

Sebastian Drexel BSc

Störungsdetektion in Energieversorgungsnetzen mittels GIS-basierter Analysen von IoT-Sensordaten

MASTERARBEIT

zur Erlangung des akademischen Grades

Master of Science

Masterstudium Geospatial Technologies

eingereicht an der

Technischen Universität Graz

Betreuer

Ao.Univ.-Prof.i.R. Dr.phil. tit.Univ.-Prof. Norbert Bartelme

Institut für Geodäsie

EIDESSTATTLICHE ERKLÄRUNG

Ich erkläre an Eides statt, dass ich die vorliegende Arbeit selbstständig verfasst, andere als die angegebenen Quellen/Hilfsmittel nicht benutzt, und die den benutzten Quellen wörtlich und inhaltlich entnommenen Stellen als solche kenntlich gemacht habe. Das in TUGRAZonline hochgeladene Textdokument ist mit der vorliegenden Masterarbeit identisch.

Datum

Unterschrift

Kurzfassung

Zielsetzung – Ziel vorliegender Arbeit ist die Eruierung der Potentiale von IoT Sensoren in Energieversorgungsunternehmen unter Berücksichtigung räumlicher Fragestellungen. Zu diesem Zwecke werden Voraussetzungen für den Einsatz vernetzter Sensoren im Bereich der Einbindung in GI-Systeme und der Aggregation singulärer Ereignissätze geklärt. Der praktische Abschnitt zielt auf die Lösung eines bestehenden Problems in einem österreichischen Energieversorgungsunternehmen unter Nutzung GIS-basierter Analysen von IoT-Sensordaten in (naher) Echtzeit ab.

Design/Methodik/Herangehensweise – Gestellte Forschungsfragen werden unter Zuhilfenahme relevanter Fachliteratur aus den Bereichen des *Sensor Web Enablement*, der komplexen Ereignisverarbeitung, der Grundlagen (elektrischer) Energieversorgungsnetze sowie der kombinierten Anwendungsmöglichkeiten von IoT und GIS beantwortet. Wichtige Erkenntnisse liefert überdies die Umsetzung eines IoT-basierten Störungserfassungssystems, welches sich räumlicher Verfahren zur Analyse bedient.

Resultate – Den Ergebnissen zu Folge bestehen Potentiale von IoT-Sensoren insbesondere bei der Erfassung und Analyse aktueller Vorkommnisse, die auch über fehlerhafte Funktionalitäten im Energieversorgungsnetzwerk informieren können. Grundlage dafür ist ein den Betriebsmitteln inhärenter räumlicher Aspekt, der eine Analyse unter Berücksichtigung topologischer Relationen ermöglicht. Jene Aussage wird durch Erkenntnisse der angewandten automatischen Störungsdetektion in einem elektrischen Energieversorgungsnetzwerk unterstrichen.

Einschränkungen – Die Wahl der Fragestellung in einem äußerst dynamischen, interdisziplinären Bereich erschwert deren detaillierte Beantwortung. Zu umfassend und weit gestreut sind die Sparten der Anwendung von IoT-Sensoren in Energieversorgungsunternehmen. Aus diesem Grund spezialisiert sich die Arbeit auf die Einbindung und Analyse von Ereignisdaten unmittelbar nach deren Eintreffen.

Praktische Relevanz – Energieversorgungsnetze stehen angesichts steigenden Bedarfes, zunehmender Urbanisierung und fluktuierender Stromerzeugung infolge wachsenden Anteils regenerativer Energieträger vor großen Herausforderungen. Zur Lösung derer bedarf es innovativer Technologien wie der Einbindung von IoT-Sensoren, um eine angemessene bis steigende Leistungsfähigkeit sicherstellen zu können.

Abstract

Purpose – The objective of this work is to investigate the potentials of IoT sensors in power supply networks taking spatial issues into account. For this purpose, the prerequisites for the use of networked sensors in the area of integration in GI systems and the aggregation of singular event sets are clarified. The practical section aims to solve an existing problem in an Austrian power company using GIS-based analysis of (near) real-time IoT sensor data.

Design/methodology/approach – Research questions will be answered with the help of relevant literature from the field of *Sensor Web Enablement*, the complex event processing, the basics of (electrical) power grids and the combined applications of IoT and GIS. In addition, important findings are provided by the implementation of an IoT-based fault detection system which uses spatial-topological methods for analysis.

Findings – The findings indicate that there are potentials for IoT sensors in a power supply network, especially in the recording and analysis of current, sometimes critical events. The basis for this is the fact that power supply network equipment has an inherent spatial aspect, enabling analysis of topological relations. This statement is underlined by results of the implemented outage detection system in an electrical power supply network.

Research limitations – The choice of research questions in an extremely dynamic, interdisciplinary area makes their detailed answering difficult. Too extensive and widely scattered are the sections of applications of IoT sensor in utility companies. For this reason, the work specializes in the integration and analysis of event data immediately after their arrival.

Practical implications – Energy grids face major challenges in view of increasing demand, increasing urbanization and fluctuating power generation as a result of the growing share of renewable energy sources. Solving them requires innovative technologies such as the integration of IoT sensors to ensure adequate to increasing performances.

Danksagung

An dieser Stelle bedanke ich mich bei all jenen Personen, die mich – persönlich oder fachlich – bei der Anfertigung vorliegender Arbeit unterstützt und motiviert haben.

Herrn Ao.Univ.-Prof.i.R. Dr.phil. tit.Univ.-Prof. Norbert Bartelme danke ich für die Betreuung der Abschlussarbeit und die damit verbundene Unterstützung bei Rückmeldungen und Vorschlägen jedweder Art.

Für die Möglichkeit im Rahmen meiner Abschlussarbeit eine Herausforderung im gegenwärtigen Betrieb eines Energieversorgungsunternehmens aufgreifen und bearbeiten zu dürfen bedanke ich mich bei der *Vorarlberger Energienetze GmbH*. Dank gilt meinen Arbeitskolleginnen und -kollegen der *Abteilung Netz- und Geoinformation*, die mir in unzähligen Stunden beratend zur Seite gestanden sind – insbesondere möchte ich an dieser Stelle Andreas Mätzler, Günther Zerlauth sowie Wolfgang Salzman namentlich erwähnen. Ebenso danke ich DI Helmut Muxel sowie DI Marco Ess für die organisatorische und fachliche Unterstützung. Aufgrund der für die Themenstellung wichtigen Kooperation mit der *Abteilung Netzbetrieb und -vertrieb* bedanke ich mich bei Michael Rottmaier für die zahlreichen Einblicke und erkenntnisreichen Gespräche.

Meinen Studienkolleginnen Ariane Droin und Carina Sobe danke ich für das gemeinsame Durchhalten bei tage- und nächtelangen Projektarbeiten sowie zahlreichen interessanten und lustigen Abenden während des Studiums.

Bei meinen Eltern Christina und Martin Drexel bedanke ich mich dafür, dass sie mir mit ihrer Unterstützung mein Studium ermöglicht und des Öfteren den Rücken gestärkt haben. Herzlichen Dank meiner Freundin Bianca Lindner, die mir während des Studiums und dem Verfassen der Arbeit in jeder Lage persönlich zur Seite gestanden und mich hin und wieder auf den Boden der Tatsachen zurückgeholt hat.

Inhaltsverzeichnis

Abbildungsverzeichnis	VI
Tabellenverzeichnis	VII
Abkürzungsverzeichnis	VIII
1. Einleitung	1
1.1. Hintergrund und Motivation für die Thematik	1
1.2. Zielsetzung und Abgrenzung des Inhalts	3
1.3. Anmerkungen des Autors	4
2. Theoretische Grundlagen	5
2.1. Internet of Things, Sensoren und Geoinformationssysteme.....	5
2.1.1. Entstehung des Internet of Things	5
2.1.2. Interoperabilität als Basis für vernetzte Internet of Things - Systeme.....	6
2.1.3. Internet of Things trifft Geoinformation.....	8
2.2. Normierte Einbindung von IoT-Sensoren in Geoinformationsstrukturen	9
2.2.1. Open Geospatial Consortium.....	9
2.2.2. Sensor Web Enablement.....	10
2.2.3. Grundlegende Begriffe im Bereich des Sensor Web Enablement	12
2.2.4. Observations & Measurements.....	14
2.2.5. Sensor Model Language.....	16
2.2.6. Sensor Observation Service	17
2.2.7. Sensor Planning Service	18
2.2.8. Sensor Event Service	19
2.2.9. Event Pattern Markup Language	20
2.3. Data Analytics - Verarbeitung von (nicht-) räumlichen Ereignissen.....	27
2.3.1. Complex Event Processing.....	27
2.3.2. Online Analytical Processing	30
2.3.3. Data Mining	31
2.4. Elektrische Energieversorgungsnetze und deren Entwicklungen.....	31
2.4.1. Grundlagen elektrischer Energieversorgungsnetze.....	31
2.4.2. Smart Grid	38
2.4.3. Smart Meter.....	41

