend über eine Odorierungsanlage verfügen. Häufig wird dies aufgrund der gesteigerten Sicherheit trotzdem getan.

In Gasnetzen werden Sensoren eingesetzt, um wichtige Parameter wie Gasmenge, Gasdruck, Gasflussrate und Gaszusammensetzung zu messen und zu überwachen.

Die Erfassung von Gasmengen erfolgt durch Gaszähler. Diese können wie die Zähler in privaten Haushalten mit Gasanschluss aussehen oder für gewerbliche und industrielle Einsatzgebiete deutlich größer dimensioniert sein. Anders als bei Stromzählern gibt es für unterschiedliche Leistungsbereiche und Einsatzgebiete deutlich voneinander abweichende Messprinzipien. Die wichtigsten Bauformen von Gaszählern sind Balgengaszähler, die auch in privaten Haushalten verbaut werden, Drehkolbengaszähler, Turbinenradzähler und Ultraschallzähler. Bei der Auswahl des Zählers sollte vor allem auf die zu messende Gasmenge, die Zusammensetzung des Gases und die Änderungen im Durchfluss geachtet werden, da nicht alle Zählertypen für allen Nutzungsszenarien geeignet sind. Gaszähler könne, wie Stromzähler auch, als intelligente Messstellen, also Smart Meter ausgeführt sein. Smart Meter ermöglichen es Gasversorgern, Verbrauchsdaten in Echtzeit zu erfassen und zu überwachen. Dies erleichtert die Abrechnung und das Management von Gasnetzen und bietet Kunden die Möglichkeit den eigenen Gasbezug detaillierter nachzuvollziehen.

Neben Gaszählern werden in Gasnetzen Druck- und Leckage Sensoren eingesetzt. Drucksensoren messen den Gasdruck in den Leitungen, um sicherzustellen das der Druck innerhalb der zulässigen

Grenzwerte bleibt und nachgelagerte Netzebenen und Verbraucher immer eine ausreichende Menge Gas entnehmen können.

Drucksensoren können außerdem Teil der Leckage Detektion sein. Undichtigkeiten in Gasnetzen können ein erhebliches Sicherheits- und Umweltrisiko darstellen. Daher wird in vielen Netzen ein System zu Erkennung von Leckagen genutzt. In der Regel setzen sich solche Systeme aus Druck- und akustischen Sensoren zusammen. Drucksensoren erkennen den Druckabfall beim Austritt von Erdgas aus einer Leitung. Akustische Sensoren sind in der Lage, Geräusche zu erfassen, die durch austretendes Gas verursacht werden. Sie werden entlang der Gasleitungen platziert und können ungewöhnliche Geräusche erkennen, die auf eine Leckage hinweisen. Damit kann auch grob der Ort eines Lecks ermittelt werden. Bei regelmäßigen Kontrollen der Leitungen wird zudem mobile Sensorik eingesetzt, um kleinste Undichtigkeiten aufzuspüren.

An relevanten Übergabestellen sowie bei empfindlichen industriellen Prozessen wird die Gaszusammensetzung gemessen. Gasversorger müssen sicherstellen, dass das Gas, das sie in das Netz einspeisen, den richtigen Spezifikationen entspricht. Die Gaszusammensetzung kann je nach Herkunft des Erdgases mitunter stark variieren. Ein Beispiel dafür ist die seit Jahren laufenden Anpassung von L- auf H-Gas, einem Prozess bei dem Gasgeräte für höher kalorische Gas umgerüstet werden. Diese Marktraumumstellung ist nötig damit alle Gasgeräte so effizient wie möglich betrieben werden können.

Die Gaszusammensetzung wird mit so genannten Gaschromatographen bestimmt. Der Einsatz solcher Systeme wird zukünftig weiter an Bedeutung gewinnen, wenn die Einspeisung erneuerbare Gas (z.B.: Wasserstoff oder Biogas) weiter zunimmt. Für die Beimischung gibt es klare Grenzwerte die zum sicheren Betrieb aller nachgelagerten Leitungen, Armaturen und Anlagen eingehalten werden müssen.

Die Sensorik im Gasnetz soll dazu dienen die Versorgungs- und Ausfallsicherheit zu erhöhen. Gleichzeitig soll durch die Überwachung der Zusammensetzung sichergestellt werden, dass alle gasbetriebenen Anlagen so effizient wie möglich arbeiten.

2.4 Wärmenetz

Wärmenetze sind Systeme zur Verteilung von Wärmeenergie. Sie bestehen typischerweise aus einem oder wenigen Wärmeerzeugern, einem Leitungsnetz zur Verteilung der Wärme und den Anschlüssen bei den Abnehmern. Als Transportmedium wird in der Regel Wasser genutzt. Dies wird in den meisten Fällen flüssig, in einigen Systemen auch als Dampf durch die Leitungen transportiert.

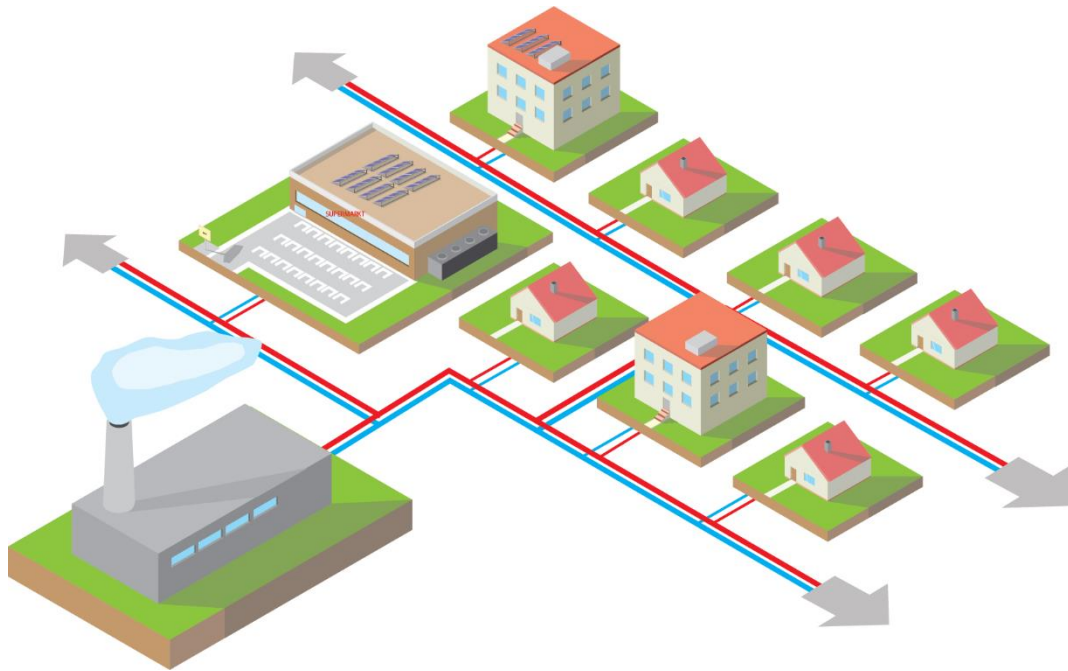


Abbildung 2-8: Schemenhafter Aufbau eines Wärmenetzes (eigene Darstellung GWI)

Unterschieden werden kann zudem zwischen Nah- und Fernwärmenetzen, wobei es keine einheitliche Abgrenzung für die Dimension von Nah- oder Fernwärme gibt. Nahwärmenetze erstrecken sich jedoch selten über ein Quartier hinaus, wobei Fernwärmenetze ganze Stadtteile, Städte oder Regionen versorgen können.

Der Wärmeerzeuger in einem Fernwärmenetz ist in der Regel ein Heizwerk oder ein Heizkraftwerk, welches mit Gas, Biomasse, Kohle, Öl oder erneuerbaren Energien betrieben wird. Heizwerke stellen dabei nur Wärme für die Einspeisung in das Wärmenetz bereit, Heizkraftwerke dagegen arbeiten nach dem Prinzip der Kraft-Wärme-Kopplung und koppeln zusätzlich Strom aus.

Damit die Wärmeverluste beim Transport zu den Verbrauchern nicht zu groß werden liegen die Wärmeerzeuger geografisch meist nah an den Verbrauchern also teilweise mitten in der Stadt. Große Kraftwerke, deren primäre Aufgabe die Stromerzeugung ist, koppeln aufgrund der Entfernung zu dicht besiedelten Gebieten häufig keine Wärme aus. In dicht besiedelten Regionen werden eher kleinere Heizwerke eingesetzt. Besonders gefördert werden Wärmenetze die Abwärme nutzen. Die überschüssige Energie aus Gewerbe- und Industrieprozessen kann bei entsprechenden Temperaturen direkt in das Wärmenetz eingespeist werden oder mit Hilfe von Wärmepumpen auf das benötigte Temperaturniveau angehoben werden.

Das Leitungssystem eines Wärmenetzes verbindet die Wärmeerzeuger mit den Verbrauchern. Es besteht aus Rohren, die in der Regel unterirdisch verlegt werden, doch insbesondere zum Transport über größere Distanzen werden Leitungen auch oberirdisch verlegt. Die Rohre sind isoliert, um Wärmeverluste zu minimieren. Das Verteilnetzwerk umfasst auch Pumpen, Ventile und Wärmeübergabestationen, die die Wärmeenergie vom Wärmeerzeuger zu den Gebäuden transportieren. In jedem Gebäude, das an das Wärmenetz angeschlossen ist, wird die Wärmeenergie über eine Wärmeübergabestation in das Gebäudeheizsystem eingespeist. Die Übergabestation kann ein Wärmetauscher, eine Pumpe und ein Regelventil enthalten, um die Wärmeübertragung entsprechend dem Wärmebedarf des Gebäudes zu steuern.

Der effiziente Betrieb eines Wärmenetzes ist vor allem durch die Effizienz der Wärmeerzeuger und die Verluste beim Transport der Wärme gekennzeichnet. Zur Verringerung der CO₂-Emissionen des Gebäudesektors soll die Wärme zu einem immer größeren Anteil aus erneuerbaren Energien erfolgen. Das kann beispielweise durch den Einsatz von Wärmepumpen, der Nutzung von Abwärmequellen oder der Verwendung von erneuerbaren Brennstoffen erfolgen. Gleichzeitig kann die Effizienz des Gesamtsystems gesteigert werden, indem die Transportverluste reduziert werden. Die Transportverluste hängen im Wesentlichen von der Temperatur des Transportmediums ab wobei eine Absenkung der Vorlauftemperatur zu einer Verringerung der Transportverluste führt. Dabei muss sichergestellt sein, dass bei den Verbrauchern weiterhin die benötigte Wärmemenge ankommt.

Die Vorgaben zum energieeffizienten Bauen sorgen in Zukunft für einen geringeren Wärmebedarf von Gebäuden. Werden diese Maßnahmen in dicht besiedelten Gebieten flächendeckend umgesetzt, sinkt der Wärmebedarf mitunter drastisch und die Temperaturen in einem Wärmenetz können abgesenkt werden. Das Absenken der Temperaturen muss dabei immer im Verhältnis zum Wärmebedarf der Abnehmer stehen. Die Wärmeerzeugung kann nicht wahllos angepasst werden, ohne die Auswirkungen auf das Netz und die Verbraucher zu kennen. Aus diesem Grund werden in Wärmenetzen verschiedene Sensoren eingesetzt, um Daten zu erfassen die den Betrieb des Wärmenetzes sicherstellen sollen und für Optimierungen des Betriebs dienen können.

Die wichtigsten Kennwerte für einen effizienten Betrieb sind Temperatur und Druck des Wärmeträgers, der Volumenstrom, sowie die Wärmemenge, die an den Wärmeübergabestationen an die Abnehmer geliefert wird.

Die Digitalisierung von Wärmenetzen ist bereits teilweise erfolgt. Zu Abrechnungszwecken werden die Wärmemengenzähler der jeweiligen Abnehmer regelmäßig ausgelesen. Das kann manuell durch Mitarbeiter des Versorgers erfolgen, doch auch automatisierte Verfahren sind bereits vereinzelt in Betrieb. Dabei wird der Zählerstand, in der Regel mittels einer Funktechnologie, an den Betreiber übertragen.

Die zur Überwachung und Optimierung des Netzes erforderlichen Temperaturen, Drücke und Durchflussmengen werden häufig an nur wenigen Stellen im Netz gemessen. Das kann dazu führen, dass die Wärmeversorgung von Abnehmern im Netzschlechtpunkt, einem Punkt, an dem der Differenzdruck zwischen Vor- und Rücklauf am geringsten ist, nicht mehr gewährleistet ist. Der Schlechtpunkt kann dabei innerhalb des Netzes wandern, er ist neben den Betriebszuständen der Wärmeerzeuger und Pumpen auch von den Wärmebedarfen der anderen Abnehmer abhängig. Die Betreiber der Netze halten den Druck daher häufig höher als nötig, um die Versorgung aller Abnehmer zu gewährleisten. Als Alternative kann der Einsatz von weiteren Messstellen zu einem detaillierteren Bild der Netzparameter führen. Abhängig von den Bedarfen der Abnehmer können dann Wärmeerzeuger und Pumpen bedarfsgerecht betrieben werden. Das spart Energie und reduziert Kosten.

Teilweise kann eine detailliertere Erfassung des Netzzustandes über die bereits vorhandenen Wärmeübergabestationen erreicht werden. In einem ersten Schritt kann dazu das Auslesen der Verbräuche digitalisiert und damit automatisiert werden. Dieser Schritt reduziert die Kosten für den Personalaufwand zum manuellen Ablesen der Zählerstände. In einem nächsten Schritt können neben den reinen Zählerständen auch die Vor- und Rücklauftemperaturen sowie der Durchfluss jeder Station übermittelt werden. Dadurch kennt der Betreiber zu jedem Zeitpunkt den Bedarf der Abnehmer und

kann die Wärmebereitstellung dynamisch anpassen. In Verbindung mit Vorhersagen zum Wärmebedarf, dem Wetter und der Verfügbarkeit von Wärmequellen in Kombination mit Speichern und Sektorenkopplung kann ein Netz noch weiter optimiert werden. Abhängig von der benötigten Frequenz der Datenübermittlung muss die Technologie der Übertragung angepasst werden.

Neben der Optimierung des Netzes ist auch die Senkung des Wärmebedarfs bei den Abnehmern, beispielsweise durch energetische Sanierungen, für die Betreiber von Wärmenetzen interessant. Zwar verringert sich dadurch zunächst die abgenommene Wärmemenge, die geringere Wärmenachfrage kann dann jedoch dazu genutzt werden weitere potenzielle Abnehmer in der Umgebung anzuschließen, ohne weitere Erzeugungskapazitäten hinzufügen zu müssen. In Zeiten von schwankenden Brennstoffpreisen und dem fehlenden Platz für gebäudeeigene Wärmepumpen in Großstädten stellt diese Möglichkeit auch für die Eigentümer eine attraktive Alternative zur Individualversorgung dar, insbesondere dann, wenn die Wärme für das Wärmenetz aus erneuerbaren, CO₂-neutralen Quellen stammt.

3 IKT-Systemarchitektur

Die Systemarchitektur beschreibt den Aufbau der gesamten IKT-Struktur innerhalb von Stadtwerken und Verteilnetzbetreibern. Solche Infrastrukturen können auf unterschiedliche Arten aufgebaut sein. Entweder sie vereinen viele unterschiedliche Funktionen in einem großen Gesamtsystem, oder viele kleine Komponenten arbeiten mithilfe von definierten Schnittstellen und Protokollen zusammen. Beide Optionen haben Vor- und Nachteile, welche im Folgenden weiter diskutiert werden.

Die Architektur eines IKT-Systems kann entweder von monolithischer oder verteilter Natur sein. Als monolithisch wird eine Architektur bezeichnet, wenn sie aus einer oder wenigen großen Komponenten besteht wohingegen eine verteilte Architektur aus einer Vielzahl von Komponenten besteht, welche über Schnittstellen miteinander kommunizieren. Beide Architekturmodelle können noch weiter unterteilt werden, jedoch gelten einige Vor- und Nachteile der jeweiligen Modelle generell.

Monolithische Softwarearchitekturen sind unabhängig von Schnittstellen zwischen einzelnen Diensten, da die Dienste alle in einer großen Komponente zusammengefasst sind. Diese Komponente kann ihre Aufgabe auch dann wahrnehmen, wenn keine Kommunikation mit anderen Komponenten möglich ist.

Außerdem können Latenz und Bandbreite zwischen einzelnen, verteilten Komponenten die Leistung des Gesamtsystems beeinträchtigen. Gibt es nur eine einzelne, monolithische Komponente, so kann die Leistung des Systems in einigen Fällen besser optimiert werden. Der Datenaustausch zwischen den einzelnen Funktionen ist bei der Integration in eine große Komponente oftmals performanter als bei der Aufteilung der Funktionen auf mehrere Komponenten. Zudem erhöht der Datenaustausch zwischen Komponenten über ein Netzwerk die Angriffsfläche und erfordert je nach Netzwerk unterschiedliche Sicherheitsvorkehrungen bei der Datenübertragung. Die Komplexität des Datenaustauschs wird beispielsweise durch notwendige Verschlüsselungen erhöht, was die Latenz und Bandbreite zusätzlich mindern kann.

Durch die Modularität einer verteilten Softwarearchitektur kann es während des Betriebs zu Änderungen kommen. Bei Änderungen am Kommunikationsnetzwerk kann sich auch die Latenz und

die Bandbreite zwischen den einzelnen Komponenten ändern, was sich auf die Funktionalität des Gesamtsystems auswirken kann.

Die Komplexität verteilter Systeme steigert schließlich auch die Anschaffungs- und Betriebskosten der benötigten Hardware. Effizienzminderungen durch die notwendige, zusätzliche Kommunikation führen zu höheren Anforderungen an die Hardware. Im Gegensatz zu monolithischen Systemen muss bei verteilten Systemen zusätzliche Hardware für die Kommunikation zwischen den Komponenten installiert werden. Ein weiterer Fallstrick beim Betrieb der Kommunikationstechnik ist das Mischen von unterschiedlichen Herstellern, wodurch die Kommunikation zwischen den Geräten nicht immer reibungslos abläuft.

Bei dem Softwaredesign verteilter Systeme lassen sich die unterschiedlichen Funktionen in unabhängige Komponenten aufteilen. Jeder Komponente kann eine separate Aufgabe zugewiesen werden und jede Komponente ist nur für stark zusammenhängende Aufgaben zuständig. Dies bedeutet, dass die Komponenten unabhängig voneinander entwickelt und erweitert werden können. Im Softwaredesign wird dieses Prinzip „Separation of Concerns“ genannt, also „Trennung von Verantwortlichkeiten“.

Die Aufteilung der Funktionen auf unterschiedliche Komponenten bewirkt beispielsweise, dass unterschiedliche Funktionen auf unterschiedlichen Hardwaresystemen implementiert werden können. Komponenten, welche von vielen Nutzern gleichzeitig genutzt werden, wie beispielsweise Benutzeroberflächen, können mehr Ressourcen zugeordnet werden als Komponenten, welche nur selten genutzt werden. Das Gesamtsystem kann die verfügbaren Ressourcen effizienter nutzen.

Mit mehreren Komponenten, die auf verteilten Systemen laufen, kann zudem die Ausfallwahrscheinlichkeit des Gesamtsystems reduziert werden. Bei dem Ausfall einzelner Komponenten aufgrund von Hardware- oder Softwareproblemen, sind die anderen Komponenten nicht direkt beeinträchtigt. Reparaturen an oder der Austausch von Hardwarekomponenten kann ohne aufwändige Vorarbeiten durchgeführt werden, weil die laufende Software flexibel auf andere Hardwarekomponenten verlagert werden kann. Auch Softwareupdates einzelner Komponenten sind schneller und ohne großen Aufwand möglich. Die Updates umfassen immer nur einzelne Services und sind deswegen kleiner und einfacher zu handhaben. Dies führt dazu, dass schneller und öfter Updates installiert werden können. Funktionsupdates als auch Sicherheitsupdates sind somit deutlich aktueller und Sicherheitslücken können schneller behoben werden.

Hinzu kommt, dass die Software- und Hardwareänderungen einfacher zu testen sind. Parallel zum laufenden Service kann ein neuer Service mit neuer Soft- oder Hardware erstellt werden. Der neue Service übernimmt die Aufgaben ohne Unterbrechung und sollte ein Fehler auftreten oder der Service abstürzen, so kann der alte Service wieder übernehmen. Insbesondere unkritische Aufgaben, wie beispielsweise ein Kundenportal oder eine Abrechnungsplattform, können mit diesen Strategien agil weiterentwickelt werden. Bei einem Fehler in einem monolithischen System kann im Gegensatz dazu das gesamte System beeinträchtigt werden.