2.4.4. Advanced Metering Infrastructure	42
2.5. Anwendungen von Geoinformationssystemen in (Energie-) Versorgungsunternehmen	43
2.6. Synergiepotentiale von IoT und GIS in (Energie-) Versorgungsunternehmen	47
3. Systeme zur Detektion von Störungen in (Energie-) Versorgungsnetzen	50
3.1. Anrufbasierte Ausfallmanagementsysteme	51
3.2. Supervisory Control and Data Acquisition Systeme	51
3.3. Internet of Things basierte Systeme	51
4. Praktische Umsetzung einer Störungserfassung	53
4.1. Idee und Nutzen eines Störungserfassungssystems basierend auf IoT-Sensoren....	53
4.2. Ausgangssituation und Charakteristik des Versorgungsgebietes.....	56
4.3. Umsetzung I – Netzwerkgenerierung.....	56
4.3.1. Aufbereitung der Grundlagendaten.....	56
4.3.2. Ableitung des geometrischen Netzwerks	58
4.4. Umsetzung II – Alarmverarbeitung	60
4.4.1. Alarmer aus vorgelagertem System	60
4.4.2. Attributive und räumliche Anreicherung	62
4.4.3. Complex Event Processing.....	63
4.5. Umsetzung III – Störungsverarbeitung und Informationsübermittlung.....	69
4.5.1. E-Mail und SMS-Benachrichtigungen	69
4.5.2. Netzverfolgung	70
4.5.3. Kartendarstellung & Attributanzeige.....	71
4.6. Simulationsumgebung zur Verifikation der praktischen Umsetzung.....	75
5. Diskussion.....	76
6. Fazit und Ausblick	80
6.1. Fazit	80
6.2. Ausblick auf Möglichkeiten weiterer Forschung und Entwicklung	82
Literaturverzeichnis.....	84

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Anwendungsfelder und Funktionen des SWE (Open Geospatial Consortium 2018d)	11
Abbildung 2: O&M Standardmodell einer Beobachtung, dargestellt in Form eines UML-Diagramms (Bröring et al. 2011, S. 2663)	15
Abbildung 3: Relationen zwischen den SOS Kernfunktionalitäten, deren Erweiterungen sowie bestehenden OGC Spezifikationen (Bröring et al. 2012, S. 10).....	18
Abbildung 4: Publish-Subscribe-Prinzip des SES (Echterhoff und Everding 2008, S. 9)	20
Abbildung 5: schematische Darstellung eines sliding-Modus im Zuge einer Eventverarbeitung (Everding und Echterhoff 2008, S. 12)	22
Abbildung 6: schematische Darstellung eines batch-Modus im Zuge einer Eventverarbeitung (Everding und Echterhoff 2008, S. 12)	23
Abbildung 7: Teilbereiche des CEP (Hedtstück 2017, S. 3).....	28
Abbildung 8: Spannungsebenen des elektrischen Übertragungs- und Verteilungsnetzes (Rottmaier 2016, S. 2).....	33
Abbildung 9: Formen elektrischer Energienetze: a) Strahlennetz, b) Ringnetz, c) Maschennetz (verändert nach Marenbach et al. 2013, S. 344)	35
Abbildung 10: Standardisiertes Lastprofil für einen Tag (Schufft 2007a, S. 28)	37
Abbildung 11: Aufbau und Integration eines Smart Grids im Umfeld eines herkömmlichen elektrischen Energieversorgungsnetzes (Smart Grids Austria 2016).....	38
Abbildung 12: Systemarchitektur konventioneller Stromablesung im Vergleich zur Ablesung mit intelligenten Stromzählern (Depuru et al. 2011, S. 2737)	41
Abbildung 13: Kategorien von GIS-relevanten Aufgabenstellungen in Versorgungsunternehmen (Meehan et al. 2012, S. 890)	43
Abbildung 14: Wertschöpfungskette eines EVU (verändert nach Meehan et al. 2012, S. 899)	45
Abbildung 15: Allgemeiner Überblick über das erarbeitete Störungserfassungssystem (eigene Darstellung)	55
Abbildung 16: Bestandteile des geometrischen Netzwerks (eigene Darstellung)	59
Abbildung 17: Beispielmeldung infolge eines Ausfalls der Stromversorgung an einer Transformatorstation (eigene Darstellung)	61
Abbildung 18: Beispielmeldung infolge eines Ausfalls der Stromversorgung an einem Kabelverteilschrank (eigene Darstellung).....	62
Abbildung 19: Szenarien, welche bei der topologischen Ereignisaggregation relevant sind (eigene Darstellung)	64

Abbildung 20: Ablaufdiagramm der komplexen Ereignisverarbeitung bzw. Mustererkennung, einem Teilbereich der übergeordneten Alarmverarbeitung (eigene Darstellung)	66
Abbildung 21: Beispiel einer Störungsbenachrichtigung per E-Mail (eigene Darstellung)	69
Abbildung 22: Beispiel einer Störungsbenachrichtigung per SMS (eigene Darstellung)	70
Abbildung 23: Überblick über die Applikation Störungserfassung Strom im webbasierten Netzinformationssystem (eigene Darstellung)	72
Abbildung 24: Betrachtung einer aktuellen Störung in der Anwendung Störungserfassung, Namen von Trafostationen und Umspannwerken wurden aus Sicherheitsgründen verpixelt (eigene Darstellung)	73
Abbildung 25: Betrachtung einer archivierten Störung unter Nutzung des Time-Sliders, Namen von Trafostationen und Umspannwerken wurden aus Sicherheitsgründen verpixelt (eigene Darstellung)	74
Abbildung 26: Detailbetrachtung eines elementaren Alarmereignisses einer abgeschlossenen Störung, Namen von Trafostationen und Umspannwerken wurden aus Sicherheitsgründen verpixelt (eigene Darstellung)	75

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Vordefinierte Musteroperatoren der EML zur Erstellung komplexer Ereignisobjekte (verändert nach Everding und Echterhoff 2008, S. 17)	25
Tabelle 2: CEP-Eigenschaften zur komplexen Analyse von Datenströmen (Bruns und Dunkel 2015b, S. 17)	29

Abkürzungsverzeichnis

AMI	–	Advanced Metering Infrastructure
ArcSDE	–	Arc Spatial Database Engine
CEP	–	Complex Event Processing
DMBS	–	Database Management System
EML	–	Event Pattern Markup Language
EP	–	Event Processing
ESP	–	Event Stream Processing
ESRI	–	Environmental Systems Research Institute
EVU	–	Energieversorgungsunternehmen
FME	–	Feature Manipulation Engine
GIS	–	Geographisches Informationssystem (auch GI-System)
GML	–	Geographic Markup Language
IoT	–	Internet of Things
ISO	–	International Organization for Standardization
O&M	–	Observations & Measurements
OGC	–	Open Geospatial Consortium
OLAP	–	Online Analytical Processing
OMS	–	Outage Management System
PLC	–	Powerline Communication
SAP	–	Systeme, Anwendungen und Produkte
SAP PM	–	SAP, Modul Plant Maintenance
SAS	–	Sensor Alert Service
SCADA	–	Supervisory Control and Data Acquisition
SensorML	–	Sensor Model Language
SES	–	Sensor Event Service
SOS	–	Sensor Observation Service
SPS	–	Sensor Planning Service
SQL	–	Structured Query Language
SWE	–	Sensor Web Enablement
UML	–	Unified Modelling Language
XML	–	Extensible Markup Language

1. Einleitung

„Es kommt mir vor, als sei das rasante Wachstum des WWW nur der Zündfunke einer viel gewaltigeren Explosion gewesen. Sie wird losbrechen, sobald die Dinge das Internet nutzen.“

(Gershenfeld 1999)

Was von Neil Gershenfeld, dem Leiter des *Center for Bits and Atoms* des *Massachusetts Institute of Technology* im Jahre 1999 in seinem Buch *„Wenn die Dinge denken lernen“* formuliert wurde, hat sich knapp 20 Jahre später bereits als real bestätigt. Rasante Entwicklungen im Bereich der Mikroelektronik und benachbarter Fachbereiche stellen dafür wichtige Grundlagen dar, ermöglichen diese doch die Produktion immer kleinerer und leistungsfähigerer Geräte. In jüngster Zeit sind zudem die Preise der miniaturisierten Computer derart gesunken, dass die erzielbaren Gewinne infolge des Einsatzes nicht die Kosten einer großflächigen Einführung übersteigen. Wir befinden uns demnach gegenwärtig in einer Aufbruchphase, in der die Nutzung von über das Internet kommunizierenden Geräten einen immer größeren Platz im Alltag einnimmt. In den kommenden Jahren werden deshalb hohe Marktchancen in dem Segment erwartet, was von Studien wie jener des *McKinsey Global Institute* aus dem Jahre 2015 schon unterstrichen wurde. Demzufolge sind im Jahr 2025 potentielle gesamtwirtschaftliche Auswirkungen des *Internet of Things* (IoT) im Bereich von 3,9 bis 11,1 Billionen US-Dollar zu erwarten. Sofern sich die höhere Schätzung bewahrheitet, werden IoT-Geräte an rund 11 Prozent des weltweit globalen wirtschaftlichen Umsatzes beteiligt sein (McKinsey Global Institute 2015, S. 2).

1.1. Hintergrund und Motivation für die Thematik

Auch Energieversorgungsunternehmen (EVU) können von den Vorteilen von IoT-Geräten profitieren. Die räumliche Verteilung und Masse von Betriebsmitteln einer Versorgungsinfrastruktur erschweren es meist ungemein, einen steten Überblick über alle Vorkommnisse zu behalten. Die Positionierung von Sensoren an neuralgischen Punkten eines Versorgungsnetzes schafft diesem Problem Abhilfe, da Informationen über aktuelle Zustände automatisiert erfasst und in (naher) Echtzeit an eine zentrale Stelle übermittelt werden. Verantwortliche Personen können sich bei schwierigen Entscheidungen somit auf aktuelle Informationen berufen. Neben der Tatsache, dass aufgrund der Verteilung von Sensoren überhaupt Informationen zur Verfügung stehen, stellt die geringe Verzögerung bei der Übertragung einen der essentiellsten Vorteile internetbasierter Sensoren dar.

Elektrischen Energieversorgungsnetzen im Speziellen stehen in Zukunft große Herausforderungen bevor, da zunehmend eine dezentrale Erzeugung von Energie von Bedeutung

werden wird. Dies ist auf einen steigenden Anteil der Nutzung erneuerbarer Energieträger wie Wind und Sonne besonders auch durch herkömmliche (Einfamilien-) Haushalte zurückzuführen. Zur Einbindung der Kleinstproduzenten in das Gesamtsystem bedarf es neben der erforderlichen Netzinfrastruktur auch entsprechenden Mitteln zur Kommunikation, die alle Beteiligten des Systems miteinander verbinden. Dem tragen Entwicklungen des Versorgungssystems hin zu sogenannten *Smart Grids*, im Deutschen als intelligente Netze bezeichnet, Rechnung. Jenen Systemen ist gemein, dass neben dem herkömmlichen Netzwerk zur Energieübertragung auch ein Netz zur Kommunikation besteht, welches den Informationsaustausch zwischen neuralgischen Punkten ermöglicht. Diese sind am ehesten mit Betriebsmitteln zu vergleichen, welche für die Produktion, die Aufteilung bzw. Verteilung und den Konsum der übertragenen Ressource verantwortlich sind. In elektrischen Energieversorgungsnetzen trifft dies auf Kraftwerke, Umspannwerke, Transformatorstationen, Kabelverteilschränke sowie Hausanschlüsse zu.

Bei Hausanschlüssen werden dazu intelligente Stromzähler anstatt der herkömmlichen und bereits bekannten Geräte namens *Ferraris-Zähler* verbaut. Diese ermöglichen den Kunden Einblicke in das eigene Verbrauchsverhalten, werden von Seiten der Netzbetreiber aber auch zur Abrechnung der verbrauchten und eingespeisten Energiemengen herangezogen. Die Geräte stehen deshalb mit einer zentralen Datenbank in Verbindung und benötigen dafür ein Kommunikationsnetzwerk zur Übertragung der Informationen. Teil der Infrastruktur stellen *Gateways* dar, die in Transformatorstationen oder Schaltkästen verbaut werden und sich um die Weiterleitung von Daten kümmern. Die Kommunikation der überwiegenden Anzahl an intelligenten Stromzählern läuft über das elektrische Energieversorgungsnetzwerk mittels der *Powerline Communication* Technologie (PLC) bis zu den *Gateways*. Von dort werden die Informationen per Mobilfunk an die Versorgungsnetzbetreiber übermittelt.

Neben der Übertragung von Informationen zu umgesetzten Energiemengen ermöglichen die im Rahmen der intelligenten Stromnetze verbauten IoT-Sensoren auch ein automatisiertes Erkennen von Problemen in Versorgungsnetzen. Dies geschieht beispielsweise dann, wenn es zu einer Versorgungsunterbrechung kommt (Liu et al. 2015). Da der Ursprung von beinahe 90% aller Unterbrechungen im Versorgungsnetz zu finden ist, können im Netzwerk verbaute IoT-Sensoren Betreiber bei der Ausfalldetektion somit wesentlich unterstützen (Farhangi 2010, S. 22).

1.2. Zielsetzung und Abgrenzung des Inhalts

Ob neben der Erfassung von Störungen auch die Feststellung der Ausmaße bzw. weiterer für die Entstörung wichtiger Parameter möglich wird, ist Gegenstand vorliegender Ausführungen. Da sämtliche Komponenten einer Versorgungsinfrastruktur einen räumlichen Bezug aufweisen, kommen dabei Geographische Informationssysteme (GIS, GI-Systeme) ins Spiel, welche neben der Speicherung räumlicher Merkmale auch Funktionalitäten zur Analyse topologischer Beziehungen bieten. Vorliegende Arbeit setzt sich daher zum Ziel, ausgehend von allgemeinen Überlegungen zur Anwendung internetbasierter Sensoren in EVU, folgende Fragestellungen zu beantworten:

1. Welche Mehrwerte bieten die Nutzung internetbasierter Sensoren für Unternehmen im Bereich der Versorgungswirtschaft allgemein?
2. Können infolge der Kombination jener Sensoren mit netzwerkbasierter GIS-Analysen praxisrelevante Resultate erzielt werden?
3. Wie können Bestandteile einer *Smart Meter* – Kommunikationsinfrastruktur unter Zuhilfenahme geographischer Informationstechniken beim Betrieb eines (elektrischen) Energieversorgungsnetzes zielführend eingesetzt werden?

Dazu werden nachfolgend im theoretischen Abschnitt wichtige Grundlagen zur Einbindung von IoT-Daten in Geoinformationssysteme, zur Technik hinter den Versorgungsnetzen, zur Verarbeitung von Ereignissen sowie zum Einsatz von räumlichen Informationssystemen bei Energieversorgern angeführt. Ebenso werden Potentiale der kombinierten Anwendung von IoT-Sensoren und GI-Systemen in Versorgungsunternehmen erläutert. Das Kapitel der Systeme zur Detektion und zum Management von Ausfällen leitet im Anschluss daran zum praktischen Teil der Arbeit über. Darin wird das erarbeitete System vorgestellt, welches basierend auf Meldungen von IoT-Sensoren Störungen unter Zuhilfenahme von GI-Systemen detektiert, analysiert und in weiterer Folge visualisiert. Das erläuterte Projekt wurde in Zusammenarbeit mit der *Vorarlberger Energienetze GmbH*, dem Betreiber des Strom- und Gasnetzes im westlichsten Bundesland Österreichs, durchgeführt.

1.3. Anmerkungen des Autors

Der Autor bittet den Leser um Beachtung folgender Sachverhalte:

- In vorliegender Arbeit werden aus Gründen der Lesbarkeit gleichzeitige Verwendungen männlicher und weiblicher Formen vermieden. Nichtsdestotrotz gelten sämtliche personenbezogenen Bezeichnungen gleichermaßen für beiderlei Geschlecht.
- Im Deutschen werden die Begriffe Norm und Standard oft synonym verwendet, ohne sich des Unterschiedes bewusst zu sein. Eine Norm ist eine im Zuge eines Normierungsverfahrens beschlossene rechtlich festgelegte Spezifikation, die das Ergebnis eines Konsensbeschlusses ist. Ein Standard hingegen kommt einer Definition gleich, die von temporär zusammengestellten Gremien beschlossen wird (Deutsches Institut für Normung 2018). Der Begriff *standard* in englischen Texten entspricht hingegen der Norm in deutscher Sprache. Aufgrund der Verwendung von englischsprachigen Fachausdrücken in vorliegender Arbeit möchte der Autor daher darauf hinweisen, dass Nennungen des Wortes Standard im Sinne der deutschen Bezeichnung einer Norm zu verstehen sind. Spezifikationen, welche umgangssprachlich den Namen Standard tragen, werden als de-facto Standards bezeichnet.
- Im Bereich der Energieversorgung wird umgangssprachlich oft von einer Erzeugung und einem Verbrauch gesprochen. Wissenschaftlich korrekt ist dies indes nicht, da Energie prinzipiell nur zwischen verschiedenen Formen umgewandelt werden kann, nicht jedoch aus dem Nichts erzeugt bzw. verbraucht. Der Autor vorliegender Arbeit ist sich des Problems bewusst und verwendet, wann immer möglich, wissenschaftlich korrekte Bezeichnungen. Nichtsdestotrotz sei der Leser darauf hingewiesen, dass Wortnennungen zu Erzeugung oder Verbrauch stets im Sinne einer Energieumwandlung zu verstehen sind.