Moderne Software wird meistens als servicebasierte Architektur entwickelt. Auch die Softwareangebote für Verteilnetzbetreiber und Stadtwerke bestehen meistens aus vielen einzelnen Komponenten, welche teilweise unabhängig voneinander betrieben werden können. Bei der Eigenentwicklung einer Softwarearchitektur ist die Aufteilung der Funktionen auf viele unabhängige Services sinnvoll, um die Vielzahl an Funktionen unabhängig voneinander entwickeln und einsetzen zu

können. Die Unterstützung neuer Kommunikationsprotokolle, die Einhaltung neuer Gesetze, die Integration neuer Anlagen und die Entwicklung neuer Bedienkonzepte sind in den nächsten Jahren wiederkehrende Aufgaben, die mithilfe einer verteilten Softwarearchitektur besser gemeistert werden können als mithilfe einer monolithischen Architektur. Viele Änderungen im Bereich der erneuerbaren Energien im Verteilnetz, flexibler Verbraucher und den damit verbundenen Technologien sorgen für einen Innovationsdruck, welcher auch Auswirkungen auf die Softwarelandschaft der Netzbetreiber und Stadtwerke hat.

4 IKT-Konzept

Das IKT-Konzept für den Betrieb zukünftiger Verteilnetzinfrastrukturen ist in drei Teilbereiche gegliedert. Im ersten Teil werden verschiedene Datenübertragungsmethoden vorgestellt und auf die Vor- und Nachteile eingegangen. Je nach Anwendungsfall sind unterschiedliche Kommunikationsmedien und Protokolle notwendig. Im zweiten Teil wird auf die unterschiedliche IKT-Bausteine eingegangen, welche in einer Softwarearchitektur von Stadtwerken und Verteilnetzbetreibern vorzufinden sein können. Eine prototypische Umsetzung einer Softwarearchitektur und die benötigte Serverinfrastruktur werden Anhand des Beispiels der Verteilnetzüberwachung vorgestellt. Da die Umsetzung durch Stadtwerke selbst insbesondere bei kleineren Stadtwerken zu viele Kräfte bindet, wird anschließend die Umsetzung mithilfe von externen Dienstleistern diskutiert.

4.1 Kommunikationswege

4.1.1 4G / LTE

Die drahtlose Kommunikation über LTE ist in Deutschland mittlerweile weitläufig verfügbar. So schreibt das Unternehmen Telefónica O2 beispielsweise auf ihrer Website, dass über 99 Prozent der Bevölkerung in Deutschland mit LTE versorgt würden [1].

Trotzdem lässt sich LTE nicht uneingeschränkt für die Kommunikation mit Mess- und Steuertechnik im Feld verwenden. Die Durchdringung von Gebäuden reduziert die Reichweite stark, weshalb insbesondere in Kellern und abgeschirmten Netzstationen oftmals keine ausreichende Signalstärke vorzufinden ist. Deswegen nutzen viele Kommunikationsgateways externe Funkantennen, welche sich außerhalb des abgeschirmten Gebäudes installieren lassen [2].

Um die Gebäudedurchdringung zu erhöhen, können zudem niedrigere Übertragungsfrequenzen genutzt werden. Diese haben zwar den Nachteil, dass die Datenübertragungsrate geringer als bei höheren Trägerfrequenzen ist [3], jedoch ist die Reichweite und Gebäudedurchdringung besser. Die erreichten Datenübertragungsraten sind für die Messdatenübertragung, beispielsweise durch Smart Meter Gateways, trotzdem ausreichend. In einem Positionspapier spricht sich der bdw für die Möglichkeit zur Nutzung weiterer, niedrigerer Frequenzen, zu Datenübertragung aus [4].

Für Smart Meter Gateways wird trotzdem oft auf die Datenübermittlung per LTE zurückgegriffen [5]. Insbesondere, wenn kein DSL, Glasfaser oder anderer Internetzugang in der Nähe des

Installationsortes zur Verfügung stehen, wird oft auf die Datenübertragung über das Mobilfunknetz gesetzt.

4.1.2 5G

Als Weiterentwicklung des 2011 in Deutschland eingeführten LTE-Standards, wird nun die 5G Mobilfunktechnik eingeführt. Ende 2021 wurden ca. 53% der Fläche in Deutschland mit 5G versorgt. Hierbei werden dieselben Frequenzen wie auch schon bei früheren Mobilfunkstandards verwendet, was dazu führt, dass die Reichweite ähnlich ist [6]. Zusätzlich werden Millimeterwellen im Bereich zwischen 24 GHz und 52,6 GHz verwendet, um eine deutlich höhere Datenübertragungsrate zu erzielen. Beim Einsatz solcher hoher Frequenzbänder sinkt allerdings die nutzbare Reichweite deutlich [7].

Die Millimeterwellen über 24 GHz durchdringen Hindernisse nur schlecht, weshalb die hochfrequenten und schnellen Datenübertragungskanäle z.B. für die Übertragung von Messwerten von Smart Meter Gateways nicht genutzt werden können. Andere Echtzeitanwendungen oder Anwendungen, welche eine solche hohe Datenübertragungsrate benötigen und dauerhaften Sichtkontakt mit den Funkmasten herstellen könnten, sind selbst in zukunftssträchtigen Stromnetzen bisher nicht wiederzufinden.

Selbst wenn die aktuelle Verbreitung von 5G Funktechnologie in Deutschland außer Acht gelassen wird, lassen sich alle betrachteten Anwendungsfälle und Geschäftsmodelle ebenso gut mit dem Vorgängerstandard 4G (LTE) realisieren.

Für hochfrequente Mess- oder Steuersignale, welche eine hohe Datenübertragungsrate benötigen, wäre der Einsatz von drahtloser 5G Kommunikation denkbar. Für die Anbindung von iMSys und die langsame, asynchrone Datenübertragung lässt sich jedoch der ältere 4G Standard ohne Einschränkungen ebenso verwenden.

4.1.3 PLC

Eine weitere Datenübertragungsmethode ist die PLC (Powerline Communication / Powerline-Kommunikation). Hierbei wird für die Übertragung der Daten ein Stromkabel verwendet. PLC ist insbesondere im häuslichen Niederspannungsnetz verbreitet, da bei der Datenübertragung über das vorhandene Stromnetz keine weiteren Leitungen notwendig sind und die Übertragungsqualität nicht von Hindernissen (z.B. Wänden) beeinträchtigt wird. Zudem sind viele "PowerLAN-Adapter" für den heimischen Gebrauch verfügbar.

Ähnlich zu diesen, für den privaten Einsatz konzipierten Modulen, sind auch Produkte für den Einsatz in Mittelspannungsnetzen zur Kommunikation zwischen Ortsnetzstationen erhältlich [8].

Da bei der PLC keine drahtlose Kommunikation stattfindet, wird die Datenübertragung nicht von Hindernissen eingeschränkt. Dies ist insbesondere für Kellerräume und abgeschirmte Netzstationen von Vorteil, weil keine Antenne extern platziert werden muss. Somit lässt sich der Einbau von Kommunikationsmodems deutlich beschleunigen, wodurch Kosten gespart werden können. Zudem liegt die alleinige Kontrolle über das Datenübertragungsmedium beim Netzbetreiber. Im Gegensatz zur Kommunikation über das Mobilfunknetz können deswegen Kapazitätsengpässe ausgeschlossen und die Zuverlässigkeit der Übertragung gesteigert werden.

Kabeltypen, welche für die Datenübertragung entwickelt wurden, sind für die möglichst störungsfreie Datenübertragung ausgelegt. Dies beinhaltet oftmals die Abschirmung von innenliegenden Adern, wobei die Schirmung an beiden Kabelenden geerdet ist. Ungeschirmte Kabel strahlen einen Teil der Energie als Radiowellen ab, wie eine Antenne. Liegen nun zwei ungeschirmte Kabel, über welche Daten übertragen werden sollen, direkt nebeneinander, kommt es zu einem Nebensprechen [9]. Die gegenseitige Beeinflussung der parallel verlaufenden Leitungen stört die Datenübertragung, was in der Praxis die Datenrate der Übertragung verringert. Über größere Distanzen, wie beispielsweise die Übertragung zwischen Netzstationen, wird dieser Effekt größer.

Verfügt eine Ortsnetzstation, ein Straßenverteiler oder eine Mess- oder Regelungsinfrastruktur im Stromnetz nicht über einen stationären Internetzugang wie beispielsweise DSL oder Glasfaser, so ist der Einsatz von PLC im Verteilnetz eine denkbare Option. Insbesondere dann, wenn in der räumlichen Umgebung der anzuschließenden Infrastruktur nur eingeschränkter Mobilfunkempfang realisierbar ist, lässt sich mithilfe von PLC unter Umständen der Installationsaufwand verringern. Dies ist jedoch nur der Fall, wenn bei einer anderen Netzstation das Gegenstück der PLC an das Internet angeschlossen ist. Andernfalls muss bei einer weiteren, unabhängigen Netzinfrastruktur, welche mit den anzuschließenden Komponenten verbunden ist, weitere PLC Hardware installiert werden.

Falls nur wenige Stromnetzinfrastrukturen mit Internetzugängen ausgestattet sind, so lassen sich über einen Zugangspunkt über PLC viele weitere Infrastrukturen über diese angeschlossenen Stationen einbinden. Verfügen im Gegensatz dazu nahezu alle Infrastrukturen über einen Internetzugang, so kann die punktuelle, aufwändigere Installation von Mobilfunk-Modems insgesamt ökonomischer sein.

4.1.4 LoRaWAN

LoRaWAN ist die Abkürzung für Long Range Wide Area Network, was übersetzt ungefähr „Weitverkehrsnetz mit hoher Reichweite“ bedeutet. Es ermöglicht energieeffizientes Senden von Daten über lange Strecken und wurde speziell für das Internet der Dinge (IoT) entwickelt.

LoRaWAN Geräte kommunizieren über die Frequenzbereiche zwischen 836 MHz und 870 MHz mit Gateways. Diese Gateways sind an das Internet angeschlossen und leiten die Daten an einen Netzwerkserver weiter, welcher wiederum mit dem Anwendungsserver kommuniziert. Die Verbindung eines LoRaWAN Endgeräts und dem Anwendungsserver beginnt mit dem Aufbau der Verbindung zwischen Endgerät und Netzwerkserver. Hierzu sendet das Gerät eine Nachricht, welche zwei eindeutige IDs enthält: Die AppEUI und die DevEUI. Zudem wird die Nachricht mit einem vorbestimmten AppKey (Anwendungsschlüssel) signiert. Der Netzwerkserver kennt die AppEUI, die DevEUI und den AppKey und kann somit die Echtheit der Nachricht verifizieren. Anschließend werden Sitzungsschlüssel für die Kommunikation mit dem Netzwerkserver (NwkSKey) und dem Anwendungsserver (AppSKey) generiert und dem Endgerät übermittelt. Die Daten zwischen dem Endgerät und dem Netzwerkserver werden mithilfe des Netzwerk-Sitzungsschlüssels signiert, um sicherzustellen, dass keine Manipulation der Daten vorliegt. Zudem werden die Anwendungsdaten mithilfe des Anwendungs-Sitzungsschlüssels verschlüsselt und an den Anwendungsserver übermittelt.

Alle eingesetzten Verschlüsselungsmethoden basieren auf einer symmetrischen AES128 Verschlüsselung. Dies ist insbesondere im Hinblick auf Energieeffizienz bei der Kommunikation sinnvoll. Sollte die Energieeffizienz jedoch nicht im Vordergrund stehen, so lässt sich eine weitere, Ende-zu-Ende Verschlüsselung mithilfe von TLS aufbauen. Dies bietet den Vorteil, dass die Daten

asymmetrisch zwischen Endgerät und Anwendungsserver mit einem längeren Schlüssel geschützt werden können [10,11].

Im Rahmen von Smart Cities und kommunalen IoT Anwendungen, bietet LoRaWAN eine Vielzahl von Einsatzmöglichkeiten. Insbesondere dort, wo die Datenübertragungsraten gering sein dürfen, keine Echtzeitdatenübertragung notwendig ist aber nicht an jedem Einsatzstandort eine Mobilfunkverbindung aufgebaut werden kann, bietet die Kommunikation über LoRaWAN eine sinnvolle Alternative [12].

Die Datenraten liegen bei der Übertragung mithilfe von LoRaWAN bei ca. 0,25 bis 11 kbit/s [13].

Für die Datenübertragung größerer Datenmengen auf einmal, wie beispielsweise Firmwareupdates, ist LoRaWAN nicht geeignet. Die Gesamtverzögerung der Übertragung ist laut dem Gutachten „Digitalisierung der Energiewenden“ [13] nicht tolerierbar, weshalb LoRaWAN nicht für die Anbindung von SMGWs verwendet werden sollte.

Sollen ausschließlich geringe Datenmengen übertragen werden, so ist der Einsatz von LoRaWAN eine kostengünstige Möglichkeit auch weit entfernte oder abgeschirmte Infrastrukturen in ein Netzwerk einzubinden. Für die Messwertübertragung aus Netzstationen oder die rudimentäre Instrumentierung anderer Infrastrukturen, lässt sich LoRaWAN dementsprechend gut verwenden. Aufgrund der energiesparenden Sender, welche Batteriebetrieben mehrere Jahre genutzt werden können, gilt dies für die Gas-, Wärme- und Wassernetze ebenso wie das Stromnetz.

4.2 IKT Bausteine

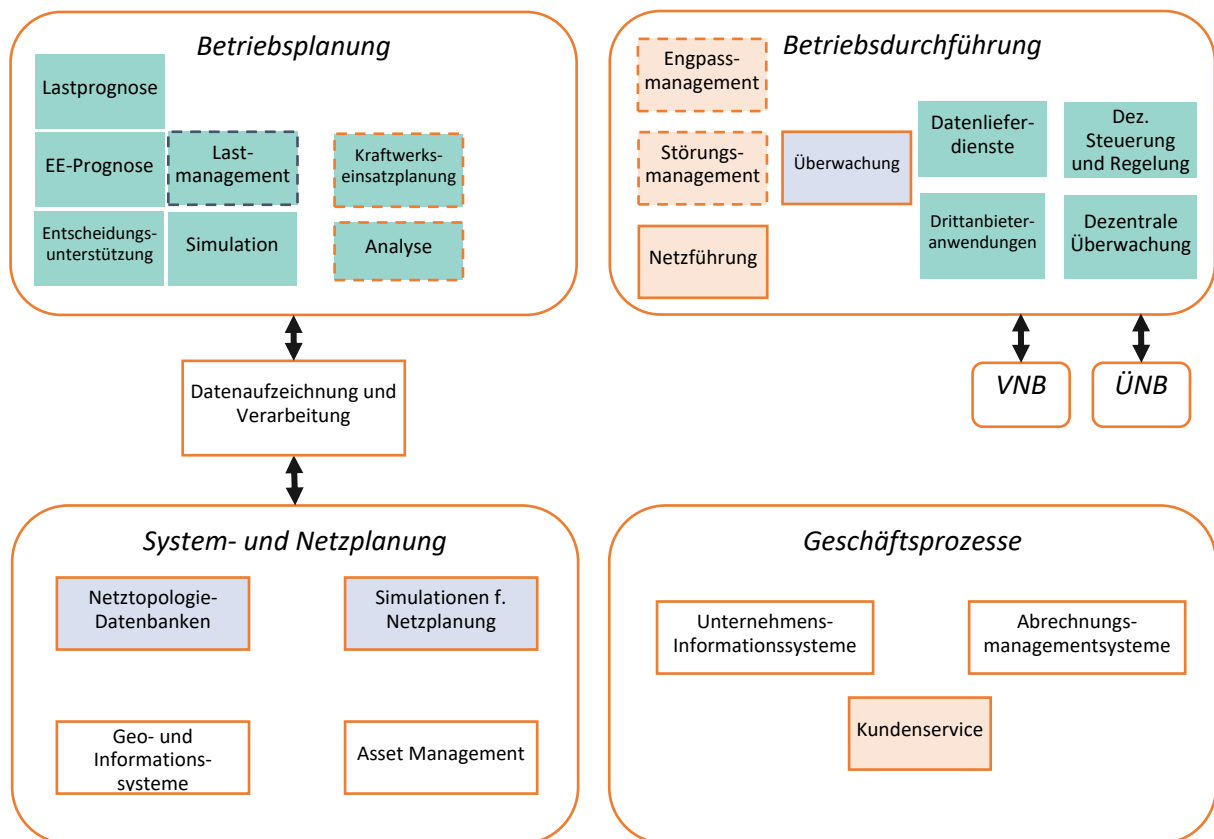


Abbildung 4-1: Funktionen moderner Leitwartensysteme. Vgl. [1]

- Teilweise händisch
- Automatisiert
- Neue Funktionen
- Veränderte Funktionen

Die bisher eingesetzten Leitwartensysteme sind oft monolithisch konzipiert. Dies führt dazu, dass ein untrennbares, homogenes Softwaresystem für viele unterschiedliche Aufgabenbereiche des Netzbetreibers verwendet wird. Betriebsplanung, Betriebsführung und Geschäftsprozesse sind so eng miteinander verknüpft, dass die Erweiterung oder die Anpassung von Teilfunktionen immer mit einer Modifikation des gesamten Softwaresystems verbunden sind. Außerdem betreffen Softwareaktualisierungen immer große Teile des Gesamtsystems, weshalb eher wenige große als viele kleine Aktualisierungen durchgeführt werden.

In Zukunft müssen Leitwartensysteme deutlich mehr Funktionalitäten und Schnittstellen anbieten. Zudem muss die Leitwartensoftware kontinuierlich weiterentwickelt und an die immer neuen Anforderungen angepasst werden. Die einzelnen Bausteine der Leitwartensoftware werden unabhängig und eigenständig betrachtet. Dies führt dazu, dass die Systeme einzeln aktualisiert werden können und unabhängig voneinander agieren. Gleichzeitig sorgt diese Unabhängigkeit aber auch dafür, dass standardisierte Kommunikationsschnittstellen entwickelt werden müssen, über welche die Bausteine Informationen austauschen können.

4.2.1 Digitale Zwillinge

Neue, flexible Verbraucher und erneuerbare Erzeugungsanlagen verlangen nach neuartigen Prognose- und Analysemethoden. Virtuelle Abbilder von physischen Anlagen, sogenannte Digital Twins (digitale Zwillinge), können zur Überwachung, Simulation, Steuerung, Prognose und Analyse genutzt werden. Digitale Zwillinge beinhalten hierbei nicht nur die elektrischen Zustände und Kennwerte, sondern auch physische, wie beispielsweise den Standort. Auch weitere Sensorwerte, zum Beispiel aktuelle Temperaturen oder Schalterstellungen, sind in dem digitalen Abbild enthalten. Das Netz und die Netzinfrastruktur sollen möglichst gut repliziert werden, um zukünftige Zustände präzise vorhersagen zu können. So kann die Berechnung von Ausfallwahrscheinlichkeiten einzelner Komponenten für „Predictive Maintenance“ (vorausschauende Wartung) genutzt werden. Hierbei werden die Anlagen umfangreich überwacht und die Sensordaten beispielsweise mithilfe von neuronalen Netzen auf Unregelmäßigkeiten untersucht. Sollte der Algorithmus auffällige Sensordaten erkennen, so kann die betroffene Komponente ausgetauscht werden, bevor es zu einem Ausfall kommt. Solche proaktiven Wartungsmaßnahmen minimieren die Störungszeiten und erhöhen die Effizienz des Gesamtsystems. Allerdings ist es gleichzeitig notwendig, umfangreiche Datensätze zu erfassen, zu speichern und auszuwerten.

Digitale Zwillinge können zudem für eine effiziente Netzführung sorgen. Indem der gesamte Netzbereich als digitaler Zwilling abgebildet wird, lassen sich beliebige Szenarios simulieren und vorausberechnen. Elektromagnetische Vorgänge, wie Blitzeinschläge, Schaltvorgänge und Einschaltströme, können im digitalen Zwilling simuliert werden, wodurch Störungen im realen Netz schneller geortet oder ganz vermieden werden können. Selbstverständlich steigt mit zunehmender Genauigkeit der Simulation auch der Rechenaufwand, weshalb hierfür spezielle Echtzeitsimulationssysteme entwickelt wurden.

Zur Speisung der Simulationen müssen umfangreiche Daten erhoben und schnellstmöglich an die Leitwarte übertragen werden. Viele verteilte Sensoren und Kommunikationseinheiten liefern im Verteilnetz, den darin installierten Anlagen und den Netzinfrastrukturen die Informationen, auf denen die Simulationen basieren.