2. Theoretische Grundlagen

Nachfolgendes Kapitel dient der theoretischen Einführung in die für den praktischen Teil wesentlichen Fachbereiche und Forschungsfelder. Zu Beginn werden allgemeine Informationen zum IoT sowie dessen Möglichkeiten für Geoinformationsanwendungen erläutert. In weiterer Folge steht das *Open Geospatial Consortium* (OGC) samt dessen Bestrebungen zu Normierungen im Fokus. Das darauffolgende Kapitel zeigt Möglichkeiten der Verarbeitung von Ereignissen mit Raumbezug auf. Der Abschnitt zu elektrischen Energieversorgungsnetzen sowie relevanten Entwicklungen in ebendiesem Bereich dient als Exkurs und soll dem Leser ein elementares Verständnis über die Zusammenhänge von Betriebsmitteln in Versorgungsnetzen ermöglichen. Die Verbindung zur Geoinformatik wird anschließend vom Abschnitt zu den Anwendungsmöglichkeiten von Geoinformationen in EVU ermöglicht und im finalen Kapitel zusätzlich um die IoT-Komponente ergänzt.

2.1. Internet of Things, Sensoren und Geoinformationssysteme

2.1.1. Entstehung des Internet of Things

Stetige Fortschritte in Bereich der Mikroelektronik sowie Informationstechnologie ermöglichten bzw. ermöglichen die Entwicklung sowohl immer kleiner als auch kostengünstiger werdender Computerbestandteile. Beides sind entscheidende Voraussetzungen für den Einsatz miniaturisierter Computer in unzähligen Bereichen unseres Lebens. Jene Allgegenwärtigkeit computergestützter Verarbeitung von Informationen wird allgemein vom Begriff des *Ubiquitous Computing* geprägt, welcher nachweislich bereits Anfang der 1990er-Jahre von Marc Weiser, dem damaligen wissenschaftlichen Leiter des *Xerox-Forschungszentrums* im Silicon Valley, verwendet wurde. Infolge stetiger Weiterentwicklungen im Bereich der Kommunikationstechnologien wurde es in weiterer Folge möglich, dass kleinste Geräte der Informationsverarbeitung miteinander in Verbindung stehen und eigene Kommunikationsnetzwerke aufbauen können (Mattern 2005, S. 39–40). Der für die Technologie gängige Terminus des IoT – im Deutschen als Internet der Dinge geläufig – wurde erstmals im Jahre 1998 von Kevin Ashton vom *Auto-ID Lab* des *Massachusetts Institute of Technology* (MIT) verwendet (Weber 2009, S. 522). Der Begriff dient zur Beschreibung einer globalen internetbasierten Architektur von Informationsdiensten, wobei bis dato keine allgemeingültige Definition existiert (Atzori et al. 2010, S. 2788). Die *International Telecommunication Union* beschreibt das IoT beispielsweise als

„... *global infrastructure for the information society, enabling advanced services by interconnecting (physical and virtual) things based on existing and evolving interoperable information and communication technologies.*“ (International Telecommunication Unit ITU - Telecommunication Standardization Sector 2012, S. 1)

Unabhängig der gewählten Definition liegen der Technologie dabei stets drei Basiskonzepte zu Grunde (Ramamurthy und Jain 2017, S. 2–3).

1. Jedes Ding im Internet der Dinge ist über ein einzigartiges Merkmal identifizierbar, auf Basis dessen die Zuordnung von gesendeten und zu übermittelnden Daten basiert. Ein Ding kann daher als Knoten im globalen Netzwerk des Internets angesehen werden, der über eine *Internet Protocol (IP)* – Adresse verfügt.
2. Sensoren und Aktoren als über Kommunikationsprotokolle ansprechbare Geräte stehen stets mit einem Objekt der physikalischen oder virtuellen Welt in Verbindung und führen deren Mechanismen in Relation dazu aus.
3. IoT-Systeme sind ubiquitär, d.h., wenn gefordert, stets überall und zu jeder Zeit verfügbar.

Die Einbindung von Objekten der physischen oder virtuellen Welt in vernetzten Kommunikationsstrukturen bietet in unzähligen Bereichen enorme Möglichkeiten (Atzori et al. 2010). In wirtschaftlicher Hinsicht werden aktuellen Studien zufolge bis zum Jahr 2025 im IoT-Bereich Umsätze von bis zu 11,1 Billionen US-Dollar pro Jahr erwartet. Diese Zahlen können aber lediglich dann erreicht werden, wenn Wege gefunden werden, über die IoT-Netzwerke ohne Einschränkungen miteinander kommunizieren können. Schätzungen zufolge hängen rund 40% der erwarteten Umsätze von funktionierenden interoperablen Schnittstellen ab (McKinsey Global Institute 2015, S. 2).

2.1.2. Interoperabilität als Basis für vernetzte Internet of Things - Systeme

Um wirtschaftliche Möglichkeiten im Bereich der Internet der Dinge in maximalem Ausmaße nutzen zu können, bedarf es demnach der Fähigkeit involvierter Systeme, untereinander die erhobenen bzw. verarbeiteten Daten auszutauschen. In weiterer Folge müssen systemfremde Informationspakete auch systemintern weiterverarbeitet werden können, d.h., es muss eine Lesbarkeit ausgetauschter Informationen gegeben sein (Tolk 2013, S. 3). Genannte und weitere Anforderungen werden auch in der allgemeingültigen Definition der Interoperabilität der *Internationalen Organisation für Standardisierung (ISO)* erwähnt. Interoperabilität wird von der Organisation als Fähigkeit des Kommunizierens, des Ausführens von Programmen und des Austausches von Daten zwischen verschiedenen funktionalen Einheiten bezeichnet. Entscheidend dabei ist, dass der Nutzer nur über beschränktes bzw. gar kein spezifisches

Wissen über die eindeutigen Eigenschaften dieser Einheiten verfügt (International Organization for Standardization).

Analog zu der infolge fehlender interoperabler Datenaustauschmöglichkeiten entstehenden Heterogenität in Datenstrukturen und Informationsdiensten können beim Aufbau eines interoperablen Systems erzielte Fortschritte in drei Stufen eingeteilt werden (Bishr 1998, S. 304).

1. Unter der **syntaktischen Interoperabilität** wird die Standardisierung der Kommunikation zwischen zwei Systemen verstanden, d.h., es wird eine einheitliche Syntax zur Übertragung von Informationen festgelegt (Hosseini und Dixon 2016, S. 124).
2. Die **strukturelle** oder **schematische Interoperabilität** umschreibt die Fähigkeit zweier Systeme, auch bei unterschiedlichen zugrundeliegenden Datenmodellen Informationen austauschen zu können. Voraussetzung dafür ist die gegenseitige Kenntnis verwendeter Datenmodelle (Bishr 1998, S. 304).
3. Bei Vorliegen einer **semantischen Interoperabilität** ist ein vollständiges Verständnis zweier voneinander unabhängiger Systeme gegeben. Voraussetzung dafür ist, dass sämtliche in Verwendung stehenden Termini, Parameter von Metadaten sowie Ontologien beiden Seiten bekannt sind. Jene Stufe stellt den höchsten Grad an Interoperabilität dar (Danko 2012, S. 362).

Die Fähigkeit der nahtlosen Zusammenarbeit ist im Bereich der Geoinformation auf mehreren Ebenen entscheidend. Zum einen erheben wir als Nutzer von Kartenmaterialien Anspruch auf möglichst aktuelle Daten, die unabhängig des Ortes von gleicher oder zumindest ähnlicher Qualität sein sollten. Längst ist es Unternehmen nicht mehr möglich sämtliche verwendeten Datenbestände intern aufzubauen und zu pflegen, der Kauf von externen Dienstleistern stellt die Regel dar (Bartelme 2005, S. 343). Des Weiteren bedarf es der Möglichkeit, akquirierte Daten je nach Verarbeitungs- und Anwendungsziel in entsprechend qualifizierten Programmen zu bearbeiten. Den Wünschen der Nutzer folgend gehen gegenwärtige Trends weg von proprietären Software-Insellösungen hin zu offenen Systemen. Offen bedeutet in diesem Zusammenhang zumeist, dass herstellernerneutrale Standards zur Datenweitergabe und -verarbeitung angewandt werden (Sondheim et al. 2005, S. 347). Die Interoperabilität erlaubt demzufolge eine Aufgabe in einem Projekt an ebenjenes System zu übertragen, das sich am besten dafür eignet. Dies begünstigt die bestmögliche Nutzung zur Verfügung stehender Ressourcen, bedarf jedoch der Definition gemeinsamer Merkmale (Bartelme 2005, S. 346). Dazu zählen einheitliche Datenstrukturen und -semantiken, ubiquitär lesbare Metadatenformate, aber auch konforme Schnittstellen im Internet (Danko 2012, S. 362–364). Ein

exemplarisches Beispiel dessen findet sich im Zuge der Einbindung von Alarmmeldungen in ein GI-System im Zuge des Kapitels 4.4.1.