4.2.2 Demand Side Management (DSM)

Demand Side Management (DSM) ist ein Konzept, um den Energieverbrauch auf der Verbraucherseite zu steuern und zu optimieren. Zur Umsetzung von DSM bedarf es intelligente Zähler, eine Möglichkeit zur Laststeuerung und Kommunikationswege vor und zur Last. Ziele von DSM sind die Reduzierung des Energieverbrauchs oder die zeitliche Umdisponierung der Last, sodass Lastspitzen im Netzbereich vermieden werden. Zu Mittagszeiten oder in den Abendstunden können mithilfe von DSM beispielsweise Kühlschränke oder Wärmepumpen abgeregelt werden, sodass der Energieverbrauch dieser Geräte kurzzeitig sinkt. Gleichzeitig steigt jedoch bei einem Kühlschrank die Temperatur, sodass nach der Spitzenlastzeit etwas mehr Energie benötigt wird, um die Solltemperatur wieder einzuhalten. Die Leistung wird zeitlich verzögert abgerufen. Komplexere Strategien für DSM beinhalten die Prognostizierung von Umwelteinflüssen und menschlichem Verhalten mit dem Ziel, die Sollparameter in festgelegten Grenzen dauerhaft einzuhalten. Außerdem können unterschiedliche Geräte in

unterschiedlichen Netzbereichen kooperativ gesteuert werden, sodass beispielsweise die durch PV-Anlagen eingespeiste Energie direkt von Wärmepumpen in nahegelegenen Netzbereichen bezogen werden und eine mögliche Abregelung bei Übereinspeisung vermieden werden kann.

4.2.3 Entscheidungsunterstützung

Die Entscheidungsunterstützung ist Teil jedes modernen Leitwartensystems. Sie ermöglicht dem Leitwartenpersonal fundierte Entscheidungen in kürzester Zeit zu treffen, indem ein schneller Überblick und eine Analyse der wichtigsten Parameter bereitgestellt werden. Insbesondere beim Auftreten von unvorhergesehenen Störungen ist oft eine schnelle Entscheidungsfindung wichtig, um Ausfallzeiten zu minimieren. Die Leitwartensysteme können dabei helfen, indem sofort wichtige Parameter aus unterschiedlichen Datenbanken miteinander verknüpft und visuell einfach dargestellt werden. Beispielsweise können beim Ausfall von Infrastrukturen im Feld direkt die Verortung und relevante Messdaten vor dem Ausfall bereitgestellt werden, damit ein Techniker schnellstmöglich beauftragt und mit den wichtigsten Eckdaten versorgt werden kann.

Softwaresysteme, die menschliche Entscheidungsträger bei der Abwägung unterschiedlicher Lösungsmöglichkeiten unterstützen, werden Entscheidungsunterstützungssysteme genannt. Die Systeme sollen hierzu die relevanten Informationen ermitteln, aufbereiten und zusammenfassen, sodass Lösungsmöglichkeiten effizient miteinander verglichen werden können [14].

In einer Leitwarte können Entscheidungsunterstützungssysteme genutzt werden, um nur die notwendigen Informationen kompakt zusammenzufassen und alle, für die zu treffende Entscheidung nicht relevanten Informationen, auszublenden. Zudem können die vorliegenden Daten für eine Prognose und eine Simulation genutzt werden. Bei einem Ausfall von Infrastrukturen im überwachten Netzbereich, Überlastungen von Übertragungstrecken oder anderen Komplikationen, können solche Systeme zum Einsatz kommen.

4.2.4 Redispatch 2.0

Als Redispatch wird im Allgemeinen ein Eingriff in die Erzeugungsleistung von Kraftwerken bezeichnet. Vor Redispatch 2.0 wurden hierbei nur Kraftwerke mit einer Erzeugungsleistung von mehr als 10 MW betrachtet. Diese mussten ihre Leistung anpassen, falls der zuständige Netzbetreiber einen Engpass erkannt und dies für notwendig gehalten hatte. Mit Redispatch 2.0 wurde ein Instrument geschaffen, um auch kleinere Anlagen ab 100 kW steuern zu können. Ab dem 1.10.2021 sind Anlagenbetreiber und Verteilnetzbetreiber verpflichtet, am Redispatch dieser kleineren Anlagen teilzunehmen. Zudem sind alle Anlagen zur Teilnahme verpflichtet, welche bereits durch einen Netzbetreiber gesteuert werden konnten.

Im Gegensatz zu Redispatch 1.0 sollen die angeschlossenen Anlagen nun prädiktiv und planungsbasiert gesteuert werden. Aus diesem Grund müssen Anlagenbetreiber Prognosen über die geplante Stromerzeugung und Redispatch-Potentiale abgeben. Netzbereichsverantwortliche müssen dementsprechend dazu in der Lage sein, die Prognosen der Anlagenbetreiber zu empfangen. Auch müssen weitere Stammdaten, sowie Stammdatenänderungen und Verfügbarkeiten an den zuständigen Netzbetreiber gemeldet werden.

Die Stammdaten werden entweder vom Einsatzverantwortlichen oder dem Anlagenbetreiber selbst an den Netzbetreiber gesendet. Somit kann der Netzbetreiber abschätzen, für welche Maßnahmen die Anlage geeignet ist. Außerdem werden Planungsdaten übermittelt, falls das Planwertmodell für die jeweilige Anlage als Bilanzierungsmodell ausgewählt wurde. In diesem Fall ist der Anlagenbetreiber für die Bereitstellung von Einspeiseprognosen verantwortlich und stellt diese dem Netzbetreiber zur Verfügung. Andernfalls kann das Prognosemodell gewählt werden. Dieses sieht vor, dass die Einspeisung vom Netzbetreiber prognostiziert wird und ist der Standardfall. Beide Modelle haben Vor- und Nachteile für den Anlagenbetreiber. Beim Planwertmodell ist der Aufwand für den Anlagenbetreiber aufgrund der Prognostizierung höher, jedoch berechnet der Anlagenbetreiber in diesem Fall die Ausfallarbeit im Falle des Redispatch und einer Abregelung seiner Anlage mithilfe seiner eigenen Prognose selbstständig. Dies ermöglicht größtmögliche Transparenz bei der Berechnung des finanziellen Ausgleichs.

Zudem übermittelt der Anlagenbetreiber Nichtbeanspruchbarkeiten, welche beispielsweise Wartungsmaßnahmen, Außeneinflüsse oder den Eigenverbrauch beinhalten können. Der Netzbetreiber wird somit im Voraus informiert, sollten Redispatch Maßnahmen zeitweise nicht möglich sein. Schlussendlich werden noch die Echtzeitdaten der Erzeugungsanlagen mindestens einmal pro Minute übermittelt.

Die Regelung der Anlagen erfolgt nach Berechnung von Prognosen und Netzmodellen schließlich entweder direkt durch den Netzbetreiber (Duldungsfall) oder durch den Anlagenbetreiber (Aufforderungsfall). Der Duldungsfall stellt hierbei den Standard dar.

4.2.5 Externe Schnittstellen

Zur Datenübermittlung zwischen Anlagenbetreiber bzw. Einsatzverantwortlichem und Netzbetreiber, sowie für die Netzbetreiberkooperation, wird über die Connect+ Plattform durchgeführt. Connect+ hat das Ziel, alle Datenaustauschprozesse für den Redispatch 2.0 wie von der BNetzA gefordert zu ermöglichen. Der Datenaustausch wird mithilfe vorgegebener Verschlüsselungs- und Signierungsverfahren ermöglicht, um ein Mitlesen bzw. Verändern der Daten durch Dritte zu verhindern. Die Prozessteilnehmer kommunizieren dabei nur mit RAIDA, einer Softwarelösung von Connect+. Bei der Meldung von Daten wird die Datenqualität überprüft und fehlerhafte Meldungen direkt abgewiesen. Die Teilnehmer kommunizieren insbesondere nicht untereinander. Auch werden die Daten über RAIDA den Teilnehmern zur Verfügung gestellt, welche sie benötigen. Die Einstiegshürde für die beteiligten Parteien wird mithilfe von einfachen Softwarelösungen möglichst geringgehalten.

Die Datenübertragung der Echtzeitdaten wurde im Rahmen der Festlegung der BNetzA nicht definiert, sodass dies zwischen Anlagenbetreiber bzw. Einsatzverantwortlichem und Netzbetreiber abgestimmt werden muss. Auch die Anlagensteuerung beim Aufforderungsfall, die Übermittlung von Prognosen im Planwertmodell und weitere aktuelle Daten werden nicht über Connect+ übertragen. Eine Möglichkeit zur Übertragung dieser Daten bietet DA/RE. Anstatt direkt auf die RAIDA Schnittstelle zuzugreifen, kann die DA/RE Plattform als Kommunikationsplattform verwendet werden. Weiterhin müssen die Prozessteilnehmer nur mit einer Plattform kommunizieren, können jedoch auf weitere Funktionen zugreifen und den vollständigen Redispatch 2.0 Prozess über DA/RE abwickeln [15].

4.2.6 Netzsimulationen und Netzanalysen

Trotz des stetigen Ausbaus dezentraler Energieanlagen im Verteilnetz, sind oftmals immer noch große Reserven vorhanden. Dies führt dazu, dass eine Netzsimulation und Engpassprognose aktuell in den Verteilnetzen nicht unbedingt notwendig ist. Die maximale Auslastung einzelner Komponenten beträgt heutzutage meist nicht mehr als 50 %. Im ländlichen Raum ist jedoch eine deutliche Steigerung der Auslastung einzelner Ortsnetzstationen und Verteiler abzusehen, welche durch den Zubau von Ladestationen für Elektroautos und PV-Anlagen auf großen Dachflächen begründet ist.

Bei der Netzanalyse wird in Abständen von einigen Wochen ein Teil des Verteilnetzes analysiert und eine Lastflussberechnung durchgeführt. Auf der Basis der Analyseergebnisse lässt sich abschätzen, ob ein Zubau von Ladestationen, PV-Anlagen, Wärmepumpen und anderen erneuerbaren Energieanlagen in dem lokalen Netzbereich problematisch werden kann. Moderne Leitwartensysteme ermöglichen die weitgehend automatisierte Durchführung ebenjener Analysen.

4.2.7 Kommunikation mit eigenen Infrastrukturen

Moderne Leitwartensysteme müssen per Fernwirktechnik mit Netzinfrastrukturen kommunizieren können. Neue Protokolle, wie beispielsweise IEC 61850 ermöglichen die informationstechnische Integration von Umspannstationen, sowie die Kommunikation innerhalb einer Station. Zudem werden Datenstrukturen bereitgestellt, welche herstellerübergreifende Standards etablieren. Ältere Kommunikationsstandards, beispielsweise IEC 60870-5-104 aus dem Jahr 2000, werden mittlerweile von nahezu allen modernen Geräten unterstützt.

Ein neuer Standard, welcher von IoT Geräten oft genutzt wird, ist MQTT. Kurze Nachrichten werden von den unterschiedlichen IoT Geräten an einen zentralen Server gesendet, welcher die Nachrichten anschließend an registrierte Teilnehmer weiterleitet.

Alle Kommunikationsprotokolle verwenden die darunter liegenden IP und TCP / UDP Strukturen. Dies sorgt dafür, dass herkömmliche Internetstrukturen und Anbindungen genutzt werden können und die verbauten Netzwerkgeräte keinen speziellen Anforderungen genügen müssen.

Die Verteilnetzinfrastrukturen sind meistens per DSL oder Glasfaser angeschlossen. Werden neue Hochspannungsleitungen verlegt, so lassen sich Glasfaserleitungen oft im selben Zuge mitverlegen. Ortsnetzstationen können somit direkt über das einspeisende Umspannwerk angebunden werden. Als Übergangslösung bietet sich die Nutzung des Mobilfunknetzes an, falls Netzstationen sonst nur mit erheblichem Aufwand angebunden werden können. Die vergleichsweise niedrigen Datenübertragungsraten sind für die fernwirktechnische Instrumentierung ausreichend. Insgesamt sind heutzutage jedoch noch lange nicht alle Netzstationen instrumentiert. Je nach Historie des Verteilnetzbetreibers sind oft nur wenige Prozent aller Netzstationen fernwirktechnisch mit der Leitwarte verbunden.

4.2.8 Archivierung

Die Datenarchivierung ermöglicht die Analyse von Stromausfällen, Leistungsschwankungen oder anderen Problemen. Zukünftig können Probleme so früher erkannt und behoben oder schneller lokalisiert werden. Außerdem ist es durch eine umfangreiche Datenarchivierung von Messdaten und

Steuerbefehlen möglich Trends zu erkennen und Prognosen zu berechnen. Neben der Berechnung von Prognosen basierend auf historischen Aufzeichnungen wird die Datenarchivierung zur Nachweisführung und Absicherung benötigt. Treten Komplikationen auf, so kann der Leitwartenbetreiber basierend auf den Aufzeichnungen belegen, dass richtig gehandelt wurde. Außerdem dienen aufgezeichnete Daten als Beleg für Abrechnungen und Nachweis für die korrekte Umsetzung von Richtlinien und Gesetzen.

4.2.9 Integration intelligenter Messsysteme

Ein intelligentes Messsystem (iMSys) entsteht durch die Kombination einer oder mehrerer moderner Messeinrichtungen (mME) mit einem Smart Meter Gateway (SMGW). Diese Begrifflichkeiten werden durch das Messstellenbetriebsgesetz (MsbG) umfassend definiert. Vorgaben zur genauen Funktionalität des SMGW werden in der Technischen Richtlinie TR-03109-1 des BSI definiert. Darüber hinaus gelten weitere Anforderungen, unter anderem formuliert von der Physikalisch-Technischen Bundesanstalt (im Konkreten das Dokument PTB-A 50.8 Smart Meter Gateway) und das Forum Netztechnik/Netzbetrieb des VDE (verschiedene Dokumente). Es folgt zunächst eine (verkürzte) Zusammenfassung der wesentlichen Punkte:

Moderne Messeinrichtung (mME): Messgerät das (1) den Elektrizitätsverbrauch in Verbindung mit der Nutzungszeit erfasst und (2) an ein Smart Meter Gateway angebunden werden kann.

Smart Meter Gateway: Kommunikationseinheit des intelligenten Messsystems, die (1) mME und andere technische Einrichtungen (z.B. Energieanlagen) entsprechend diverser Anforderungen sicher in ein Kommunikationsnetz anbindet und (2) Funktionalität zur Erfassung, Verarbeitung und dem Versenden von Daten bereitstellt.

Die mME wird durch Anbindung an das SMGW zum iMSys. Um beide Geräte koppeln zu können, müssen diese über kompatible Schnittstellen verfügen. Die Technische Richtlinie sieht dafür die unidirektionale Kommunikation per Wireless MBUS, sowie die bidirektionale und kabelgebundene Kommunikation per COSEM/OBIS - SML - TLS - HDLC - RS485 Protokollstapel vor. Aus Sicht des SMGW (siehe Abbildung) befinden sich die mME im sogenannten lokalen metrologischen Netzwerk (LMN). Die so empfangenen bzw. bezogenen Messwerte werden entsprechend definierter Regelsätze - den Tarifierungsregeln - verarbeitet, gespeichert und für externe Marktteilnehmer verfügbar gemacht, z.B. indem die aus diesen Regeln abgeleiteten Daten zu definierten Zeitpunkten versendet werden. Externe Marktteilnehmer sind beispielsweise Energieversorgungsunternehmen, welche die Zählerstände zu Abrechnungszwecke erfassen wollen oder Netzbetreiber, die aktuelle Netzzustandsdaten benötigen. Sie befinden sich aus Sicht des SMGWs im Wide Area Network (WAN), welches mittels verschiedener Kommunikationstechnologien, beispielsweise LTE oder Power Line Communication, angebunden ist. Für eine Übersicht über die Tarifierungsregeln, sowie die abgeleiteten und versendeten Daten sei auf die TR verwiesen.

Entsprechend der obigen Definition bindet das SMGW neben den mME noch weitere technische Einrichtungen in das Kommunikationsnetz ein. Diese befinden sich aus Sicht des SMGW im Home Area Network (HAN). Die Anbindung erfolgt über den sogenannten transparenten Kanal, einem gesicherten Datentunnel zwischen der angebundenen Einrichtung (entsprechend der TR Controllable Local System bzw. CLS genannt) und einem dazu berechtigten (aktiven) externen Marktteilnehmer. Dieser Kanal kann auf Wunsch der technischen Einheit, auf Wunsch des externen Marktteilnehmers oder

automatisiert, entsprechend einer im SMGW hinterlegten Konfiguration, aufgebaut werden. Es ist jedoch zu beachten, dass in der ersten Generation nicht jedes SMGW alle drei Varianten unterstützt [16].

Zuletzt bietet das SMGW Schnittstellen für Servicetechniker und Letztverbraucher, damit diese im HAN auf die aufgezeichneten Daten und Logs zugreifen können. Der Servicetechniker erhält darüber hinaus Funktionen zur Konfiguration des Geräts.

Für eine detailliertere Übersicht über die Funktionen und Anforderungen sei nochmals auf die TR und die weiteren einleitend genannten Dokumente verwiesen. Zusammenfassend sind die wichtigsten Kernfunktionen des SMGW und damit des iMSys:

- Erfassung, Verarbeitung und Versand von Messwerten (nicht nur für Strom)
- Bereitstellung des (gesicherten) transparenten Kanals
- Umfassendes Sicherheitskonzept

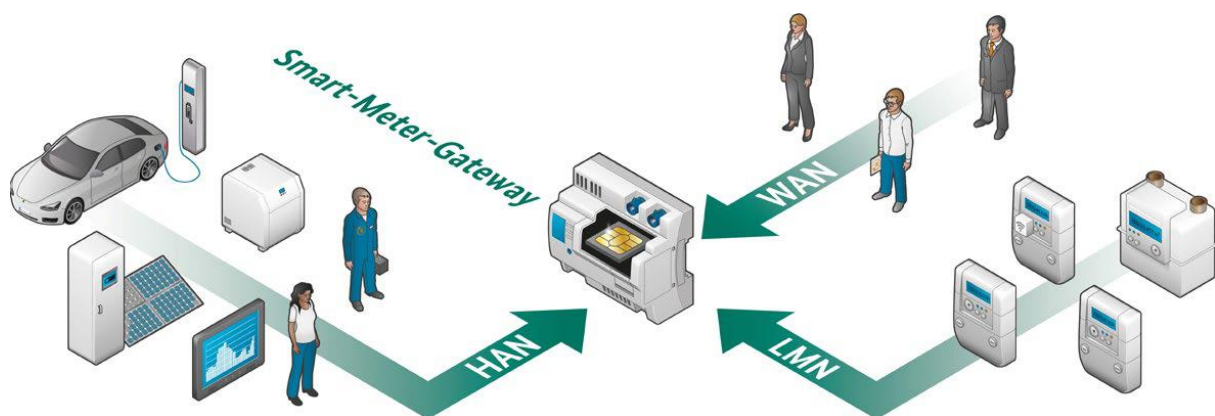


Abbildung 4-2: SMGW Systemarchitektur. Aus "Das Smart-Meter-Gateway", BSI 2022 [17]

4.2.9.1 Weiterentwicklung

Im Laufe der letzten Jahre wurden die Ziele und Anforderungen hinsichtlich der möglichen Anwendungsfälle weiter nachgeschärft, was sich beispielsweise auch in der aktuellen Version der TR aus dem Jahr 2021 widerspiegelt, in der nun einige Tarifierungsfälle gestrichen bzw. ersetzt wurden. Die Standardisierung soll sich nun auf folgende Gebiete konzentrieren [18]

1. Fernsteuerung von Anlagen (Netz- und Marktintegration)
2. WAN-Anbindung von Anlagen (Austausch betrieblicher Daten, Wartung, Softwareupdates)
3. Anbindung von Ladeinfrastruktur (Messung und Steuerung)
4. Weiterentwicklung des Metering (Mehrspartenmetering, Lastgangabrechnung, dynamische Tarife)
5. Submetering (Messung als Liegenschaftsmodell)

Die genannten Punkte sind, je nach Kombination, mehr oder weniger stark miteinander verzahnt.