Den Herausforderungen zur Normierung haben sich Mitte der 90er-Jahre zwei Organisationen angenommen. Neben dem OGC, welches in nachfolgenden Kapiteln Erwähnung findet, beschäftigt sich auch das *Technische Komitee 211 „Geographic Information/Geomatics“* der ISO damit. Eine Zusammenarbeit beider Institutionen besteht auf formaler Basis seit 1998 (Brinkhoff 2013, S. 66–67). Auf Grundlage erarbeiteter standardisierter Dateiformate haben sich in den vergangenen Jahrzehnten daraus weltweit unzählige Geodateninfrastrukturportale gebildet, wie in der *Europäischen Union* beispielsweise im Zuge des Projektes *Infrastructure for Spatial Information in Europe* (INSPIRE) (Brodeur 2012, S. 590).

2.1.3. Internet of Things trifft Geoinformation

Für den Bereich der Geoinformation von besonderem Interesse ist der Sachverhalt, das IoT-Sensoren zumeist über einen räumlichen Kontext verfügen (International Telecommunication Unit ITU 2013, S. 5). Egal, ob miniaturisierte Computer in Smartphones, in Autos, in Maschinen oder in Betriebsmitteln von Versorgungsunternehmen gemeint sind, jeder der Sensoren existiert im Raum und ist somit für die Be- und Verarbeitung in GI-Systemen geeignet. Oft nimmt die Position eines Gerätes gar einen derart wichtigen Stellenwert ein, dass ohne diesen Aspekt die Aussagen bzw. Messwerte keinen Nutzen darstellen. Wie machen sich beispielsweise Niederschlagssensoren ohne das Wissen, wo jene Werte gemessen worden sind, bezahlt? Ohne Informationen zu Rahmenbedingungen wie eben der Position kann Studien zufolge nur ein geringer Prozentsatz an möglichen Ergebnissen abgeleitet werden (ESRI 2017). Ist nebst dem räumlichen Kontext eine temporale Referenz in Form eines oder mehrerer Zeitstempel vorhanden, so können die Daten auch mit Bezug auf zeitliche Phänomene ausgewertet werden (Diallo et al. 2014, S. 193). GI-Systeme mit deren Fähigkeiten zur Speicherung, Verarbeitung, Analyse und Visualisierung von Geodaten ermöglichen somit den Umgang mit räumlichen und attributiven Merkmalen von IoT-Daten (Liu und Zhu 2014, S. 579).

Unabhängig davon, ob kommunizierende Systeme im Bereich der Geoinformation oder anderer Disziplinen betrachtet werden, bedarf es stets Übereinkommen, um einen interoperablen Austausch zu ermöglichen. Zur Festlegung einer Einigungen kommen dabei zumeist sogenannte Normen, teils auch de-facto Standards zum Einsatz (Bartelme 2005, S. 347–349). Beispiele der Bestrebungen im Bereich der Integration von IoT-Sensoren in Geoinformationsanwendungen werden in nachfolgendem Kapitel anhand der Sensor Web Enablement (SWE) Initiative des OGC im Detail erläutert.

2.2. Normierte Einbindung von IoT-Sensoren in Geoinformationsstrukturen

2.2.1. Open Geospatial Consortium

Das OGC, gegründet im Jahre 1994, ist eine nicht auf Gewinn ausgerichtete Organisation, welche sich der Entwicklung von Spezifikationen zur Normierung des Datenaustausches im Bereich der Geoinformation verschrieben hat (Lange 2013, S. 237–239). Im Hintergrund der Aktivitäten des ursprünglich unter dem Namen *Open GIS Consortium* initiierten Zusammenschlusses – im Jahre 2004 zur nun geläufigen Bezeichnung umbenannt – steht die Vision einer Welt, in dem jeder in einfacher Art und Weise von den Vorteilen räumlicher Informationen profitieren kann (Kresse et al. 2012, S. 543). Im Sinne der zuvor beschriebenen Interoperabilität soll dabei keine Rolle spielen, über welche Kanäle und in welcher Form die Geodaten zur Verfügung stehen (Brinkhoff 2013, S. 5). Das OGC bietet somit eine globale Plattform für die Zusammenarbeit von Entwicklern und Nutzern von Diensten mit räumlichen Informationen und strebt nach dessen Mission Fortschritte bei der Entwicklung interoperabler und internationaler Normen an (Kresse et al. 2012). Jene Spezifikationen bzw. Normen haben mittlerweile im Fachbereich einen Stellenwert erreicht, dass deren Einhaltung oft als Kriterium für die Interoperabilität von Softwareprodukten und räumlichen Daten angesehen werden kann (Lange 2013, S. 238).

Im Rahmen des OGC werden von ausgewählten Mitgliedern der mittlerweile über 500 kooperierenden Unternehmen, Forschungseinrichtungen und staatlichen Behörden Spezifikationen nach dem Konsensprinzip erarbeitet (Open Geospatial Consortium 2018g). Über eine kostenpflichtige Mitgliedschaft im OGC verfügen nebst Unternehmen aus der Geoinformation und dessen Nachbardisziplinen wie dem *Environmental Systems Research Institute* (ESRI) oder *Autodesk* auch namhafte internationale Softwarehersteller wie *Google*, *Microsoft*, *Oracle* oder *IBM* (Kresse et al. 2012, S. 536). Die entwickelten Normen stehen der Öffentlichkeit nach Abschluss der Erarbeitung kostenlos als OGC-Standards zur Verfügung und werden in zugehörigen technischen Dokumenten beschrieben (Ehlers und Schiewe 2012, S. 54). Die vom OGC veröffentlichten Standards unterscheiden sich von Normen der ISO insofern, dass Spezifikationen zur praktischen Implementierung – demzufolge nicht nur zur theoretischen Abhandlung – veröffentlicht werden (Kresse et al. 2012, S. 537). Die beiden Organisationen stehen dahingehend in Verbindung, dass vom OGC sowie dessen Mitgliedern erarbeitete Spezifikationen teils von der ISO, im Speziellen vom *Technical Committee 211 Geographic Information / Geomatics* übernommen bzw. gemeinsam Entwicklungen vorangetrieben werden (Ehlers und Schiewe 2012, S. 54).

Im Prozess der Erarbeitung von Spezifikationen sind in der Organisation dabei mitunter drei hierarchisch angeordnete Abteilungen, sogenannte Komitees, involviert. Bereiche mit strategisch relevanten Möglichkeiten werden vom *Strategic Member Advisory Committee* eruiert und anschließend vom *Planning Committee* auf mögliche zu erarbeitende Normen untersucht, welche die Chance einer Adaption auf dem Markt haben. Im Zuge dessen entstehen u.a. auch Pläne für die Erarbeitung von Spezifikationen, die von sogenannten *Technical Committees* entwickelt werden. Die Arbeitsgruppen bestehen aus Experten diverser Mitgliedsunternehmen, -behörden und -institutionen. In übergeordneter Hinsicht arbeitet das *Architecture Board*, welches den *Working Groups* und *Special Interest Groups* des *Technical Committee* beratend zur Seite steht (Kresse et al. 2012, S. 539).

Spezifikationen können im Zuge dessen auf zwei verschiedene Arten zu OGC Standards werden. Zum einen besteht die Möglichkeit, einen sogenannten *Full Standard Track* zu durchlaufen. Dabei entwickeln technische Komitees bzw. Arbeitsgruppen Normen im Zuge eines Konsensverfahrens. Diese werden dann entweder als herkömmliche Normen eingestuft, die implementierbare Vorgaben oder konzeptionelle Modelle enthalten, oder aber zu Normen mit einer sogenannten *Compliance Suite*. Jene weisen neben den bereits beschriebenen Vorgaben und Modellen auch vordefinierte Prozedere auf, welche es dem Nutzer ermöglichen, eine Applikation auf die Erfüllung der entsprechenden Norm zu überprüfen. Zum anderen können Normen auch im Zuge des *OGC Community Standard Process* erarbeitet werden (Open Geospatial Consortium 2018a). Dieser beschreibt den Prozess samt zugehörigen Grundsätzen und Methoden, durch die in der Praxis weit verbreitete Spezifikationen, welche nicht von OGC internen Gruppen wie beispielsweise der Abteilung für die Entwicklung von Normen erarbeitet wurden, in das Portfolio vom OGC übernommen werden können. Hintergrundgedanke des Verfahrens ist es, einen simplen und schnellen Weg für den Übergang von de-facto Standards zu OGC Normen zu bieten (Reed 2017).