4.3 Prototypische Umsetzung: Verteilnetzüberwachung mithilfe von Smart Home Geräten

Zur Evaluation des vorgestellten IKT-Konzeptes wurde das Anwendungsbeispiel der Verteilnetzüberwachung ausgewählt. Die Überwachung des Verteilnetzes wird aufgrund des Zubaus von neuen, dezentralen Energieinfrastrukturen immer wichtiger. Endkunden integrieren erneuerbare Erzeugung, beispielsweise in Form von PV-Anlagen in das Verteilnetz und sorgen so für neue Szenarien, welche die Verteilnetzinfrastruktur auf andere Arten belastet. Auch Ladestationen für die Elektromobilität stellen neue Anforderungen an das Verteilnetz, weil oftmals viel Leistung an dezentraler Stelle benötigt wird. Um das Verteilnetz vor Überlastungen zu schützen, müssen die Infrastrukturen überwacht werden. Die Transformatoren in den Ortsnetzstationen, die Schalter und Sicherungsmechanismen und die verlegten Kabel arbeiten schon heutzutage insbesondere in ländlichen Gebieten teilweise nah an der Grenze ihrer Leistungsfähigkeit. Um gezielt die notwendigen Netzausbaumaßnahmen ergreifen zu können, muss deswegen in Zukunft zusätzlich zu dem Hochspannungsübertragungsnetz auch das Niederspannungsverteilstromnetz umfangreich überwacht werden.

Zur Verteilnetzüberwachung lassen sich unterschiedliche Geräte nutzen, welche an verschiedenen Stellen im Netz installiert werden können. Messgeräte können in den Ortsnetzstationen installiert werden und den Stromfluss des gesamten Verteilnetzbereiches überwachen. Sie können außerdem das Spannungsniveau überwachen was, falls ein regelbarer Ortsnetztransformator verbaut ist, die Regelung eines solchen Transformators ermöglicht.

iMSys werden hingegen bei Endkunden installiert und können an unterschiedlichen Stellen im Verteilnetz das Spannungsniveau messen. Diese Messwerte können genutzt werden, um den Zustand des Verteilnetzes genauer zu überwachen. Weil der Rollout dieser iMSys aktuell noch nicht abgeschlossen ist, kann jedoch keine lückenlose Überwachung der Verteilnetze in Deutschland mithilfe von iMSys realisiert werden. Zudem senden die iMSys mit einer vergleichsweise geringen Frequenz von nur einem Datensatz innerhalb von 15 Minuten die Messwerte an den Smart Gateway Administrator. Eine mögliche Alternative stellen Smart Home Geräte dar, welche oftmals auch über Fähigkeiten zur Spannungsmessung und somit zur Netzüberwachung verfügen. Trotzdem die rechtlichen Rahmenbedingungen der Nutzung solcher Messwerte nicht geklärt sind, lassen sich beispielsweise intelligente Steckdosen (Smart Plugs / Smart Sockets) aus technischer Sicht gut für eine Verteilnetzüberwachung nutzen. Aktuelle Messwerte können mehrfach pro Sekunde gesendet werden, wodurch auch kurzzeitige Störungen oder Spannungsschwankungen erkannt werden können. Um die Genauigkeit der Messungen, sowie die informationstechnische Integration in ein Leitwartensystem zu evaluieren, wurden prototypisch einige Smart Plugs im Energy Lab 2.0 am Karlsruher Institut für Technologie verbaut.

In der Literatur lassen sich weitere Beispiele für die dezentrale Überwachung im Stromnetz mithilfe von IoT Geräten finden, wie beispielsweise in [19] und [20]. Um die Spannungsgrenzwerte nach EN50160 einzuhalten, wurde in [19] ein neuartiges IoT Gerät entwickelt. Dieses nutzt die Steckdosen in Haushalten als Messpunkte. Das Gerät beinhaltet mehrere Platinen, mit unterschiedlichen Mess-, Steuerungs- und Kommunikationsbauteilen. Das Gerät wurde von den Autoren entwickelt und sendet die gemessenen Daten über eine serielle Bluetooth-Schnittstelle an ein Smartphone. Die Daten werden

direkt auf dem Smartphone ausgewertet und nicht an einen zentralen Server weitergesendet. Eine umfassende, dezentrale Netzüberwachung ist mit diesen selbstgebaute n Geräten nicht möglich.

Die Autoren von [20] entwickeln eine intelligente Steckdose, um Lastspitzen im Netz abzumildern. Sie betreiben mithilfe der selbstgebaute n intelligenten Steckdose DSM und verschieben Lasten, um die Höchstlasten zu senken. Da das Gerät für den indischen Markt entwickelt wird und dort viele Haushalte nicht an das Internet angebunden sind, basiert die Lastverschiebung und die Entscheidungsfindung ausschließlich auf den gemessenen Spannungsniveaus.

Selbstgebaute Geräte haben den entscheidenden Nachteil, dass die Entwicklung und Zertifizierung solcher Geräte hohe Kosten verursachen. Ein flächendeckender Einsatz von selbstentwickelten Lösungen ist mit einem sehr viel höheren Aufwand verbunden als die Verteilung von kostengünstigen, kommerziellen Smart Home Geräten, welche für weniger als 10 € angeboten werden. Die vorgestellten anderen Arbeiten, welche das Verteilnetz mithilfe von dezentralen Messgeräten überwachen, beschäftigen sich nicht mit der Datenaufzeichnung und Auswertung. Auch die damit verbundenen Hürden, wie beispielsweise eine möglichst schnelle Datenübertragung mit geringer Latenz, sind für die dargestellten Anwendungsfälle nicht von Relevanz.

Die kommerziell verfügbaren Smart Plugs verwenden eine angepasste Tasmota – Firmware, um Daten per WLAN Verbindung an einen MQTT Broker zu senden. Auch die Anbindung per Zigbee oder LoRaWAN wären Alternativen, jedoch sind bei diesen beiden Kommunikationstechnologien weitere Gateway Geräte notwendig. LoRaWAN-fähige Steckdosen übertragen geringe Datenmengen mit vergleichsweise hoher Latenz an ein LoRaWAN Gateway. Der Vorteil dieser Übertragungstechnologie liegt insbesondere in dem geringen Energieverbrauch und der hohen Reichweite. Smart Home Geräte, welche über Zigbee angebunden werden, können die Daten ebenfalls über eine größere Distanz übertragen als bei der Verwendung von WLAN. Bei der Verteilnetzüberwachung mithilfe von Smart Home Geräten soll jedoch auch die Installationskomplexität der Geräte minimiert werden, um einen flächendeckenden Einsatz schnell und kostengünstig zu ermöglichen. Für diesen Anwendungsfall scheint deswegen die Einbindung der Geräte über WLAN am besten.

Zur Aggregation der Messdaten publizieren die Smart Plugs die gemessenen Werte zunächst als MQTT Nachrichten. Sie senden Messdaten in einem konfigurierbaren Intervall von zunächst 10 Sekunden an den MQTT Broker, welcher die Nachrichten dann an abonnierte Klienten weiterleitet. Die Verbindung zwischen Smart Plug und MQTT Broker wird per SSL mit vorher ausgetauschtem Schlüssel gesichert, damit andere Teilnehmer desselben WLANs oder der weiteren Netzwerkinfrastruktur die gesendeten Messdaten weder mitlesen noch verändern können. In der prototypischen Umsetzung wurde der MQTT Broker als Service in einem separierten Container auf einem Kubernetes-Servercluster installiert.

Um die Messwerte für eine anschließende Auswertung abzuspeichern, ist auf demselben Servercluster in einem anderen Container ein Influx Datenbankserver installiert. Als Schnittstelle zwischen den beiden Containern dient ein Go-Microservice, welcher wiederum in einem separierten Container installiert wurde. Der Go-Microservice fungiert als Subscriber des MQTT Brokers und liest alle Nachrichten der Smart Plugs. Anschließend werden die Daten in die Influx Datenbank geschrieben.

Bei einer ersten Betrachtung der Daten fällt auf, dass die Messwerte in Raster fallen und nicht jeder mögliche Wert in den Messdaten auftritt. Die gemessenen Spannungen unterscheiden sich um 0,2 V bis 0,4 V. So werden beispielsweise Werte von 230,6 V und 231 V gemessen, nicht aber 230,7 V oder

230,8 V. Diese Messungenauigkeit scheint durch Rundungsfehler verursacht zu werden. Aus diesem Grund wird die Firmware der Smart Plugs genauer untersucht und die Spannungsberechnung modifiziert, sodass nun Spannungen mit einer Genauigkeit von 0,1 V ausgegeben werden. Zudem wird die Strommessung für die Untersuchung des Verteilnetzes deaktiviert, wodurch eine höhere Frequenz von Spannungsmessungen ermöglicht wird. Es wird nun jede Sekunde ein Messwert an den MQTT Broker gesendet. Ein Vergleich der Messwertabweichung zwischen den Smart Plugs und den Janitza Power Analyzern ist in Abbildung 4-3 zu sehen.

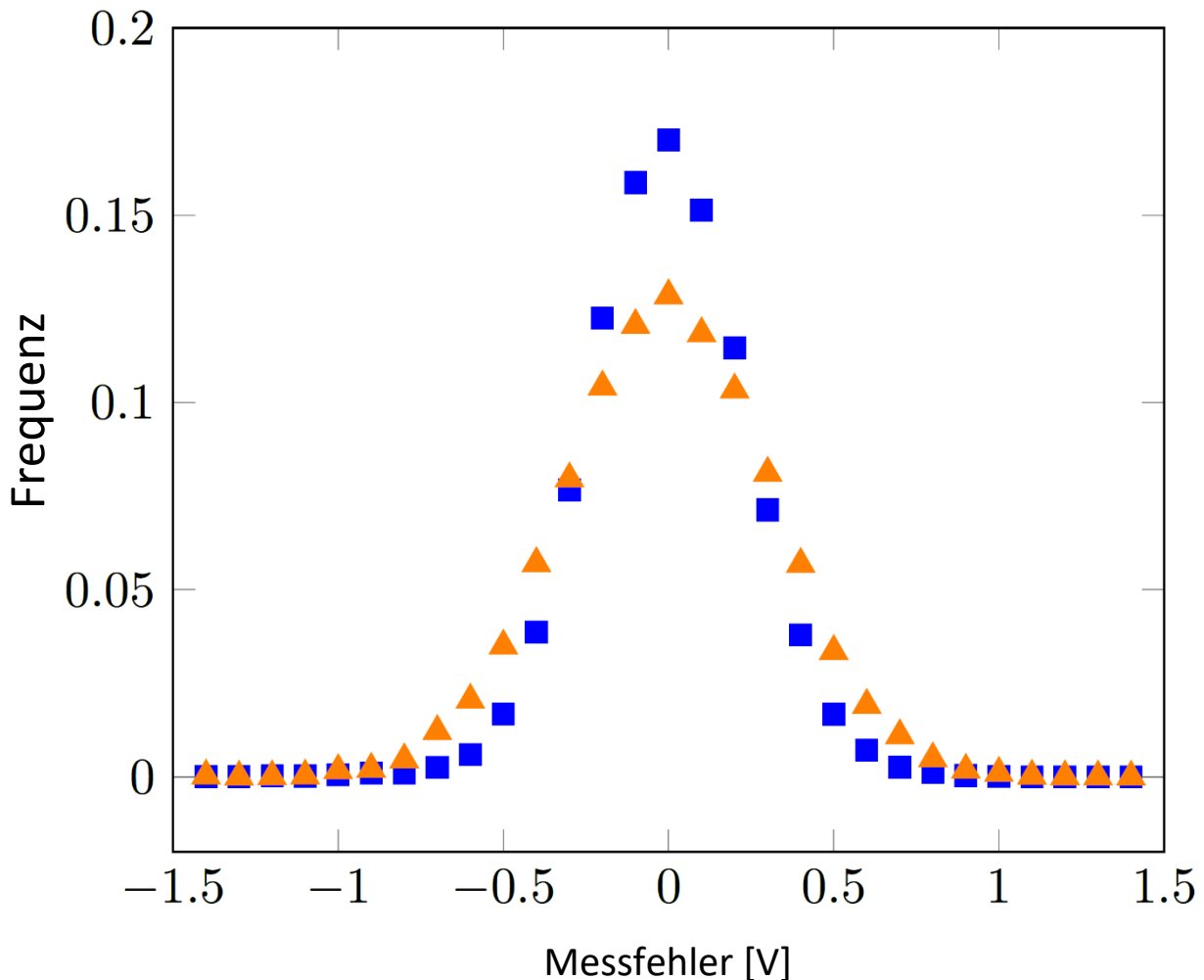


Abbildung 4-3: Messfehler der Smart Plugs mit der modifizierten Firmware (Blau) und der unmodifizierten Firmware (Orange)

Die Verteilung der Messfehler der Smart Plugs mit den entwickelten Firmwaremodifikationen hat eine Standardabweichung von 0,27 V und die Verteilung des Messfehlers mit der unmodifizierten Tasmota Firmware hat eine Standardabweichung von 0,33 V. In der Abbildung 4-3 ist der Unterschied anhand des Gradienten sehr gut zu erkennen. Beide Messfehler sind für eine grobe Abschätzung des Zustands des Verteilnetzes ausreichend. Insbesondere die Richtlinie EN-50160 ist ausschlaggebend für die Gewährleistung der Netzqualität, da hier ein erlaubtes Spannungsband von $230\text{ V} \cdot 0,9$ bis $230\text{ V} \cdot 1,1$ festgelegt ist.

4.3.1 Evaluation

Anhand des vorgestellten Anwendungsfalls lässt sich das IKT Konzept sehr gut verdeutlichen. Viele neue vernetzte Geräte werden in den nächsten Jahren Teil des Stromnetzes werden. Insbesondere IoT Geräte werden immer populärer, da sie kostengünstig und oftmals einfach zu installieren sind. Zusätzlich werden die vorhandenen Netzinfrastrukturen, beispielsweise Ortsnetzstationen, mit weiterer Mess- und Steuerungstechnik ausgestattet. Smart Plugs sind IoT Geräte, welche neben den herkömmlichen Funktionen für die Endkunden auch netzdienlich eingesetzt werden können. Außerdem lassen sie sich mit unterschiedlichen Kommunikationsschnittstellen, in diesem Fall WLAN, mit dem Internet verbinden. Sie unterstützen das, bei IoT Geräten weit verbreitete MQTT Protokoll und senden regelmäßig Messdaten an einen zentralen Server. Deswegen sind Smart Plugs ein gutes Beispiel für die vernetzten Geräte, welche in Zukunft Teil des Verteilnetzes werden.

Um eine Vielzahl von Geräten im Verteilnetz anbinden zu können, muss die beim Netzbetreiber verwendete Infrastruktur zur Datenaggregation erweiterbar sein. Aus diesem Grund wird der Anwendungsfall mithilfe eines Kubernetes-Serverclusters umgesetzt. Auf diesem sind der MQTT Broker, ein Go-Adapter als Microservice und ein Influx Datenbankserver zur Speicherung der Messdaten installiert.

Der Go-Adapter ist als Microservice konzipiert. Er stellt die Verbindung zwischen dem MQTT Broker und der Influx Datenbank her. Zudem versieht er die Messwerte mit notwendigen Metadaten. Diese Metadaten werden genutzt, um bei der Datenauswertung auf Daten zur Verortung, den Typ des Messgerätes, die Messgenauigkeit und weitere Informationen zugreifen zu können. Bei der Implementierung neuer Services kann dann direkt auf diese Informationen zugegriffen werden, ohne dass weitere Datenspeichersysteme abgefragt werden müssen. In dem Anwendungsfall mit der Spannungsmessung an unterschiedlichen Stellen im Verteilnetz ist die Verortung der einzelnen Messgeräte wichtig, um Rückschlüsse auf das Verteilnetz zu ermöglichen. Der Go-Microservice fügt den Messdaten entsprechende Metadaten hinzu. Sollen weitere Messgeräte über eine andere Schnittstelle als MQTT angebunden werden, so ist das Hinzufügen eines weiteren Microservices notwendig. Beispielsweise könnten Daten per HTTP an eine Rest-Schnittstelle gesendet werden. Diese Schnittstelle würde als Microservice implementiert werden und die empfangenen Daten an dieselbe Influx Datenbank weiterleiten, wie der Go-Adapter. Weitere Dienste, welche die gespeicherten Daten nutzen, würden sowohl mit den Smart Plug Daten, welche über die MQTT Schnittstelle empfangen wurden, als auch mit den Daten der anderen Messgeräte, welche über die Rest-Schnittstelle empfangen wurden, arbeiten können.

Andere Messgeräte, beispielsweise IEDs in Ortsnetzstationen, übermitteln die Daten oftmals über das IEC 60870-5 Protokoll. Auch hierfür kann ein weiterer Adapter implementiert werden, sodass die Messdaten aus den Ortsnetzstationen in derselben Datenbank abgespeichert werden können, wie die Daten von IoT Geräten.

Zusätzlich zum Messdatenempfang kann die aufgezeigte IKT Infrastruktur auch unterschiedliche Steuerungsgeräte ansprechen. Die Smart Plug IoT Geräte können direkt über den MQTT Broker mit entsprechenden Nachrichten konfiguriert und gesteuert werden. Mit entsprechenden Adaptern, welche als Microservices implementiert werden, können auch weitere Geräte gesteuert werden.

4.3.2 Fazit

Die vorgestellte Verteilnetzüberwachung mithilfe von Smart Home Geräten ist als Übergangslösung konzipiert und ein Beispiel für die netzdienliche Nutzung von neuen IoT Geräten. Solange Smart Meter noch nicht flächendeckend installiert sind, der Ausbau von erneuerbaren Energien im Verteilnetz aber immer weiter fortschreitet, kann die Nutzung von anderen Geräten zur Netzüberwachung notwendig sein. Dass Smart Home Geräte hierfür ein Beispiel sind, wurde im Rahmen des Projekts aufgezeigt.

Verteilnetzbetreiber können die Smart Home Geräte, in unserem Beispiel die Smart Plugs, an Endkunden verkaufen oder verschenken. Ein einzelnes Gerät kostet im Einkauf weniger als 10~€. Eine Verteilnetzüberwachung mithilfe dieser Smart Plugs wäre für einen Verteilnetzbetreiber also vergleichsweise kostengünstig. Da die Smart Plugs auch komplexe Zeitschaltfunktionen unterstützen, lassen sich neben der Fernsteuerung der Steckdosen noch weitere Anwendungsfälle realisieren. Als Anreiz für den Endkunden könnte eine genaue Anleitung zur Nutzung oder zu Energiesparpotentialen entworfen werden, beispielsweise die Abschaltung von Standby-Geräten in der Nacht. Die Smart Plugs können vom Endkunden selbst installiert und eingerichtet werden.

Im Gegensatz zu Smart Metern können die Smart Plugs frei konfiguriert werden. Dies schließt auch das Zeitintervall ein, mit welchem die Messdaten an einen Server gesendet werden. In der Praxis können Netzbetreiber so einen Zustand des Verteilnetzes ermitteln, welcher nur minimal verzögert ist.

Allerdings weisen die Smart Meter eine deutlich höhere Messgenauigkeit auf, da sie zertifizierte Zähler nach DIN EN 50470-1 sind. Die Smart Home Geräte sind nicht zertifiziert und weisen je nach verbauter Hardware eine unterschiedliche Messgenauigkeit auf. Zwar weisen die im Rahmen des Projekts getesteten Geräte eine ausreichende Genauigkeit auf, jedoch lassen sich keine Rückschlüsse auf die Geräte anderer Hersteller ziehen. Zudem werden die Smart Meter an einer definierten Stelle, dem Hausanschluss installiert. Die Smart Plug Steckdosen können von den Endnutzern in eine Steckdose ihrer Wahl eingesteckt werden, weshalb der Abstand zum Hausanschluss unterschiedlich ist. Dies führt zu einem variierenden Spannungsabfall zwischen Steckdose und Hausanschluss und deswegen auch zu unterschiedlichen Messgenauigkeiten. Schließlich messen Smart Meter die Spannungs- und Leistungsdaten aller Phasen, während die Smart Plugs nur die Spannung einer einzelnen Phase messen. Die vom Smart Plug gemessene Leistung ist vom angeschlossenen Gerät abhängig und es kann kein Rückschluss auf die Gesamtleistung aller Verbräuche im Haushalt gezogen werden.

Aus diesen Gründen sind Smart Home Messgeräte eine tragfähige und praxistaugliche Möglichkeit, die Zeitspanne bis zur flächendeckenden Verbreitung von Smart Metern zu überbrücken. Sie bieten einige Vorteile gegenüber Smart Metern, insbesondere in Hinblick auf die Aktualität der Daten. Für die Abschätzung von Engpässen im Verteilnetz und notwendigen Ausbaumaßnahmen eignen sich die genaueren und zertifizierten Messungen von Smart Metern jedoch besser.

4.4 Verbesserung der Verteilnetzüberwachung mithilfe von Dreiphasen-Stromnetzmodellen

Die Smart Home Geräte werden in der Regel nur mit einer einzigen Phase verbunden und messen auch deswegen auch nur die Spannung dieser einen Phase. Um ein umfassendes Bild des Verteilnetzes zu erstellen und das Monitoring des Netzes ganzheitlich zu betrachten, ist ein Netzmodell erforderlich, welches diesen Umstand abbildet.

Last und Erzeugung im Verteilnetz werden entweder als identisch auf allen drei Phasen angesehen oder im statistischen Mittel durch das Aufsummieren der unterschiedlichen Netzteilnehmer als identisch angenommen. Kleine, dezentrale PV-Anlagen und Ladestationen für Elektroautos sind jedoch Lasten, die nicht unbedingt symmetrisch sind. Sie sorgen dafür, dass die einzelnen Phasen sehr unterschiedlich belastet werden können. Falls nun auch noch das Verteilnetz in dem Bereich solcher Lasten sehr wenig instrumentiert ist, kann es passieren, dass das Netz mit einer symmetrisch verteilten Last noch innerhalb der erlaubten Schwankungen betrieben werden kann, durch die asymmetrische Last jedoch aus dem zulässigen Bereich herausfällt. Die detaillierte Modellierung des Verteilnetzes und der drei Phasen kann helfen, solche Netzzustände zu erkennen.

Andere Verteilnetzmodelle bestehen aus vielen tausend Häusern und unterschiedlichen Netzstrukturelementen, modellieren jedoch nur eine einzige Phase des Netzes [21]. Dies ist insbesondere in anderen Ländern, wie beispielsweise in den USA, oftmals realitätsnah. In Europa ist jedoch das dreiphasige Verteilnetz weit verbreitet, in welchem der Wechselstrom über drei Phasen von einer Ortsnetzstation zum Endkundenanschluss verteilt wird.

Das Stromnetzmodell des Einfamilienhauses ist so konzipiert, dass es in bestehende Netzsimulationen integriert werden kann. Das auch in TrafoKommunE weit verbreitete Netzberechnungsframework Pandapower, quelloffen entwickelt von der Universität Kassel, bietet sich als Grundlage für die Netzsimulation an. Über Pandapower kann ein Netz auch in unterschiedliche andere Formate überführt werden. Bestehende Verteilnetzmodelle können in Pandapower mithilfe des Hausnetzmodells so erweitert werden können, dass schließlich jede einzelne Steckdose im Verteilnetz im Modell abgebildet wird. Die Lasten im Haushalt können deswegen genau den einzelnen Phasen zugeordnet und mithilfe der Netzsimulation können die Effekte einzelner Geräte auf das Stromnetz bestimmt werden.

Für die Modellierung des Stromnetzes wird ein Musterhaus am Energy Lab 2.0 am KIT genau analysiert. Ein Musterhaus besteht aus zwei Stockwerken mit einer Grundfläche von 9,57 m mal 7,6 m. Die Wohnfläche beträgt insgesamt 107,5 m² und die Häuser beinhalten Büros, eine Küche mit Küchengeräten, ein Badezimmer, ein Treppenhaus und einen Heizungsraum. Die Topologie der Verkabelung kann den Verkabelungsplänen entnommen werden. Die Leitungsparameter sind den Datenblättern der Hersteller zu entnehmen. Um das Stromnetzmodell aufzubauen, werden jedoch zusätzlich noch die Leitungslängen benötigt. Diese wurden im ersten Schritt geschätzt und anschließend mithilfe genauer Messgeräte validiert. Hierfür wurde der Spannungsabfall zwischen unterschiedlichen Netzknoten beobachtet. Mithilfe der Last, welche den Spannungsabfall verursacht hat, und den Leitungsparametern, kann die Leitungslänge berechnet werden. Die Abbildung 4-4 zeigt einen Netzbereich, in welchen vier Häuser beispielhaft integriert wurden.

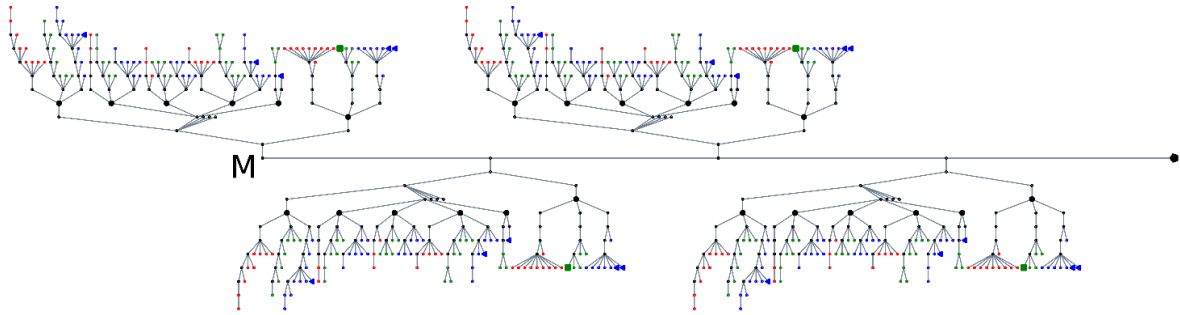


Abbildung 4-4: Beispielhafter Verteilnetzbereich mit vier Häusern. Die Häuser werden mit dem dreiphasigen Modell abgebildet.

In der Simulation des abgebildeten Netzbereiches ist erkennbar, dass die Untersuchung einzelner, asymmetrischer Lasten in bestimmten Szenarien sehr wichtig ist. Es ist ein deutlicher Unterschied zwischen der Betrachtung von asymmetrischen Lasten gegenüber der Annahme, dass alle Lasten symmetrisch sind, erkennbar. Bei installierten PV-Systemen von 3 kW Leistung in jedem Haus und Lasten von 7 kW pro Haus ergibt sich bei der Annahme, dass Erzeugung und Last an dieselbe Phase angeschlossen sind ein Spannungsabfall von ca. 6,5 V am Punkt M. Sind die Erzeugung und die Last auf unterschiedliche Phasen verteilt, so steigt die Spannung am Punkt M auf der einen Phase um 3,8 V und sinkt auf einer anderen Phase um 10,6 V.

Mithilfe einer solchen Simulation lässt sich auch der Messfehler von dezentralen Messgeräten klassifizieren und möglicherweise bereinigen. Es kann die Unsicherheit der Messungen an dezentralen Stellen, wie beispielsweise durch Smart Plugs, mithilfe unterschiedlicher Szenarien bestimmt werden. Dies kann insbesondere bei der Integration vieler dezentraler Messgeräte in eine gemeinsame Verteilnetzüberwachung von Nutzen sein.

Um die Weiterentwicklung des Modells und die Nutzung für unterschiedlichste Zwecke zu ermöglichen, ist das Modell als Open-Source Software auf Github zu finden [22].

5 Realisierung

Die Realisierung der vorgestellten theoretischen Softwarearchitekturen und die Installation und der Betrieb der benötigten Rechnerinfrastrukturen verlangt entweder nach einer umfangreichen, hausinternen IT-Abteilung oder nach der Unterstützung externer Dienstleister. Eine interne Umsetzung lässt sich anhand der beschriebenen prototypischen Umsetzung der beispielhaften Anwendungsfälle ableiten. Im Folgenden wird die Umsetzung der vorgestellten Konzepte mithilfe von externen Dienstleistern erläutert und darauf eingegangen, inwiefern die vorgestellten Konzepte, Datenübertragungsmethoden und Infrastrukturen eingesetzt werden.

5.1 Datenübertragung

Zur Datenübertragung zwischen Feldgeräten und Leitwarte kommen je nach angeschlossener Komponente unterschiedliche Protokolle zum Einsatz. Bei stationären Komponenten, welche sich auf oder in Liegenschaften der Stadtwerke bzw. des Netzbetreibers befinden, ist die Datenübertragung per Lichtwellenleiter die schnellste und gegenüber elektrischen Störungen unempfindlichste Methode. Bestehende Kommunikationsinfrastrukturen, wie beispielsweise DSL oder Kabelanschlüsse, können möglicherweise auch ausreichende Datenübertragungsraten bereitstellen. Sie können auch in Zukunft noch für Notfälle als redundante Anbindung von Umspannwerken genutzt werden.

5.2 Messdaten Schnittstelle

Robotron bietet mit dem Robotron IoT Hub4U eine Kommunikations- und Serviceplattform für den Datenempfang und -versand an. Das Unternehmen wirbt damit, Daten von unterschiedlichen Sensoren über verschiedene Schnittstellen empfangen und verwalten zu können. Zu diesen Sensoren gehören Temperatur, Luftfeuchtigkeits- und Lichtsensoren. Außerdem können Messdaten von Smart Meter Gateways empfangen werden. Der Betrieb der Plattform kann entweder von robotron übernommen, also über ein entferntes Rechenzentrum realisiert werden. Alternativ ist auch der Betrieb bei dem Kunden möglich, beispielsweise also im Rechenzentrum der Stadtwerke oder eine hybride Lösung, bei welcher einige Komponenten in einem entfernten Rechenzentrum und andere Komponenten vor Ort betrieben werden.

5.3 Umspannwerke

Die Stationsautomatisierung in Umspannwerken und Ortsnetzstationen überwacht und steuert die verschiedenen Komponenten. Damit einher gehen Protokollierungs-, Diagnose-, Simulations- und Optimierungsfunktionen. Stationsautomatisierungsplattformen beinhalten Soft- und Hardwarelösungen für den gesamten Betrieb von Umspannstationen.

Anbieter solcher Plattformen sind beispielsweise Siemens oder Schneider Electric. Die Stationsautomatisierungssysteme beinhalten viele verschiedene Funktionalitäten und können deswegen auf unterschiedliche Arten implementiert werden. Die SICAM 8 Automatisierungsplattform von Siemens bietet unterschiedliche Applikationen an, welche modular zusammengesetzt werden können [21]. Die Plattform setzt den Microservice-Ansatz um, indem das Gesamtsystem in unterschiedliche kleinere Applikationen aufgeteilt wird.

Auch die Plattform "EcoStruxure™ Power Automation System" von Schneider Electric bietet unabhängige Applikationen an, die über normierte Kommunikationsprotokolle zusammenarbeiten. Die Systemstruktur wird als modular, flexibel und skalierbar beworben. Dies sind typische Vorteile von verteilten Architekturen.

5.4 Leitwarte

Leitwartensysteme beinhalten, ähnlich wie Stationsautomatisierungsplattformen, viele verschiedene Funktionalitäten. Die Netzleittechnik von PSI besteht aus Modulen, welche modular an ein Grundmodul angeschlossen werden können. Die Funktionalität für den Datenaustausch im Rahmen von Redispatch 2.0 wird beispielsweise über ein eigenständiges Modul "GLDPM" bereitgestellt.

Das Leitwartensystem Spectrum Power™ ADMS von Siemens ist auf Verteilnetzbetreiber zugeschnitten, die in ihrem Verteilnetz den Betrieb von verteilten Energieanlagen (DER) optimieren müssen. Es ermöglicht die Überwachung, Prognoseberechnung, Optimierung und Steuerung der dezentralen Anlagen. Außerdem bietet das Leitwartensystem Bausteine zur Netzüberwachung, Netzoptimierung, Betriebsführung und Organisation von Wartungs- und Reparaturarbeiten.

Die Netzüberwachung und -analyse schließt Funktionen zur Aggregation von Echtzeitdaten, der Analyse und der Visualisierung dieser Daten ein. Dies umfasst auch die Abschätzung des aktuellen Netzzustands, also die Berechnung von Spannungsniveaus, Blind- und Wirkleistungsflüssen an allen Netzknoten. Engpässe und Störungen können mithilfe dieses umfassenden Abbilds des Netzbereiches von den Leitwartenmitarbeitern schnell erkannt und behoben werden.

Für die Optimierung des Netzes werden Last und Erzeugung prognostiziert und dementsprechend beispielsweise die Transformatoren konfiguriert und Energiespeicher gesteuert. So werden die vorhandenen Infrastrukturen bestmöglich ausgelastet.

Das Ausfallmanagement bietet Funktionen zur Zusammenführung von Störungsinformationen aus allen verfügbaren Quellen, Identifizierung der Art des Ausfalls, einschließlich Fehlertyp und Verortung im Netz und die Entsendung von Mitarbeitern zur Durchführung von Reparaturarbeiten. Auch hier ist die Visualisierung für die Leitwartenmitarbeiter essenzieller Bestandteil.

Zur Weiterbildung und zur Schulung werden in einer Offline-Umgebung realitätsnahen Bedingungen hergestellt. Die Übungen umfassen Notfallszenarien, tagtägliche Arbeiten und Schwarzstart-Szenarien, bei welchen ein zuvor abgeschalteter Netzbereich wieder integriert werden muss.

Die Visualisierungen der unterschiedlichen Komponenten des Siemens Spectrum Power™ ADMS stellt eine Art der Entscheidungsunterstützung für die Leitwartenmitarbeiter dar.

5.5 Datenfluss

Die vorgestellte Architektur ist in allen Ebenen modular aufgebaut. Die folgende Abbildung 5-1 zeigt die mögliche Realisierung einer solchen Architektur.

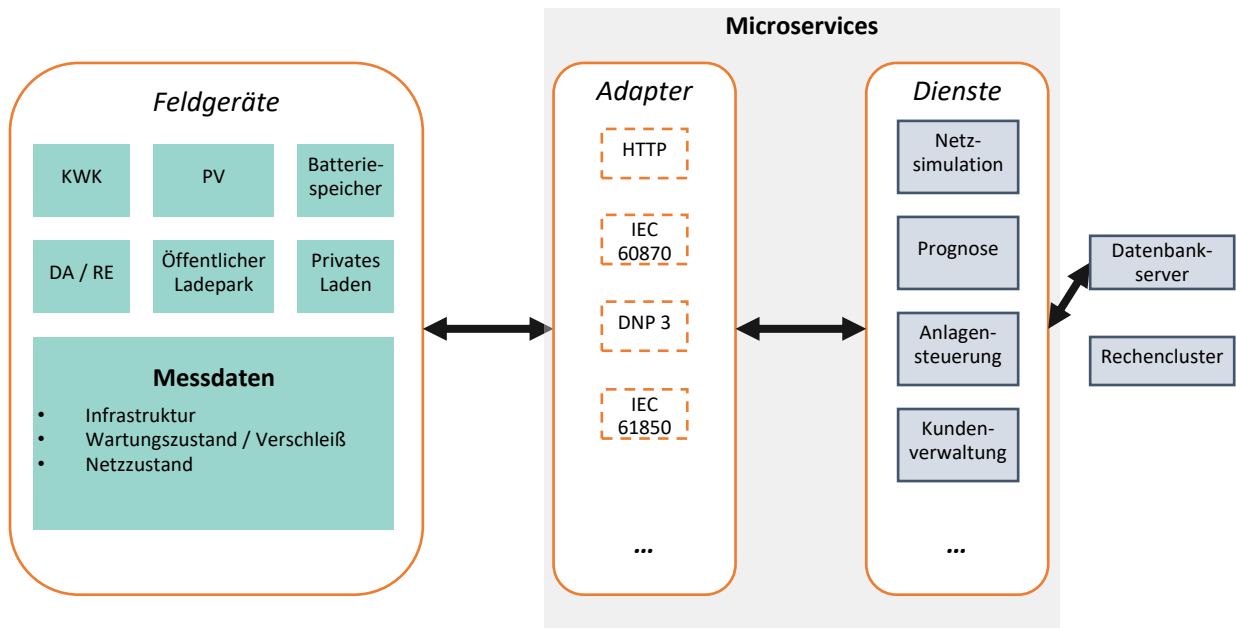


Abbildung 5-1: Beispielhafter Datenfluss in einer Microservice-Architektur

Die Feldgeräte in Abbildung 5-1 kommunizieren mit Adaptern, welche als Microservices implementiert sind. Diese leiten Daten der Feldgeräte an zugeordnete Dienste weiter, welche die Daten verarbeiten und speichern. Gleichzeitig werden die von den unterschiedlichen Diensten generierten Daten an die zugeordneten Feldgeräte weitergeleitet.

Auch die Dienste sind als Microservices implementiert oder werden von externen Dienstleistern bereitgestellt. Die Adapter als Abstrahierungsschicht ermöglichen die unabhängige Entwicklung und Wartung von Diensten und Feldgeräten.

Die Microservices und andere Dienste, beispielsweise der Datenbankserver, können auf demselben Rechencluster bei einem Dienstleister installiert werden.

6 IKT-Anbindung – LivingLab am GWI

6.1 Energie Monitoring

Das Erfassen von relevanten Energieströmen ist ein notwendiger erster Schritt, um den Bedarf, die Bereitstellung und gegebenenfalls die Speicherung von Energie zu analysieren und im Anschluss effizienter zu gestalten. Der Bedarf einzelne Anlagen, Gebäude, Quartiere oder ganze Städte und Regionen kann nur dann reduziert werden, wenn die wichtigsten Parameter erfasst und für eine weitere Analyse nutzbar gemacht werden können.

Ein Energie-Monitoring kann durch das Erfassen von Energieströme dazu beitragen den Energieverbrauch zu reduzieren, die Energieeffizienz zu verbessern und die Betriebskosten zu senken. Dazu muss das System für alle Messpunkte und in für den jeweiligen Anwendungsfall passender zeitlicher Auflösung Daten erfassen. Durch den Einsatz von intelligenten Messgeräten kann der Energiebezug bei Bedarf in Echtzeit gemessen und analysiert werden.

Monitoring Systeme können in vielen Bereichen eingesetzt werden, von IT-Systemen über Produktionsprozesse bis hin zu Ökosystemen kann das Monitoring als Werkzeug zur systematischen Erfassung von relevanten Daten eingesetzt werden. Das Energiemonitoring im speziellen beschäftigt sich mit der Erfassung von Energieströmen und nahen Verwandten. In der Regel sind damit Strom, Gas, Öl und Wärme gemeint, es können aber auch Trink- und Abwasser, sowie insbesondere in Gewerbe oder Industrie bestimmte andere Stoffströme (Druckluft, Dampf, Wasserstoff, ...) einbezogen werden. Ein Energie-Monitoring kann dazu beitragen, den Energieverbrauch zu reduzieren, die Energieeffizienz zu verbessern und die Betriebskosten zu senken, was sowohl aus ökologischer als auch aus wirtschaftlicher Sicht erstrebenswert ist.

In (Wohn-)Gebäuden, Quartieren oder Städten bilden Strom für alle elektrische Anwendungen sowie Raum- und Nutzwärme die größten Energieflüsse. Die Wärme kann dabei durch den direkten Bezug von (Fern-)Wärme, durch den Bezug von Gas, Öl, Kohle oder Biomasse für den Betrieb einer Heizungsanlage oder durch Strom für eine Wärmepumpe oder Stromdirektheizung bereitgestellt werden. Für diese Anwendungen wird die einfachste Form des Monitorings, das regelmäßige, manuelle Ablesen von Zählerständen durch die Versorgungsbetriebe, genutzt. Diese Methode erfordert viel personellen Aufwand und ist fehleranfälliger als eine automatisierte Lösung. Die ermittelten Zählerstände wurden bislang meist nur zur Abrechnung des Energiebezugs genutzt. Im Fall des automatisierten Auslesens zu Abrechnungszwecken wird in der Regel statt von Monitoring von Metering gesprochen, also dem Ablesen von geeichten Zählern.

Automatisierte Lösungen zum Auslesen von Zählerständen sind bereits für einige Anwendungen und Kundengruppen verpflichtend. In naher Zukunft wird beispielsweise der Smart Meter Rollout dafür sorgen, dass Stromzähler digital und potenziell fernauslesbar werden. In einem ersten Schritt kann dann das manuelle Ablesen automatisiert werden. Durch detaillierte Verbrauchsdaten können beispielsweise variable Strompreise an Kunden weitergegeben werden.

Darauf aufbauende Anwendungen können eine detailliertere Netzplanung zur Vermeidung von Engpässen oder Probleme durch Überproduktion aus PV-Anlagen sein. Auch Bürgerstrom Modelle in denen Privatpersonen den selbst erzeugten Strom an Nachbarn verkaufen sind mit intelligenten Messstellen möglich. Selbstverständlich sind solche Modelle nicht nur auf die Stromversorgung beschränkt, auch Wärme kann beispielsweise über kleine Wärmenetze geteilt werden.

Am GWI wurde im Zuge des Projektes ein Energie-Monitoring-System, das LivingLab, aufgebaut, um die wichtigsten Energieflüsse zu erfassen und für weitere Analysen nutzbar zu machen. Der Fokus lag dabei auf den Strom-, Gas- und Wärmeflüssen. Aber auch Wetterdaten, die Erdgaszusammensetzung vor Ort und weitere Umweltsensoren und externe Quellen wurden in das System eingebunden.