2.2.2. Sensor Web Enablement

Kostengünstige Sensoren erlauben heutzutage den Aufbau großer Sensornetzwerke mit mitunter räumlich weit verteilten Geräten. Diese messen unter Umständen verschiedenste Parameter wie beispielsweise Erschütterungen, Temperaturen, Drucke oder auch georäumliche Positionen (Botts et al. 2007, S. 4). Hinter solchen Sensornetzwerken stehen des Öfteren mehrere verschiedene Sensortypen, die über diverse, sich unterscheidende Kommunikationsprotokolle miteinander in Verbindung stehen. Dies erschwert eine umfassende Integration zur Verfügung stehender Sensoren in ein einheitliches Beobachtungssystem immens (Rouached et al. 2012, S. 65). OGC hat dieses Problem erfasst und bietet im Rahmen der SWE-Initiative Möglichkeiten zur Lösung an. Nachfolgende

Abbildung 1 gibt einen Überblick über mögliche Anwendungsfelder und zur Verfügung stehende Funktionen der Initiative. Das weitläufige Spektrum der Verwendung reicht von Sensorik im Verkehrswesen über Umweltsanwendungen bis hin zur Beobachtung in Datenbanken gespeicherter Information.

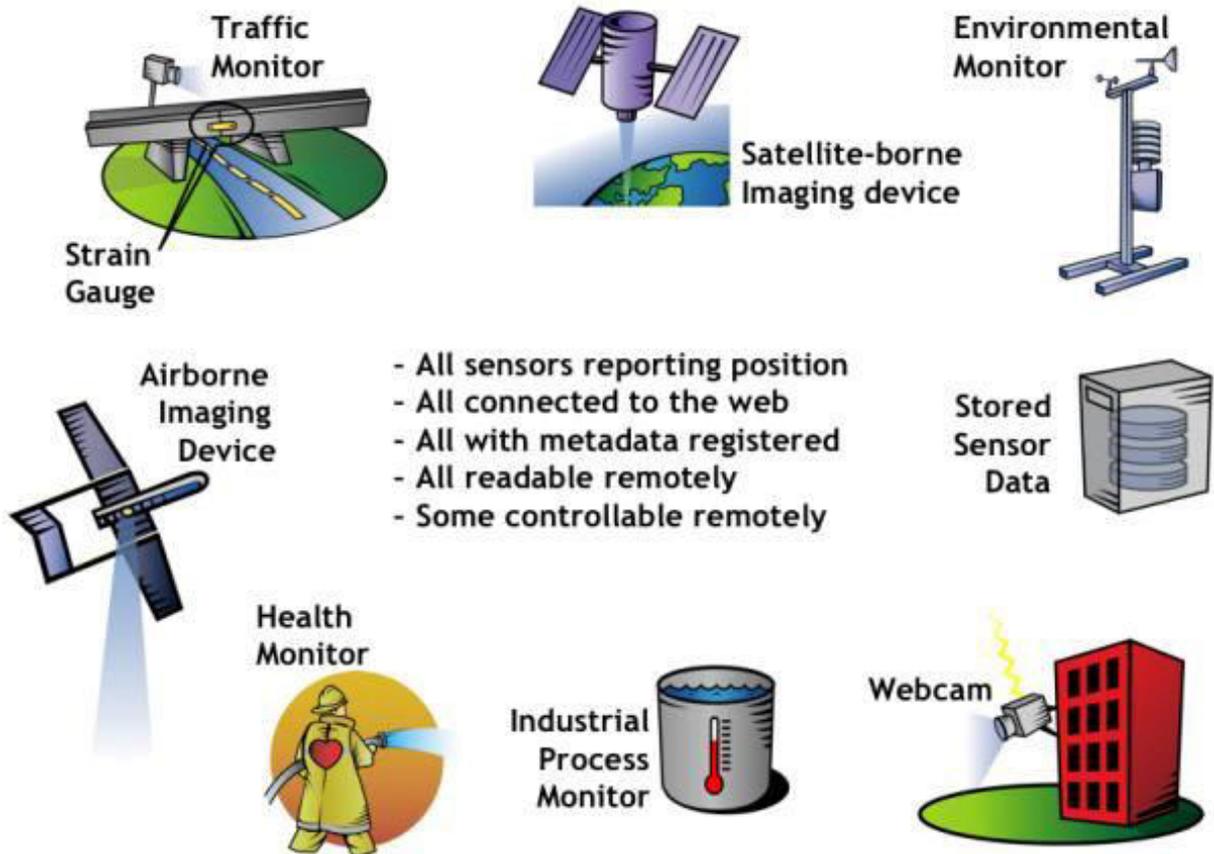


Abbildung 1: Anwendungsfelder und Funktionen des SWE (Open Geospatial Consortium 2018d)

Im Rahmen des Projektes wurden und werden von Mitgliedern der SWE Group des OGC Rahmenbedingungen für die Definition von Normen erarbeitet, welche die Verbreitung von Sensorsystemen fördern sollen (Open Geospatial Consortium 2018d). Im Kern sind dabei folgende Funktionalitäten von Interesse (Botts et al. 2008, S. 714):

- Auffinden von Sensoren, Sensorsystemen und Beobachtungen, welche den Anforderungen des Nutzers entsprechen
- Ermittlung des Leistungsvermögens von Sensoren sowie deren Messgenauigkeiten
- Zugriff auf Sensordaten zur Ermöglichung automatisierter Prozessketten
- Abrufen von Beobachtungsdaten in Echtzeit oder auf Basis definierter Zeiträume in einem normierten Format
- Zuweisung von Aufgaben zu Sensoren wie die Beobachtung eines Parameters von Interesse

- Abonnieren und Versenden von Alarmen, welche auf Basis von Sensorbeobachtungen unter Rücksichtnahme definierter Kriterien erstellt werden

Zur Erfüllung beschriebener Anforderungen wurden von der Working Group bisher die Normen *Observations & Measurements (O&M)*, *Sensor Model Language (SensorML)*, *Transducer Markup Language (TransducerML)*, *Sensor Observation Service (SOS)* sowie *Sensor Planning Service (SPS)* entwickelt, die nach dem Abschnitt 2.2.3. im Detail erläutert werden. Projekte, welche bisher nicht den Rang einer Norm erreicht haben, werden im OGC-Umfeld als *Best Practices* bezeichnet. Darunter fallen im Bereich des SWE unter anderem der *Sensor Event Service (SES)* und die *Event Pattern Markup Language (EML)*, welche aufgrund deren Relevanz für die vorgestellte Thematik ebenfalls nachfolgend Erwähnung finden (Open Geospatial Consortium 2018a).

2.2.3. Grundlegende Begriffe im Bereich des Sensor Web Enablement

Im Rahmen der SWE Normen sowie *Best Practice* Vorgaben sind nachfolgend erläuterte Begrifflichkeiten von besonderem Interesse.

- **Sensor:** Als Sensor wird in technischer Hinsicht ein Gerät bezeichnet, welches einen physikalischen, chemischen oder biologischen Parameter in ein elektrisches Signal umwandelt. Ein Sensor gilt im Bereich des SWE als kleinste modulare Einheit (Bermudez et al. 2009, S. 5).
- **Sensor System – Sensorsystem:** Ein Sensorsystem ist ein System aus mehreren Sensoren, die sich auf einer gemeinsamen Plattform befinden (Stasch et al. 2009, S. 176).
- **Sensor Network - Sensornetzwerk:** Bei einem Sensornetzwerk sind im Gegensatz zu einem Sensorsystem mehrere Sensoren involviert, welche im Untersuchungsgebiet räumlich verteilt sind und über definierte Protokolle miteinander in Verbindung stehen (van Zyl et al. 2009, S. 20).
- **Observation - Beobachtung:** Unter einer *Observation* wird der Vorgang der Beobachtung einer Eigenschaft oder eines Phänomens verstanden. Ziel dabei ist es, eine Schätzung oder einen Wert über eine Eigenschaft eines zu untersuchenden Objektes (*Feature of Interest*) zu erhalten. Der resultierende Wert kann sowohl eine simple Zahl oder Kategorie sein wie auch ein Zeitpunkt oder eine Lage respektive Position (Cox 2007, S. 6).
- **Measurement - Messung:** Ein Measurement ist eine Beobachtung, aus der ein Wert resultiert, welcher durch eine numerische Zahl in Kombination mit einer definierten Skala oder einem einheitlichen Referenzsystem eine Eigenschaft eines Objektes beschreibt (Cox 2007, S. 6).