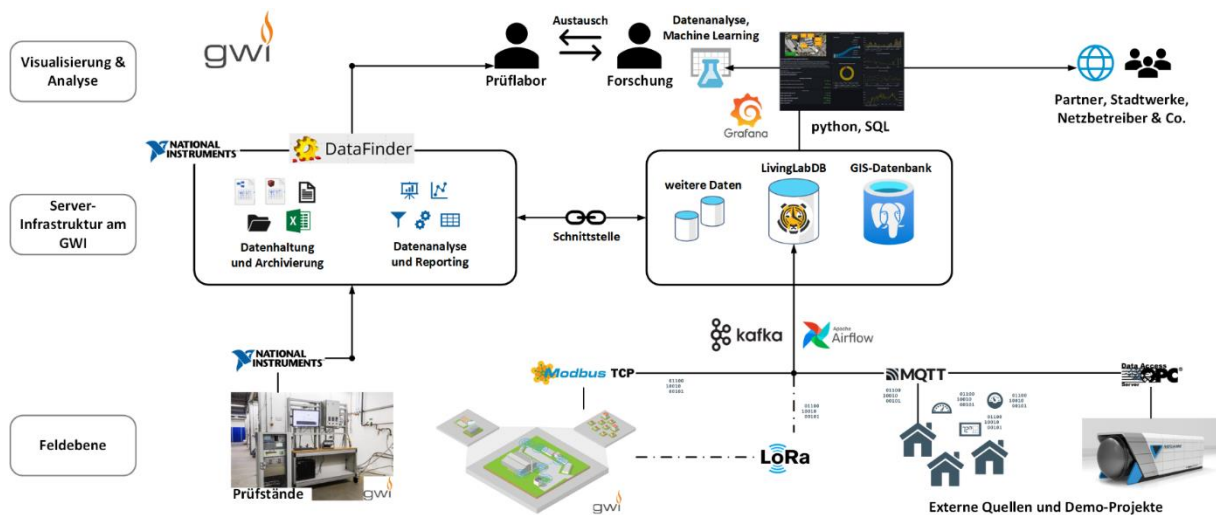


Abbildung 6-1: LivingLab-Infrastruktur am GWI (eigene Darstellung GWI)

Die LivingLab Infrastruktur ist grob in drei Ebenen unterteilt. Auf der Feldebene werden die Messdaten erfasst. Diese können von Energiezählern am Standort selbst, aus den Prüfständen der Forschungsabteilungen oder von externen Quellen wie Demoprojekten oder von Partnern stammen. Alle Messdaten werden in der zweiten Ebene im Datenhaltungssystem gesichert. Die Datenhaltung besteht aus mehreren Servern, die anwendungsspezifisch aufgebaut sind. So laufen beispielsweise die Messdaten der Energiezähler in Zeitreihendatenbanken auf, die besonders effizient gleichbleibenden Sensordaten mit Zeitstempeln und große Datenmengen halten können.

Die dritte Ebene ist die Visualisierung und Analyse der gewonnenen Daten. Die Visualisierung bildet den ersten Schritt zu einer Optimierung des Betriebsverhaltens einzelner Anlagen oder Gebäudeteile. Energiespitzen, hohe Grundlasten oder fehlerhafte Komponenten können teilweise schon mit einem Blick auf den zeitlichen Verlauf der Energiebezüge erkannt werden. Für weitergehende Anaylsen lassen sich die Daten exportieren oder mittels Tools wie maschinellem Lernen oder Big Data Analysen untersuchen. Neben der internen Verarbeitung können Daten zudem mit externen Partnern geteilt werden.

Die eingesetzte Software ist, wenn möglich, Open Source Software. Dadurch lassen sich hohe Kosten für Lizenzen vermeiden, die Community liefert viele Informationen und Hilfestellungen und es gibt häufig Erweiterungen, um die Integration von Datentypen zu vereinfachen.

6.2 Energiezähler und Messeinrichtungen

Messtellen wurden in der Vergangenheit häufig nur dort verbaut, wo Energiemengen oder andere Stoffströme zu Abrechnungszwecken erfasst werden mussten. Sie wurden, insbesondere in häuslichen Anwendungen, einige Male im Jahr abgelesen, um den Bezug und damit die Kosten für Strom, Gas oder Wasser zu ermitteln. Diese Arbeit wurde und wird manuell von Mitarbeitern der Versorgungsunternehmen durchgeführt.

Durch den flächendeckenden Einsatz von smarten Energiezählern kann dieser Prozess automatisiert werden. Neben dem vereinfachten Übermitteln von Zählerständen bietet der Einsatz von Smart Metern und Monitoring Systemen weitere Vorteile gegenüber herkömmlichen analogen Zählern. Durch die kontinuierliche Erfassung des Energieverbrauchs in Echtzeit können Endverbraucher ihre Verbräuche besser kontrollieren und optimieren. So können sie zum Beispiel den Betrieb bestimmter Verbraucher an die Verfügbarkeit von erneuerbaren Energien anpassen, mittels Demand Side Management die Lastverteilung verbessern oder schlicht fehlerhafte Prozesse oder Systeme erkennen. Jede Steigerung der Effizienz resultiert wiederum in reduzierten Kosten.

Nicht immer müssen dafür jedoch Smart Meter verbaut werden. Das so genannte Metering, das Erfassen von Energiemengen zu Abrechnungszwecken, wird in der Regel an den Übergabepunkten vom Energienetz an den Verbraucher durchgeführt. Dazu werden geeichte Zähler benötigt, die besonders präzise die bezogene oder eingespeiste Energiemenge erfassen. In vielen Fällen kann es jedoch sinnvoll sein, ungeeichte Messstellen zu errichten. Das Monitoring dient in erster Linie nicht dem Abrechnen von Energie, sondern dem Erfassen von relevanten Energieströmen. Das kann in den Netzen von Energieversorgern oder an Industrie- und Gewerbestandorten relevant sein. Selbst in privaten Haushalten können mit einfachen Strommessgeräten für die Steckdose elektrische Verbräuche erfasst werden.

In vielen Fällen hilft eine Sensibilisierung der Verbraucher bereits, um Energie und Kosten einzusparen. Häufig ist Haushalten und Unternehmen nicht bewusst, wie sich der eigene Energiebedarf zusammensetzt und wo gegebenenfalls Optimierungspotenziale lauern. Hochaufgelöste Daten von Energiezählern sorgen somit für mehr Transparenz.

Auf Seiten der Energieversorger können intelligente Messstellen dazu beitragen, das Stromnetz effektiver zu steuern. Energieversorger erhalten durch die kontinuierliche Erfassung des Verbrauchs- und Erzeugungsverhaltens wertvolle Daten zur Netzbelastung und können das Stromnetz entsprechend anpassen. Durch die bessere Steuerung des Stromnetzes kann die Stabilität und Zuverlässigkeit der Energieversorgung gewährleistet werden.

Smarte Energiezähler bieten zahlreiche Vorteile für Endverbraucher, Energieversorger und die Netzinfrastruktur. Durch eine bessere Steuerung von Verbräuchen und der Einbindung von dezentralen Erzeugern können Energiekosten reduziert werden und die Stabilität und Zuverlässigkeit der Energieversorgung verbessert werden.

Nicht zu vernachlässigen sind allerdings die Gefahren von Datenmissbrauch oder -Diebstahl. Zusätzlich zu einer flächendeckenden Erfassung von Energieströmen muss daher sichergestellt sein, dass die Daten der privaten Haushalte, Firmen und Versorgern stets mit größter Sorgfalt behandelt werden und Sicherheitslücken schnell und nachhaltig geschlossen werden.

6.2.1 Stromzähler

Stromzähler werden überall dort eingesetzt, wo elektrischer Strom aus dem Stromnetz des Versorgers entnommen wird. Sie dienen in der Regel der Abrechnung der bezogenen elektrischen Energie und werden dafür regelmäßig durch Mitarbeiter des Versorgers abgelesen.

Zähler für elektrische Energie funktionieren alle nach einem ähnlichen Prinzip. Der Zähler muss an die zu überwachende Leitung angeschlossen sein, um die vorherrschende Spannung erfassen zu können. Über eine direkte Messung, bei der ein Zähler direkt in der Leitung installiert wird, oder über Wandler, bei größeren Leistungen, wird der Strom der zu überwachenden Leitung erfasst. Daraus kann dann die aktuelle Leistung und die bezogene oder eingespeiste Energiemenge bestimmt werden.

Zusätzlich liefern viele Stromzähler Informationen über die Netzfrequenz, Wirk-, Schein- und Blindleistungen und gegebenenfalls weitere relevante Kennzahlen.

Smarte Stromzähler, auch als intelligente Messsysteme bezeichnet, sind Geräte, die den Stromverbrauch in Echtzeit messen, aufzeichnen und übertragen können. Im Gegensatz zu herkömmlichen Stromzählern, die lediglich den Stromverbrauch aufzeichnen und manuell ausgelesen werden müssen, können smarte Stromzähler automatisch Daten sammeln und an Energieversorger übertragen.

Smarte Stromzähler können Energieversorgern dabei helfen, den Stromverbrauch in Echtzeit zu überwachen und zu managen. Das ermöglicht es Energieversorgern, das Stromnetz effektiver zu steuern und zu optimieren, was zu einer höheren Energieeffizienz und einer Reduzierung von Netzengpässen führen kann. Zum anderen können smarte Stromzähler auch für Endverbraucher von Vorteil sein. Durch die Überwachung des Stromverbrauchs in Echtzeit können Endverbraucher ihren Energieverbrauch besser kontrollieren und somit Energiekosten sparen. Smarte Stromzähler können auch dazu beitragen, dass Endverbraucher mehr Einblick in ihren Energieverbrauch und die damit verbundenen Kosten erhalten.

Neue Geschäftsmodelle wie variable Tarife können nur dann sinnvoll umgesetzt werden, wenn der Strombezug detailliert erfasst und einem bestimmten Tarif zugeordnet werden kann. Davon würden in erster Linie die Verbraucher profitieren, doch auch für Energieversorger können variable Tarife einen Wettbewerbsvorteil bedeuten. Zukünftig kann damit beispielsweise Strom besonders günstig, da bedarfsorientiert, von dezentralen Erzeugern zugekauft werden. Theoretisch lassen sich damit auch lokale Energiemärkte realisieren, in denen Nachbarn Energie untereinander handeln können.

Darüber hinaus können smarte Stromzähler auch dazu beitragen, den Übergang zu erneuerbaren Energien zu erleichtern. Da erneuerbare Energien wie Wind- und Solarenergie nicht kontinuierlich verfügbar sind, können smarte Stromzähler dazu beitragen, die Verfügbarkeit und Nutzung von erneuerbaren Energien zu maximieren, indem sie den Stromverbrauch automatisch an die Verfügbarkeit erneuerbarer Energien anpassen.

Die flächendeckende Installation von Smart Meter zur Abrechnung von elektrischer Energie ist in Deutschland seit Jahren geplant. Der so genannte Smart Meter Rollout wurde im Jahr 2016 gestartet und hat zum Ziel, bis 2032 etwa 40 Millionen smarte Stromzähler zu installieren.

Im Rahmen des Rollouts werden zunächst Haushalte und Unternehmen mit einem Jahresstromverbrauch von mehr als 6.000 Kilowattstunden mit intelligenten Messsystemen

ausgestattet. Seit 2022 werden auch Haushalte und Unternehmen mit einem Jahresstromverbrauch von mehr als 1.000 Kilowattstunden in den Rollout einbezogen.

Die Einführung von intelligenten Messsystemen in Deutschland hat jedoch auch einige Herausforderungen mit sich gebracht. Insbesondere gibt es Bedenken hinsichtlich des Datenschutzes und der Datensicherheit im Zusammenhang mit smarten Stromzählern. Es ist daher wichtig, dass geeignete Sicherheits- und Datenschutzmaßnahmen getroffen werden, um die Privatsphäre der Endverbraucher zu schützen.

Die elektrischen Bedarfe werden im LivingLab durch die Installation von Energiezählern in den Unterverteilungen der relevanten Gebäude erfasst. Die genutzten Zähler erlauben eine einfache Hutschienen Montage, sodass die Zähler dort verbaut werden können, wo die Stromflüsse erfasst werden müssen.

Die verbauten Stromzähler sind per Ethernet in das Firmennetzwerk eingebunden. Eine feste Verkabelung erlaubt zum einen besonders hochfrequente Abfragen der aktuellen Leistungen, sowie eine geringe Störanfälligkeit.



Abbildung 6-2: Stromzähler in einer Unterverteilung (Foto GWI)

Die Messdaten werden per ModbusTCP abgefragt und in eine Datenbank geschrieben. ModbusTCP hat sich in der Projektzeit als robustes Kommunikationsprotokoll erwiesen. Ein Dutzend Zähler können problemlos in Echtzeit ausgelesen werden.

6.2.2 Gaszähler

Gaszähler bilden zusammen mit Stromzählern die allgemein am weitesten verbreiteten Energiezähler. Anders als beispielsweise Öl wird der Bedarf in der Regel durch ein Leitungsnetz gedeckt. Daher muss auch dort der Bezug messtechnisch erfasst und abgerechnet werden. Auch beim Gas erfolgt dies in der Regel manuell durch Mitarbeiter des Versorgers.

Auch Gaszähler können mit intelligenten Messstellen ausgestattet werden. Im Gewerbe- und Industriesektor werden zum Beispiel nicht nur die bezogene Gasmenge abgerechnet, sondern, ähnlich dem Strom, Leistungspreise für bezogene Spitzenlasten gezahlt. Die Leistungsspitzen müssen dafür selbstverständlich erfasst werden. Eine rein mechanische Durchflussmessung reicht dafür nicht aus. Bei Großabnehmern werden daher oft vernetzte Gaszähler mit modernen Messverfahren eingesetzt um neben dem Gasbezug auch die Leistungsspitzen und eine hohe zeitliche Auflösung liefern.

Ein Gaszähler muss daher auf die jeweilige Anwendung, in der er eingesetzt werden soll, angepasst sein. Anders als beim Strom gibt es unterschiedliche Arten von Gaszählern deren Messprinzipien sich teilweise voneinander unterscheiden.

Im LivingLab wurden zu demonstrationszwecken die gängigsten Zählertypen verbaut. Dadurch können neben Eignung für die gewählte Anwendung auch die Funktionalitäten verschiedener Technologien untersucht werden.

Aus dem häuslichen Bereich sind vor allem Balgengaszähler bekannt. Ein Balgengaszähler ist ein Volumengaszähler, der das durchströmende Gasvolumen durch das periodische Auf- und Abpumpen eines flexiblen Gummibalgs misst. Dabei wird das Gas durch einen Einlass in den Balg gepumpt und durch einen Auslass wieder entleert. Die Häufigkeit des Pumpvorgangs hängt vom Gasdurchfluss ab und wird durch einen Zähler erfasst.

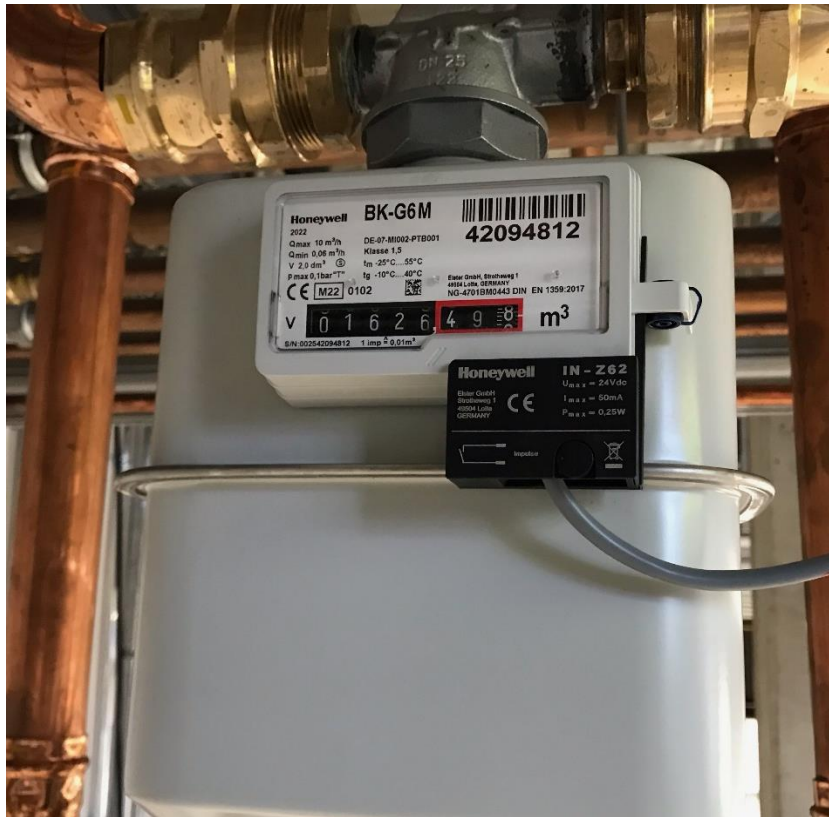


Abbildung 6-3: Balgengaszähler am GWI (Foto GWI)

Ein Balgengaszähler muss auf den zu erwartenden Durchfluss dimensioniert sein. Ist der Durchfluss zu groß kann der Zähler beschädigt werden, ist er zu klein kann keine präzise Messung durchgeführt werden, da eine vollständige Befüllung bzw. Entleerung des Balgs notwendig ist, um durch das Zählwerk registriert zu werden. Zudem sind die meisten Balgengaszähler nur für geringe Betriebsdrücke ausgelegt und werden daher erst in der druckreduzierten Hausinstallation eingesetzt.

Ebenfalls häufig verbaut werden Drehkolbengaszähler. Ein Drehkolbengaszähler ist ein Volumengaszähler, bei dem das durchströmende Gasvolumen durch das Drehen von zwei ineinandergreifenden rotierenden Kolben erfasst wird. Die Drehung der Kolben ist proportional zum Gasdurchfluss und wird durch einen Zähler erfasst.

Das Messprinzip ähnelt dem des Balgengaszählers, da beide immer ein definiertes Volumen abrechnen. Da das Volumen beim Drehkolbengaszähler deutlich kleiner ist, wird die durchströmte Menge häufiger registriert und die Auflösung ist etwas höher. Durch die robuste Bauweise können Drehkolbengaszähler bei deutlich höheren Drücken betrieben werden.



Abbildung 6-4: Drehkolbengaszähler (Foto GWI)

Da Drehkolbengaszähler keine empfindlichen Gummibälge enthalten, die im Laufe der Zeit altern und brüchig werden können, sind sie im Allgemeinen robuster als Balgengaszähler.

Für gewerbliche und industrielle Anwendung werden außerdem Turbinenradgaszähler und Ultraschallgaszähler eingesetzt.

Ein Turbinenradgaszähler ist ein Volumengaszähler, der das durchströmende Gasvolumen durch die Drehung eines Turbinenrades erfasst. Das Gas strömt durch das Turbinenrad und setzt es in Rotation, wobei die Häufigkeit der Umdrehungen des Rades proportional zum Gasdurchfluss ist.

Turbinenradgaszählern können in einer passenden Anwendung sehr genau sein. Sie bieten hohe Durchflusskapazitäten und können bei hohen Drücken und Temperaturen arbeiten. Zudem sind sie in der Regel unempfindlich gegenüber Verunreinigungen und können in unterschiedlichen Gasarten eingesetzt werden.



Abbildung 6-5: Turbinenradzähler für homogene Durchflussmengen (Foto GWI)

Ein wesentlicher Nachteil von Turbinenradgaszählern können stark variierende Durchflussmengen sein. Durch das Messprinzip kann ein stark ansteigender Durchfluss aufgrund der Trägheit des Turbinenrades nicht sofort erfasst werden. Auf der anderen Seite läuft das Rad bei einem plötzlich aussetzenden Durchfluss mitunter nach.

Turbinenradgaszähler eignen sich daher besonders für Anwendungen mit gleichmäßigen, konstanten Durchflüssen.

Ein Ultraschallgaszähler ist ein Volumengaszähler, der das durchströmende Gasvolumen durch die Laufzeitmessung von Ultraschallwellen erfasst. Das Gas strömt durch einen Messbereich, in dem sich ein Sender und ein Empfänger von Ultraschallwellen gegenüberstehen. Die Laufzeit der Ultraschallwellen von einem Sender zum Empfänger wird gemessen und ist proportional zum Gasvolumen, das durch den Messbereich fließt.