- *Result* - Ergebnis: Als Ergebnis wird die im Zuge einer *Procedure* eruierte bestimmte Abschätzung eines Wertes einer Eigenschaft bezeichnet (Cox 2007, S. 7).
- *Procedure* - Prozedur: Eine *Procedure* dient als Objekt zur Beschreibung eines Prozess, der im Zuge einer Beobachtung (*Observation*) ausgeführt wird (Bröring et al. 2011, S. 2662).
- *Feature of Interest* – interessierendes Objekt: Als *Feature of Interest* wird ein Objekt der Realwelt bezeichnet, das durch eine berechnete Repräsentation im Computermodell dargestellt und mit einer festgelegten Menge von Eigenschaften charakterisiert werden kann (Bröring et al. 2011, S. 2671).
- *Observed Property* – beobachtete Eigenschaft: Als *Observed Property* wird die Eigenschaft eines Objektes verstanden, zu jener im Zuge einer *Procedure* ein Messwert eruiert wird (Cox 2007, S. 6).
- *Coverage* – Erhebungsausmaß/-umfang: Objekt, welches als Funktion in Abfragen eingebunden werden kann und dann lediglich Werte aus dem räumlichen und/oder temporalen Bereich innerhalb des Objektes retourniert (Cox 2007, S. 5).
- *Phenomenon* - Phänomen: Als *Phenomenon* wird eine Eigenschaft von einem oder mehreren Merkmalstypen gesehen, deren Wert durch einen Sensor im Zuge einer Beobachtung eruiert wird. Der Begriff wird im Bereich des SWE teils synonym zu *Property Type* verwendet (Cox 2007, S. 6).

Im Bereich der Verarbeitung von raumbezogenen Ereignissen sind des Weiteren folgende Begriffe von Bedeutung, die auch außerhalb der SWE-Umgebung Verwendung finden. Sämtliche nachfolgenden Angaben beziehen sich auf Everding und Echterhoff (2008, S. 3), sofern nicht anderweitig vermerkt.

- *Event* - Ereignis: Der ISO-Norm zufolge ist ein *Event* eine Erscheinung, die zu einem bestimmten Zeitpunkt oder in einem bestimmten Zeitintervall auftritt (International Organization for Standardization).
- *Higher Level Event / Complex Event* – komplexes Ereignis: Ein komplexes Ereignis ist ein höherwertiges *Event*, zu dem Attribute gehören, die im Zuge der Verarbeitung von Sachdaten eines oder mehrerer anderer Ereignisse gewonnen werden.
- *Causal Vector* - Kausalvektor: Ein Kausalvektor ist ein Attribut eines Ereignisses, welches Informationen über den historischen Ursprung bzw. kausalen Aufbau eines (komplexen) Ereignisses bereithält.
- *Event Pattern* – Ereignismuster bzw. -vorlage: Ereignismuster stellen Richtlinien für die Filterung und Analyse von Ereignissen dar.

- *Event Cloud* – Ereigniswolke, im Deutschen oft als Cloud bezeichnet: Eine Ereigniswolke ist eine ungeordnete oder partiell geordnete Menge aller verfügbaren Ereignisse. Die Objekte einer Ereignis-Cloud können mitunter verschiedenen Ereignisströmen entstammen.
- *Event Stream* – Ereignisstrom: Unter einem Ereignisstrom versteht man eine zeitlich kontinuierlich ablaufende Folge von Ereignissen.
- *Pattern Matching* – Mustererkennung: Die Mustererkennung bezeichnet eine Funktion im Bereich des *Complex Event Processing* (CEP), im Zuge der Ereignisse hinsichtlich vordefinierter Ereignismuster überprüft werden.

2.2.4. Observations & Measurements

Die O&M Spezifikation des OGC dient zur Definition von Rahmenbedingungen für die Kodierung von Ergebnissen, welche im Zuge von Beobachtungen erhoben wurden (Kresse und Danko 2012, S. 479). Dabei können mittels der auf der *Extensible Markup Language* (XML) basierenden Beschreibungssprache *Geographic Markup Language* (GML) unabhängig der Domäne gemessene Daten mit räumlichem und zeitlichem Bezug charakterisiert werden (Bröring et al. 2011, S. 2662). Die zur konzeptionellen Beschreibung dienende Spezifikation wurde mittlerweile auch als ISO-Norm 19156 veröffentlicht (Kresse und Danko 2012, S. 479). Die Norm wird vorrangig bei Antworten auf die *GetObservation*-Anfrage beim SOS genutzt, kann aber auch allgemein zur Beschreibung von Messungen verwendet werden (Bröring et al. 2011, S. 2662). Die einfachste Art der Beschreibung einer Beobachtung ist dabei mittels des Beobachtungsmodells nach O&M 2.0 möglich, wie in Abbildung 2 ersichtlich.

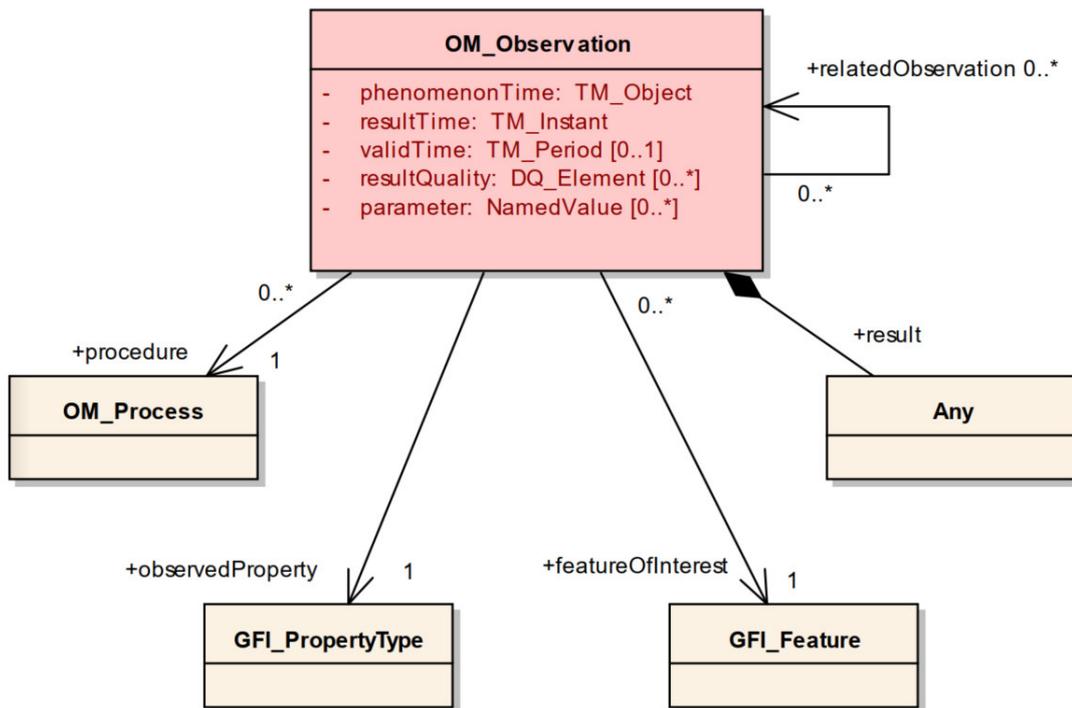


Abbildung 2: O&M Standardmodell einer Beobachtung, dargestellt in Form eines UML-Diagramms (Bröring et al. 2011, S. 2663)

Demzufolge stehen eine Beobachtung (observation) und eine Prozedur (procedure) dahingehend in Verbindung, dass die Prozedur den Prozess, der während der Beobachtung ausgeführt wird, beschreibt. Die Ausführung der beobachteten Eigenschaft (observed property) dient zur Explikation der physikalischen, chemischen oder biologischen Charakteristik eines beobachteten Objektes, z.B. einer Temperatur oder eines Spannungsabfalls. Das Ergebnis (result) der Beobachtung kann im Sinne der allgemeinen Beschreibung von jedweder Art und Datentypus sein und wird lediglich durch den Anwendungsfall beschränkt. Das Objekt von Interesse (feature of interest) verfügt laut Schemata über die Eigenschaft, welche im Zuge der Beobachtung von Interesse ist. Die Beobachtung per se hat nebst den beschriebenen Verbindungen zu Instanzen der SWE-Umgebung auch inhärente Eigenschaften wie die Zeit des Phänomens, entsprechend dem Zeitpunkt der Bestimmung eines Messwertes, oder weitere Parameter der Metadaten-Ebene wie etwaige Qualitätsparameter oder Zeitstempel (Bröring et al. 2011, S. 2662–2663).