Einige Vorteile von Ultraschallgaszählern sind ihre hohe Genauigkeit und die Möglichkeit, in unterschiedlichen Gaszusammensetzungen und bei verschiedenen Durchflussraten zu arbeiten. Sie sind auch unempfindlich gegenüber Verunreinigungen im Gasstrom und können in beide Durchflussrichtungen messen. Ultraschallgaszähler haben zudem keine beweglichen Teile, was sie wartungsarm und langlebig macht.



Abbildung 6-6: Ultraschallgaszähler für präzise Durchflussmessungen (Foto GWI)

Anders als Balgen- und Drehkolbengaszähler liefern Turbinenrad- und vor allem Ultraschallgaszähler neben dem reinen Zählerstand auch weitere Kennzahlen wie den momentanen Durchfluss oder die minimalen und maximalen Durchflüsse.

Die Gasversorgung wird in Zukunft durch das Beimischen von Bio- und Synthesegasen oder Wasserstoff dekarbonisiert werden müssen. Einige Gaszähler sind für die veränderten Zusammensetzungen nicht zugelassen und würden bei einer von Erdgas abweichenden Dichte nicht mehr ausreichend genau funktionieren. Ultraschallgaszähler können durch ihr Messprinzip unterschiedliche Gaszusammensetzungen erfassen. In Kombination mit einem Gaschromatographen, der die Zusammensetzung des zu messenden Gases bestimmt sind viele Anwendungsfälle denkbar.

Viele der im LivingLab installierten Gaszähler verfügen über eine Schnittstelle zum Auslesen der Zählerstände. Eine Einbindung ins Netzwerk per Ethernet und die Integration per ModbusTCP erlauben die wenigsten. Um die Zählerstände dennoch erfassen zu können werden Datenlogger oder Mengenumwerter eingesetzt. An diesen Geräten können mehrere Gaszähler über eine serielle Schnittstelle angeschlossen werden, sodass diese im Anschluss über das Netzwerk erreichbar sind.



Abbildung 6-7: Logger für die Einbindung der Gaszähler ins Netzwerk (Foto GWI)

Logger können zudem Daten zwischenspeichern. Im Falle eines Netzwerkausfalls gehen dadurch kurzfristig keine Daten verloren.

6.2.3 Sonstige

Neben reinen Energiezählern kann es sinnvoll sein weitere Messtellen in ein Monitoring System zu integrieren.

Neben Energieströmen wird beispielsweise der Wasserverbrauch erfasst. Der Wasserverbrauch ist, anders als Gas- und besonders Strombezug deutlich weniger flexibel. Es gibt keine dezentralen Einspeiser und der Verbrauch kann nicht an eine fluktuierende Erzeugung angepasst werden.

Trotzdem können gibt es Use Cases für smarte Wasserzähler. In einem ersten Schritt können Wasserzähler umgerüstet werden, um den Zählerstand automatisiert an den Versorger zu übermitteln. Dadurch entfällt das regelmäßige, manuelle Ablesen, der Versorger kann Personal einsparen und der Verbraucher muss keine vor Ort Termine einplanen.

In einem zweiten Schritt können anhand der ermittelten Daten Rückschlüsse über den Zustand des Wassernetzes gemacht werden. Dabei können die Verbräuche der Abnehmer mit der Einspeisung der Wasserwerke verglichen und Undichtigkeiten schneller und präziser gefunden werden.

Für das Auslesen von Wasserzählern eignet besonders die Funktechnik LoRa (LongRange). Diese Technik erlaubt eine besonders stromsparende und Datenübertragung mit großer Reichweite, sodass weder Strom- noch Datenkabel verlegt werden müssen.

Am Standort des GWI in Essen wird neben den bezogenen Gasmengen auch die Gaszusammensetzung ermittelt. Das ist vor allem für die laufenden Versuchsreihen am Institut relevant, da Schwankungen der Gasqualität und -Zusammensetzung einen Einfluss auf die Effizienz oder die Emissionen von gasbetriebenen Anlagen haben.



Abbildung 6-8: Gaschromatograph zur Bestimmung der Gaszusammensetzung (Foto GWI)

Die Schwankungen in der Gasqualität sind für Haushalte und die meisten Gewerbe- und Industriekunden nicht relevant, da die Qualität immer innerhalb vordefinierter Grenzen liegen muss. Das garantiert der Netzbetreiber. In Zukunft kann der Einsatz von Messstellen zur Überwachung der Gasqualität und -Zusammensetzung jedoch an Bedeutung gewinnen. Durch die geplante Dekarbonisierung des Wärmemarktes wird zunächst ein Teil des Erdgases durch Biogas, Synthesegase oder Wasserstoff ersetzt werden müssen. Die Beimischung dieser Gase darf dabei die Qualität nicht negativ beeinflussen und es muss sichergestellt sein, dass Grenzwerte nicht überschritten werden. Dazu muss an den Einspeisestellen die Gasqualität überwacht werden.

Zuletzt kann eine Einbindung von Umwelt- und Wetterdaten in bestimmte Monitoring Systeme sinnvoll sein. Insbesondere Prognosen zu Bewölkung, Niederschlag oder Windgeschwindigkeiten helfen Betreibern von erneuerbaren Energie Anlagen Schätzungen über die zu erwartende Stromproduktion zu treffen. Ebenso können Vorhersagen zu Temperaturen helfen den zu erwartenden Gas- oder Strombezug zu beziffern. Aktuell können Versorger damit nur auf mögliche Engpässe oder vorgehaltene Energiemengen reagieren, bei einer vorschreitenden Sektorenkopplung kann eine gute Vorhersage den Netzbetrieb optimieren.

6.3 Datenübertragung

Die Weiterleitung von (Mess-)Daten aus unterschiedlichen Quellen in ein Datenhaltungssystem kann grundsätzlich vielfältig aussehen. Es gibt kostenpflichtige, robuste und damit auch schlüsselfertige

Systeme, die in der Industrie Anwendung finden sowie eine große Auswahl an kostenlosen Open Source Varianten.

Zunächst wurde das Datenhandling über die Software Node-RED realisiert. Node-RED bietet eine grafische Nutzeroberfläche und erlaubt den Aufbau von einfachen Anwendungen durch das Verbinden von vordefinierten Bausteinen. So kann beispielsweise ein Baustein die Modbus Daten eines Energiezählers abrufen, der nächste wandelt sie in eine speicherbare Form um, sodass ein dritter Baustein die Daten anschließend in eine Datenbank schreiben kann. Dieses System ist sehr einfach aufgebaut und ermöglicht eine schnelle Umsetzung von prototypischen Aufgaben.

Die große Anzahl von Sensoren und Zählern sowie die teilweise hohen Abtastraten von Zählerständen und Leistungswerten führte in einigen Fällen dazu, dass Node-RED nur verzögert oder nichtmehr zuverlässig funktionierte. Die Datenübertragung wurde daher in das sogenannte Batch-Processing und das Streaming-Processing unterteilt.

Beide Formen der Datenübertragung haben sich für die Anwendungen im Monitoring-System als performant und robust erwiesen. Im beinahe zweijährigen Projektbetrieb kam es an dieser Stelle zu keinen Ausfällen oder Problemen. Auch Node-RED eignet sich für kleinere Monitoring Aufgaben, sofern die Anzahl der Messstellen nicht zu groß wird. Zudem wurde es aufgrund der einfachen Bedienung häufig als erste prototyping Schnittstelle genutzt, um das Ansprechen und Auslesen von neuen Geräten zu erproben, bevor sie in das bestehende System eingebunden werden sollten.

6.3.1 Batch-Processing

Batch-Processing ist ein Ansatz, bei dem eine größere Menge von Daten in einem Schritt verarbeitet wird. Die Daten werden in der Regel gesammelt und gespeichert, bis genügend Daten vorliegen, um einen effizienten Verarbeitungsdurchlauf durchzuführen. Diese Art der Datenverarbeitung eignet sich, am Beispiel des Monitoring-Systems, für Sensoren, die nicht nur einen einzelnen Messwert produzieren, sondern direkt eine ganze Reihe und die außerdem nicht in Echtzeit oder mit einer besonders hohen Abtastrate erfasst werden müssen. Ein Beispiel dafür wäre eine Wetterstation. Diese nimmt Temperatur, Luftfeuchtigkeit, Luftdruck, solare Einstrahlung, Windgeschwindigkeit/-Richtung, Niederschlag und gegeben falls noch weitere Messwerte auf. Die Veränderung dieser Werte ist dabei recht träge. Es ist ausreichend die Daten minütlich abzufragen. Dafür eignet sich das Batch-Processing. Es sammelt ein Datenpaket aus allen Messwerten und übermittelt sie an die Datenbank.

Das Batch-Processing des LivingLab wird über Apache Airflow realisiert. Apache Airflow ist eine Open-Source-Plattform zur Erstellung, Planung und Überwachung von Workflows. Mit Apache Airflow können Benutzer Workflows als DAGs (Directed Acyclic Graphs) definieren, die eine Abfolge von Schritten darstellen, die ausgeführt werden müssen, um eine bestimmte Aufgabe zu erledigen. Jeder Schritt kann ein einzelnes Python-Skript, eine SQL-Abfrage oder ein beliebiges anderes ausführbares Element sein. Für das Monitoring-System am GWI koordiniert Airflow vor allem das Auslesen von Daten per Modbus, MQTT und OPC, wobei die Skripte jeweils in Python geschrieben sind. Die Übertragung in die Datenbank erfolgt dann per SQL.

Airflow ermöglicht es Benutzern, Abhängigkeiten zwischen verschiedenen Schritten in einem Workflow zu definieren, damit der Workflow automatisch gestoppt wird, wenn ein bestimmter Schritt

fehlschlägt. Es bietet eine umfassende Benutzeroberfläche, um den Fortschritt und die Ergebnisse von Workflows zu überwachen. Dazu zählt auch das Anpassen der Häufigkeit von Abfragen. So kann beispielsweise die solare Einstrahlung einer Wetterstation minütlich erfasst, der Zählerstand eines Wasserzählers jedoch nur einmal pro Tag aufgezeichnet werden.

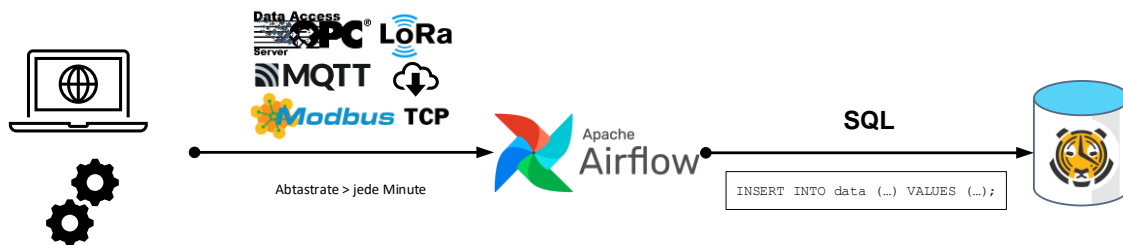


Abbildung 6-9: Batch-Processing (eigene Darstellung GWI)

6.3.2 Streaming-Processing

Im Gegensatz zum Batch-Processing ist das Streaming-Processing ein Ansatz, bei dem Daten in Echtzeit verarbeitet werden können. Die Daten werden kontinuierlich und in kleinen Chargen verarbeitet, anstatt in einer einzigen großen Batch-Operation. Dieser Ansatz wird typischerweise für Aufgaben wie Echtzeitüberwachung, Betrugserkennung, Sensoranalyse und Live-Daten-Feeds verwendet.

Das Streaming-Processing wird im Monitoring dort eingesetzt, wo die Messdaten sehr häufig oder sogar in Echtzeit erfasst und verarbeitet werden müssen. Am GWI ist das beispielsweise die Leistungsmessung der Stromzähler, die jeweils sekundlich abgefragt werden. Diese hohe Auflösung von elektrischen Leistungen kann helfen, die Erzeugung, Verteilung, Einspeisung und den Bezug von Energie aus bzw. in das übergeordnete Netz zu regeln. Beispielsweise kann so eine Routine erstellt werden, die eine Ladesäule so steuert, dass ein Elektrofahrzeug nur mit der Überschussleistung einer PV-Anlage geladen wird. Dadurch kann ein Netzbezug vermieden werden oder überschüssiger Strom wird in das Fahrzeug geladen und nicht eingespeist.

Das Streaming-Processing wird am GWI mit Apache Kafka realisiert. Kafka ist eine Open-Source-Plattform, die für die Verarbeitung von großen Datenströmen in Echtzeit entwickelt wurde. Kafka bietet eine verteilte Architektur, die es Benutzern ermöglicht, große Mengen von Daten von einer Vielzahl von Quellen zu sammeln, zu verarbeiten und zu speichern. Es wird häufig für die Verarbeitung von Ereignissen und Log-Daten eingesetzt, da es in der Lage ist, große Datenmengen schnell und effizient zu verarbeiten.

Kafka speichert Daten in sogenannten "Topics". Ein Topic ist ein Name, der einem bestimmten Datenstrom zugeordnet wird. Benutzer können Kafka-Consumer verwenden, um Daten aus einem oder mehreren Topics zu lesen, und Kafka-Producer verwenden, um Daten in einen oder mehrere Topics zu schreiben. Kafka speichert die Daten in Partitionen, die auf verschiedenen Servern in einem Cluster verteilt sind.

Kafka bietet auch eine Reihe von Zusatzfunktionen, wie z.B. die Möglichkeit, Daten in Echtzeit zu streamen, eine hohe Skalierbarkeit und Widerstandsfähigkeit gegen Ausfälle und Datenverluste. Es ist in der Regel sehr performant und kann in vielen Anwendungsfällen eingesetzt werden, auch wenn einzelne Messwerte einmal nicht zur Verfügung stehen oder ein Zähler kurzzeitig nicht erreichbar oder überlastet ist.



Abbildung 6-10: Streaming-Processing (eigene Darstellung GWI)

6.4 Datenhaltung

Die Datenhaltung ist ein zentraler Baustein jedes Monitoring Systems. Die erhobenen Messwerte können nur dann sinnvoll aufbereitet werden, wenn sie in nutzbarer Form, effizient, widerspruchsfrei und dauerhaft gespeichert werden können.

Monitoring Systeme werden häufig mit einer Großzahl an Messstellen und einer hohen zeitlichen Auflösung betrieben. Auch wenn für kleinere Anwendungen Tabellen oder Textdateien zur Speicherung genutzt werden können, werden aufgrund der zu erwartenden Datenmengen und der benötigten Datenintegrität Datenbanken eingesetzt.

Datenbanken sind für das Speichern großer Datenmengen gedacht. Neben der Datenhaltung bieten sie zusätzliche Tools zur Langzeitsicherung und stellen damit die Verfügbarkeit der Messwerte über einen langen Zeitraum sicher. Zudem sollten sie den hohen Anforderungen an den Datenschutz gerecht werden, da es sich bei den Verbrauchsdaten um besonders zu schützende, personenbezogene Daten handeln kann.

Zuletzt sollte eine Datenbank zur Haltung von Messdaten aus einem Monitoring System auch über geeignete Schnittstellen zur Weitergabe der Daten verfügen. So können beispielsweise die Zählerdaten eines Privathaushaltes, die ein Stadtwerk digital erfasst und speichert, über eine Schnittstelle dem Kunden zur Verfügung gestellt werden.

Das Monitoring System am GWI nutzt für die Datenhaltung eine Zeitreihendatenbank (time series database). Diese Art von Datenbank ist für das Speichern von Zeitreihen optimiert. Dazu gehören beispielsweise Wetterdaten, Finanzdaten, Verkehrsaufkommen oder Sensordaten, die jeweils mit einem Zeitstempel versehen sind. Zeitreihendatenbanken sind dadurch effizienter in der Messdatenhaltung als klassische relationale Datenbanken. Sie erlauben schnelle Abfragen von vielen Datenpunkten, um beispielsweise die Erzeugungsleistung einer PV-Anlage über ein ganzes Jahr mit sekundlichen Auflösung darzustellen. Diese Effizienz und Flexibilität ermöglicht im Nachgang eine umfangreiche Aufarbeitung und Analyse der erfassten Messwerte.

Am GWI wird eine TimescaleDB genutzt. TimescaleDB ist eine Open-Source-Zeitreihendatenbank, die für den Einsatz in Anwendungen entwickelt wurde, die große Mengen von Zeitreihendaten speichern, verarbeiten und analysieren müssen. TimescaleDB baut auf der Open-Source-Datenbank PostgreSQL auf und bietet eine Vielzahl von Funktionen, speziell für die Arbeit mit Zeitreihendaten, wie z.B. die automatische Datenpartitionierung, Komprimierung, Datenaggregation und eine SQL-basierte Abfragesprache.

Durch die automatische Partitionierung von Daten kann TimescaleDB große Datenmengen effizient verarbeiten und bietet gleichzeitig eine hohe Skalierbarkeit und Leistung. Die Komprimierung von Daten kann den Speicherbedarf reduzieren und somit auch Kosten sparen. Die Datenaggregation ermöglicht es, große Datensätze schnell zu analysieren und Trends zu erkennen.

TimescaleDB ist auch in der Lage, Daten aus verschiedenen Quellen zu integrieren und bietet eine Vielzahl von Integrationen mit anderen Datenbanken, Tools und Frameworks wie z.B. Apache Kafka, Mqtt oder Grafana. Aufgrund dieser Interkompatibilität ist TimescaleDB besonders gut für Anwendungen, wie z.B. Energiemonitoring, IoT-Systeme, industrielle Prozesse oder Finanzdienstleistungen geeignet, die auf der Erfassung und Analyse von Zeitreihendaten basieren.

6.5 Visualisierung und Analyse

Nachdem Daten erfasst und in einer Datenbank gespeichert sind, kann die eigentliche Nutzung der Daten beginnen. In welcher Art und Weise Daten weiterverarbeitet oder analysiert werden hängt stark vom jeweiligen Anwendungsfall ab. Häufig können Daten zunächst aufbereitet und visualisiert werden, um bereits erste Erkenntnisse zu gewinnen.

Die Visualisierung von Energiedaten kann als nützliches Instrument zur Unterstützung der Energieeffizienz und Nachhaltigkeit betrachtet werden. Durch die grafische Aufbereitung von Energiedaten können Versorger oder Verbraucher einen Überblick über Energieverbräuche erhalten, Energieeinsparpotentiale identifizieren und Energieverbräuche mit ähnlichen Abnehmern oder Verbrauchern vergleichen. Die Überwachung von Energieproduktion und -verbrauch kann dazu beitragen, unnötige Verbräuche zu vermeiden und sicherzustellen, dass Energieressourcen optimal genutzt werden. Die Visualisierung bietet damit ein besseres Verständnis des Energieverbrauchs, fördert ein nachhaltiges Verhalten und unterstützt die Umsetzung von energieeffizienten Maßnahmen.

Im LivingLab wird die Visualisierung mit Grafana realisiert. Grafana ist eine Open-Source-Plattform zur Visualisierung und Analyse von Daten. Es bietet eine flexible und leistungsstarke Benutzeroberfläche zur Erstellung von Dashboards und Grafiken, um komplexe Daten in Echtzeit zu analysieren und darzustellen.

Grafana unterstützt eine Vielzahl von Datenquellen, darunter auch Zeitreihendatenbanken wie InfluxDB und PostgreSQL. Es ermöglicht Benutzern, Daten aus diesen Quellen zu bündeln und in verschiedenen Diagrammtypen wie Balken-, Linien-, Flächen- oder Kuchendiagrammen darzustellen. Mit Grafana können Benutzer auch Alarme und Warnungen einrichten, um über kritische Ereignisse oder Zustandsänderungen informiert zu werden. Es bietet erweiterte Funktionen wie das Anpassen von Datenabfragen, das Hinzufügen von Annotations, das Exportieren von Dashboards und das gemeinsame Bearbeiten von Dashboards mit anderen Benutzern.

Grafana ist mit einer guten Dokumentation sehr nutzerfreundlich und bietet viele vorkonfigurierte Dashboards und Vorlagen.



Abbildung 6-11: LivingLab Dashboard am GWI (eigene Darstellung GWI)

Neben Grafana wird für einige Anwendungen im LivingLab auch Dash genutzt. Plotly Dash ist ein Open-Source-Framework für die Erstellung von interaktiven Webanwendungen zur Datenvisualisierung. Mit Dash können Entwickler Daten in Diagrammen und anderen interaktiven Elementen darstellen und diese in eine Webanwendung integrieren, die direkt über einen Webbrowser aufgerufen werden kann. Dash bietet eine Vielzahl von benutzerdefinierten Anpassungen und Erweiterungen, darunter interaktive Widgets, Echtzeit-Updates und benutzerdefinierte Themes. Die Plattform ist in Python geschrieben und bietet eine Integration mit anderen Python-Bibliotheken wie NumPy und Pandas. Dash eignet sich, ähnlich wie Grafana, um schnell und effizient Datenvisualisierungs-Webanwendungen zu erstellen.

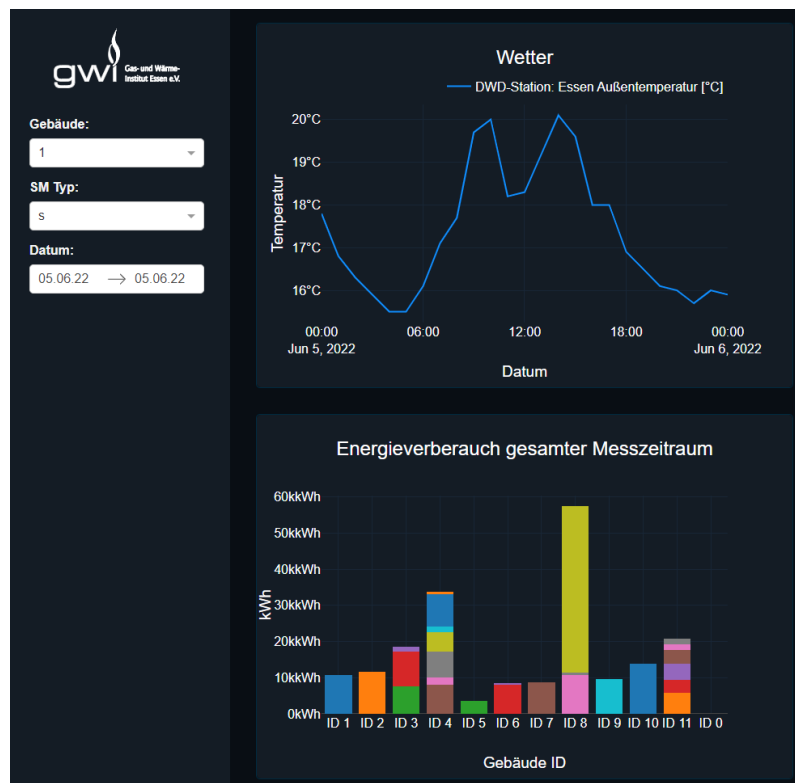


Abbildung 6-12: Darstellung von Wetter- und Energiedaten mit Dash (eigene Darstellung GWI)

Im Gegensatz zu Grafana kann eine Visualisierung mit Dash interaktiv gestaltet werden. Über verschiedene Auswahlmenüs können Messstellen, Datentypen oder Zeiträume ausgewählt werden. Dabei eignet sich Dash, um herunterladbare Inhalte über eine Website zu teilen. Im LivingLab kann darüber beispielsweise die Gaszusammensetzung des Erdgases über eine Gaschromatographen abgerufen werden.

Neben der Visualisierung können erhobene Messdaten vielfältig analysiert werden. Insbesondere statistische Auswertungen oder die Analyse mit maschinellen Lernmethoden eignen sich besonders für große Datensätze. Häufig sind dafür allerdings große Datenmengen von vielen Messstellen oder über einen langen Zeitraum nötig. Sofern die Datenmenge ausreichend ist, lassen sich Muster und Trends, Zusammenhänge und Korrelationen leicht erkennen.

7 Handlungsempfehlung

Für einen effizienten Netzbetrieb und die Priorisierung des Netzausbaus ist es für den Netzbetreiber wichtig, den genauen Zustand des Netzes zu kennen daraus weitere Informationen zur Planung, Simulation und Prognostizierung abzuleiten. Eine präzise und möglichst aktuelle Netzüberwachung ist deswegen von großer Bedeutung. Sie dient nicht nur der Sicherstellung eines reibungslosen Netzbetriebs, sondern bildet auch die Grundlage für verschiedene Geschäftsmodelle, wie beispielsweise den Betrieb von dezentralen Energieanlagen. Der Netzausbau, der eine wichtige Rolle bei der Energiewende spielt, hängt ebenfalls eng mit dem Zustand und der Auslastung des Netzes zusammen. Eine fundierte Kenntnis des Netzzustands ermöglicht es den Netzbetreibern, den Ausbau gezielt dort voranzutreiben, wo es erforderlich ist, um die steigenden Anforderungen zu erfüllen. Um den Netzzustand zu überwachen und eine erste Einschätzung vornehmen zu können, sind nicht immer hochpräzise Messgeräte erforderlich. Oftmals reicht der Einsatz von nichtgeeichten Messgeräten aus, um eine Zustandsschätzung und ein erstes Monitoring durchzuführen. Diese nichtgeeichten Messgeräte bieten den Vorteil einer unkomplizierten Lastüberwachung, die eine schnelle Reaktion auf Veränderungen im Netz ermöglicht. Darüber hinaus können ungenaue Messgeräte auch zur Identifizierung von wichtigen Knotenpunkten im Netz dienen. Solche Messgeräte können beispielsweise Smart Home Geräte sein, welche auch jetzt schon weit in Privathaushalten verbreitet sind. Die von diesen Geräten aufgezeichneten Daten könnten dem Netzbetreiber ohne Verzögerung innerhalb weniger Millisekunden bereitgestellt werden. An kritischen Stellen können dann im Anschluss präzisere Messgeräte installiert werden, um eine genauere Überwachung und Auswertung zu ermöglichen. Durch diese gezielte Verbesserung der Messtechnik an den relevanten Standorten wird die Effizienz des Monitorings weiter gesteigert und eine optimierte Netzführung ermöglicht.

Die Integration verschiedener Messsysteme und Datenlieferdienste in ein Gesamtsystem kann aufgrund der Vielfältigkeit eine anspruchsvolle Aufgabe sein. Die reibungslose Kommunikation und Interaktion zwischen den einzelnen Diensten ist eine besondere Hürde, weil die Datenschnittstellen oftmals nicht standardisiert sind oder unterschiedlichen Standards entsprechen. Ein flexibles Gesamtsystem, bestehend aus unabhängigen Diensten und Adaptern, welche die unterschiedlichen Schnittstellen miteinander verbinden, ist insbesondere in Hinblick auf zukünftige Erweiterungen empfehlenswert. Ein flexibles Gesamtsystem ermöglicht es, neue Dienste nahtlos in die bestehende Infrastruktur zu integrieren, ohne dass dabei das gesamte System umgebaut werden muss. Dies erfordert eine gut durchdachte Architektur, die eine klare Trennung zwischen den einzelnen Diensten und eine sinnvolle Verwaltung der Schnittstellen ermöglicht. Eine Microservice-Architektur bietet sich in diesem Fall an (Abbildung 7-1).

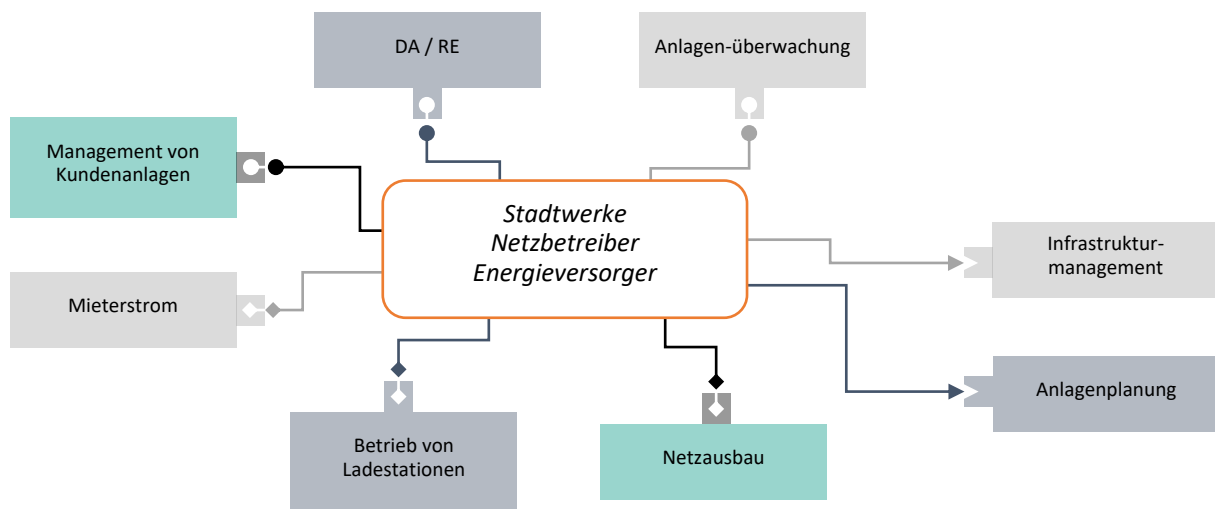


Abbildung 7-1: Beispielhafte Sammlung von Schnittstellen von Stadtwerken, Netzbetreibern und Energieversorgern

Darüber hinaus ist es wichtig, dass die unabhängigen Dienste innerhalb des Gesamtsystems unabhängig skalierbar sind. Das bedeutet, dass die Skalierung eines Dienstes nicht die Skalierung anderer Dienste beeinflussen sollte. Jeder Dienst sollte in der Lage sein, seine Ressourcenbedürfnisse eigenständig anzupassen, um eine optimale Leistung zu gewährleisten. Auch hierfür ist eine Microservice-Architektur empfehlenswert, da die unterschiedlichen Komponenten auf verschiedene Rechnerserver ausgelagert und unabhängig skaliert werden können.

Eine Microservice Architektur bietet Unternehmen die Möglichkeit zur Einbindung von Dienstleistern in ihre Infrastruktur. Spezialisierte Dienstleister können ihre Expertise in einzelnen Bereichen gezielt einbringen, indem eine Anwendung in kleine, unabhängige Services aufgeteilt wird.

Zudem gibt es die Möglichkeit, den Betrieb einer Microservice-Architektur ganz oder teilweise an externe Dienstleister zu vergeben. Diese Dienstleister übernehmen die Verantwortung für den reibungslosen Betrieb der einzelnen Services und die Gewährleistung der notwendigen Ausfallsicherheit. Dies entlastet Stadtwerke und Verteilnetzbetreiber von technischen Aufgaben und ermöglicht ihm die Konzentration auf das Kerngeschäft.

Ausfallsicherheit und Aktualisierungshäufigkeit sind zwei der Hauptvorteile einer Microservice-Architektur. Durch die Aufteilung einer Anwendung in unabhängige Services wird das Gesamtsystem weniger fehleranfällig. Fällt ein Service aus, bleibt der Rest des Systems funktionsfähig. Außerdem können Updates schnell und isoliert durchgeführt werden, ohne das Gesamtsystem zu beeinträchtigen.

Neue Leitwartensysteme, beispielsweise die aktuellen Versionen von Siemens Spectrum Power, sind oftmals modular aufgebaut. Die Architektur kann als Mischung von Microservice- und monolithischer Architektur verstanden werden, da die einzelnen Komponenten sehr große und komplexe Systeme sind. Gleichzeitig werden jedoch auch eine Vielzahl von Schnittstellen zur Anbindung weiterer, externer Systeme bereitgestellt.

8 Zusammenfassung

Die Verbreitung von informationstechnisch angebundenen Messgeräten in den Verteilnetzen nimmt immer weiter zu. Gleichzeitig werden den Verteilnetzbetreibern durch Redispatch 2.0, Mieterstrom-Angeboten und Demand-Side-Management immer mehr Steuerungs- und Koordinierungsaufgaben zugeteilt. Die IKT Infrastruktur von Stadtwerken und Netzbetreibern muss deswegen in Zukunft mit vielen unterschiedlichen Systemen kommunizieren und zusätzliche Funktionen, beispielsweise im Bereich der Prognostizierung und Planung, flexibel integrieren. In der Praxis besteht ein solches Gesamtsystem aus vielen einzelnen Komponenten, welche von unterschiedlichen Dienstleistern bereitgestellt werden und miteinander kommunizieren müssen. Im Rahmen von TrafoKommune wurden steuerbare Steckdosen, sog. Smart Plugs, als exemplarisches Beispiel für zukunftssträchtige Messgeräte in eine IKT Infrastruktur integriert und die Umsetzung des vorgestellten Konzeptes verdeutlicht.

Die Verbreitung von intelligenten Messstellen sollte überall dort vorangetrieben werden, wo ein Zähleraustausch stattfinden muss. Eine generelle Umrüstung aller Messstellen ist personell nicht umsetzbar. Überall dort wo vernetzte Zähler installiert werden, können monetarisierbare Dienstleistungen angeboten werden. In einem ersten Schritt können dem Kunden dadurch beispielsweise hochaufgelöste Verbrauchsdaten zur Verfügung gestellt werden, sodass der Verbrauch transparenter wird und gegebenenfalls Einsparmaßnahmen ergriffen werden können. Gleichzeitig entfällt beim Energieversorger oder Stadtwerk das personalintensive, manuelle Ablesen von Zählerständen. In weiteren Schritten können die Daten für Analysen genutzt werden. So können zum Beispiel Engpässe in Stromnetzen oder Leckagen in Wasserleitungen erkannt werden.

In der Umsetzung können schlüsselfertige Systeme zugekauft oder eigene Systeme auf Basis von Open Source Technologien aufgebaut werden. Die einzelnen Bausteine der Messdatenerfassung, Datenhaltung, Auswertung und Visualisierung sind dabei unabhängig voneinander kombinierbar und bieten so die Möglichkeit, verschiedene Use Cases zu abzubilden.

9 Abbildungsverzeichnis

Abbildung 2-1: Netzplan der 220 kV und 110 kV Netze in Karlsruhe.....	9
Abbildung 2-2: 220 kV auf 110 kV Transformator im Umspannwerk Karlsruhe Ost.....	10
Abbildung 2-3: Feldgeräte (IEDs) von Schneider Electric	11
Abbildung 2-4: 110 kV Sammelschienen im Umspannwerk Karlsruhe Ost.....	12
Abbildung 2-5: Die Erdleitung am Ende der 110 kV Sammelschienen.....	13
Abbildung 2-6: GDRM-Anlage. Von Ulrichulrich - Eigenes Werk (Originaltext: Eigene Aufnahme), CC BY-SA 3.0, https://commons.wikimedia.org/w/index.php?curid=12471691	15

Abbildung 2-7: Gasdruckregelanlage mit Odorierung einer LNG-Anlage [GWI]	17
Abbildung 2-8: Schemenhafter Aufbau eines Wärmenetzes	19
Abbildung 4-1: Funktionen moderner Leitwartensysteme. Vgl. [1].....	27
Abbildung 4-2: SMGW Systemarchitektur. Aus "Das Smart-Meter-Gateway", BSI 2022 [17]	33
Abbildung 4-3: Messfehler der Smart Plugs mit der modifizierten Firmware (Blau) und der unmodifizierten Firmware (Orange)	36
Abbildung 4-4: Beispielhafter Verteilnetzbereich mit vier Häusern. Die Häuser werden mit dem dreiphasigen Modell abgebildet.....	40
Abbildung 5-1: Beispielhafter Datenfluss in einer Microservice-Architektur	43
Abbildung 6-1: LivingLab-Infrastruktur am GWI	45
Abbildung 6-2: Stromzähler in einer Unterverteilung.....	48
Abbildung 6-3: Balgengaszähler am GWI	50
Abbildung 6-4: Drehkolbengaszähler	51
Abbildung 6-5: Turbinenradzähler für homogene Durchflussmengen	52
Abbildung 6-6: Ultraschallgaszähler für präzise Durchflussmessungen	53
Abbildung 6-7: Logger für die Einbindung der Gaszähler ins Netzwerk.....	54
Abbildung 6-8: Gaschromatograph zur Bestimmung der Gaszusammensetzung.....	56
Abbildung 6-9: Batch-Processing.....	58
Abbildung 6-10: Streaming-Processing	59
Abbildung 6-11: LivingLab Dashboard des Energiemonitorings am GWI.....	61
Abbildung 6-12: Darstellung von Wetter- und Energiedaten mit Dash	61
Abbildung 7-1: Beispielhafte Sammlung von Schnittstellen von Stadtwerken, Netzbetreibern und Energieversorgern	63

10 Literaturverzeichnis

- [1] Telefónica Deutschland. Netzabdeckung. [February 16, 2023]; Available from: <https://www.telefonica.de/netze/mobilfunknetz/netzabdeckung.html>.
- [2] ime mobile solutions GmbH. Externe Antennen für Smart Meter Gateways. [February 16, 2023]; Available from: <https://www.ime.de/2021/05/28/externe-antennen-fuer-smart-meter-gateways/>.
- [3] Elektronik Kompendium. LTE - Long Term Evolution. [February 16, 2023]; Available from: <https://www.elektronik-kompendium.de/sites/kom/1301051.htm>.
- [4] BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V., VKU Verband kommunaler Unternehmen e. V. Mobilfunknetz im 450-MHz - Frequenzband für die Energieund Wasserwirtschaft; Available from: https://www.bdew.de/media/documents/Stn_20190408_Mobilfunknetz-450-MHz-Frequenzbereich.pdf.
- [5] Power Plus Communications AG. LTE Smart Meter Gateway. [February 16, 2023]; Available from: <https://www.ppc-ag.de/de/produkte/smart-meter-gateways/lte-smart-meter-gateway/>.
- [6] Elektronik Kompendium. 5G-Mobilfunk / IMT-2020. [February 16, 2023]; Available from: <https://www.elektronik-kompendium.de/sites/kom/1906281.htm>.
- [7] Elektronik Kompendium. Mobilfunktechnik (Grundlagen). [February 16, 2023]; Available from: <https://www.elektronik-kompendium.de/sites/kom/0406221.htm>.
- [8] EICHHOFF Kondensatoren GmbH. Powerline Communication (PLC) für Mittel- und Niederspannungsnetze; Available from: https://www.eichhoff.de/images/downloads/PLC-Programm_07-2017.pdf.
- [9] Elektronik Kompendium. Nebensprechen / Übersprechen / Crosstalk. [February 16, 2023]; Available from: <https://www.elektronik-kompendium.de/sites/kom/1303261.htm>.
- [10] Oniga B, Dadarlat V, Poorter E de, Munteanu A. Analysis, design and implementation of secure LoRaWAN sensor networks. In: 2017 13th IEEE International Conference on Intelligent Computer Communication and Processing (ICCP). IEEE, p. 421–428.
- [11] SmartMakers GmbH. Sicherheit in LoRaWAN Anwendungen. [February 16, 2023]; Available from: <https://smartmakers.io/lorawan-sicherheit/>.
- [12] badenova AG & Co. KG. LoRaWAN: Einfach erklärt mit Anwendungen und Beispielen. [February 16, 2023]; Available from: <https://www.badenova.de/blog/lorawan-einfach-erklart/>.
- [13] Dr. Bernd Sörries, Stefano Lucidi, Dr. Lorenz Nett, Matthias Wissner. Gutachten Digitalisierung der Energiewende. Topthema 3: TK-Netzinfrastruktur und TK-Regulierung.
- [14] Fraunhofer IOSB. Entscheidungssunterstützungssysteme. [February 16, 2023]; Available from: <https://www.iosb.fraunhofer.de/de/kompetenzen/bildauswertung/interaktive-analyse-diagnose/forschungsthemen/augmented-decision-making/entscheidungsunterstuetzung.html>.
- [15] Römer N, Schairer S. Web-Seminar \textbar Bilanzierung.
- [16] Kroener N, Förderer K, Lösch M, Schmeck H. State-of-the-Art Integration of Decentralized Energy Management Systems into the German Smart Meter Gateway Infrastructure. Applied Sciences 2020;10(11):3665. <https://doi.org/10.3390/app10113665>.
- [17] Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik. Das Smart-Meter-Gateway: Cyber-Sicherheit für die Digitalisierung der Energiewirtschaft; 2022.
- [18] Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik. Technische Eckpunkte für die Weiterentwicklung der Standards: Cyber-Sicherheit für die Digitalisierung der Energiewende; 2021.

- [19] Dimitriou P, Leber T, Nagele N, Temmel L, Tessarek C. Voltage and frequency measuring plug: As part of Smart Grids metering system. In: 2014 IEEE International Conference on Smart Grid Communications (SmartGridComm). IEEE, p. 350–355.
- [20] Ganu T, Seetharam DP, Arya V, Kunnath R, Hazra J, Husain SA et al. nPlug: a smart plug for alleviating peak loads. In: Proceedings of the 3rd International Conference on Future Energy Systems: Where Energy, Computing and Communication Meet. ACM, p. 1–10.
- [21] Siemens AG. SICAM 8 Steckbrief.