2.2.5. Sensor Model Language

Die SensorML bietet eine Möglichkeit zur Beschreibung von Sensorsystemen sowie der während einer Beobachtung ablaufenden Prozesse in Form von Metadaten (Bröring et al. 2011, S. 2664). Die Sprache basiert auf einer XML Kodierung, die sich den Grundsätzen einer robusten und in semantischer Hinsicht einheitlichen Formalie bedient (Open Geospatial Consortium 2018b). In beschriebener XML Kodierung stellt der Service Basisinformationen für das Auffinden von Sensoren, deren Positionen oder möglichen ausführbaren Verarbeitungsschritten bereit (Open Geospatial Consortium 2018e). Der Fokus der Norm liegt mehr auf den Prozessen einer Beobachtung oder einer Messung und weniger auf der Beschreibung der dabei verwendeten Sensoren, bietet aber auch dahingehend einige Funktionen (Botts und Robin 2014, S. 14). Grundsätzlich werden in der SensorML alle Komponenten einer Beobachtung als Prozesse beschrieben, ungeachtet dessen, ob es sich um physikalische Hardware im Sinne eines Sensors handelt oder um Elemente von Verarbeitungsketten im Zuge einer an die Messung anschließenden oder vorhergehenden Prozessierung (Botts und Robin 2014, S. 26–27). Jeder Prozess ist dabei durch Ein- und Ausgänge gekennzeichnet, die beispielsweise die Beobachtung eines Phänomens oder der aus einer Messung resultierende Wert sein können (Bröring et al. 2011, S. 2664). Neben den Prozessflüssen können mit der SensorML-Semantik auch prozessinhärente Parameter und Methoden beschrieben werden (Bröring et al. 2011, S. 2664). Die grundlegenden Funktionen der Norm sind wie folgt definiert (Botts und Robin 2014, S. 14):

- Beschreibung von Sensoren und Sensorsystemen zum Zwecke der Inventarisierung
- Beschreibung von einzelnen Komponenten eines Sensors bzw. Sensorsystems sowie deren Spezifikationen der Einbindung in das Gesamtsystem
- Veröffentlichung von Sensor- und Prozessinformationen zum Zwecke der Auffindung von Sensoren und Beobachtungen
- Hilfestellung bei der Analyse und Verarbeitung von Beobachtungsdaten
- Bereitstellung von Positionsdaten des Sensors oder Sensorsystems
- Bereitstellung von Qualitätsparametern der Genauigkeit, etwaiger Schwellwerte etc.
- Veröffentlichung von generellen Beschreibungen der Prozessabläufe, d.h. der Beobachtungsausführungen
- Beschreibung der Schnittstellen in einer maschinenlesbaren Form
- Bereitstellung von ausführbaren Prozessketten zur Generierung neuer Informationen aus den zur Verfügung stehenden Datenprodukten
- Archivierung grundlegender Eigenschaften und Annahmen, welche hinsichtlich des Betriebs von Sensoren oder der Ausführung von Prozessen zur Verfügung stehen

Auch bei dieser Norm aus dem Bereich des SWE liegt die zugrundeliegende Zielsetzung in der Ermöglichung von Interoperabilität. Diese soll zum einen auf einem syntaktischen Level, zum anderen jedoch auf semantischer Ebene Möglichkeiten der einheitlichen Beschreibung und des Austausches bieten. Auf semantischer Ebene wird dabei beispielsweise auf Ontologien zurückgegriffen. Jene Interoperabilität ermöglicht es, Sensoren und Prozesse automatisiert in komplexe Abläufe zu integrieren, über Sensorsysteme hinweg zu veröffentlichen sowie in weiterer Folge einzubinden (Botts und Robin 2014, S. 33).

2.2.6. Sensor Observation Service

Der SOS erlaubt das Anfragen, Filtern und Abrufen von Beobachtungen sowie Informationen über einen Sensor oder ein Sensorsystem und fungiert somit als Vermittlersystem zwischen dem Client und einem Archiv von Beobachtungen oder einem Datenkanal, welcher in naher Echtzeit Beobachtungen zur Verfügung stellt (Open Geospatial Consortium 2018e).

Mittels des SOS ist es möglich, über eine standardisierte Schnittstelle sowohl Metadaten als auch Beobachtungen von heterogenen Sensorsystemen zu verwalten und abzurufen. Durch Nutzung von anderen OGC Spezifikationen wie dem O&M Modell oder der SensorML bietet der Service Möglichkeiten, in interoperabler Art und Weise Informationen zu Sensoren oder Sensorsystemen zu erhalten (Bröring et al. 2012, xiv). So werden die aus einer Anfrage über den SOS Service resultierenden Informationen im O&M 2.0 Format kodiert, wobei die SensorML genutzt wird (Bröring et al. 2012, S. 9–10). Ebenfalls kommt es zur Anwendung weiterer OGC Spezifikationen, wie in nachfolgender Abbildung 3 ersichtlich. So beispielsweise der Filterkodierung oder der *SWE Service Model Implementation* Norm, welche der Vereinheitlichung von Datentypen, Kernoperationen und Benachrichtigungen innerhalb der OGC SWE-Services dient (Open Geospatial Consortium 2018f). Die Nutzung von Profilen (*Profiles*) ermöglicht eine räumliche sowie bei Bedarf in Zukunft thematische Einschränkung des Services (z.B. Hydrologie oder Ozeanographie) und soll die Interoperabilität der zu einem Fachbereich zugeordneten Services vereinfachen (Bröring et al. 2012, S. 10). Erweiterungen dienen der Zur-Verfügung-Stellung von zusätzlichen Methoden bzw. Operationen. Darunter fallen unter anderem das Abrufen einer Beobachtung mittels einer spezifischen ID über die *GetObservationByID*-Operation oder das direkte Beziehen von Objekten von Interesse über die *GetFeatureOfInterest*-Operation (Bröring et al. 2012, S. 11). Des Weiteren existieren Funktionalitäten für das Hinzufügen und Löschen von Sensoren und Beobachtungen sowie der Adaption von Ergebnissen mittels zu übermittelnder Templates (Bröring et al. 2012, S. 11).

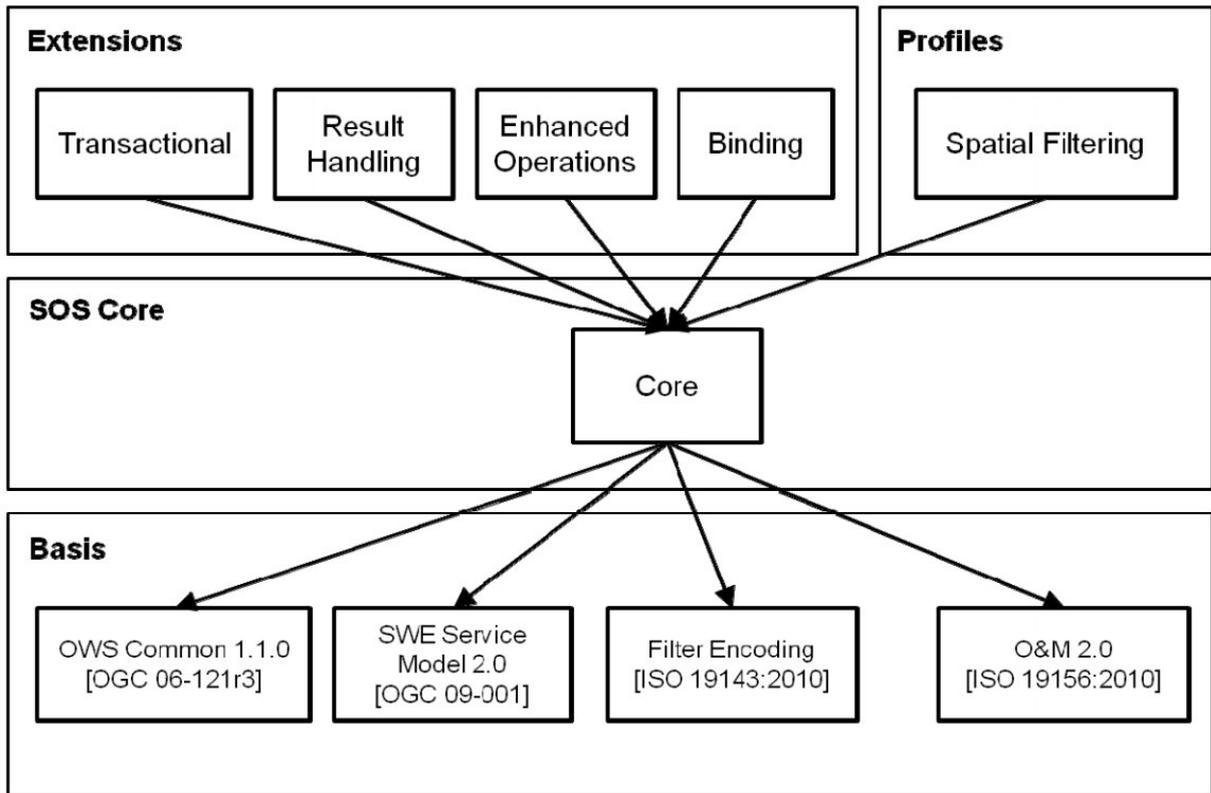


Abbildung 3: Relationen zwischen den SOS Kernfunktionalitäten, deren Erweiterungen sowie bestehenden OGC Spezifikationen (Bröring et al. 2012, S. 10)

Erwähnte grundlegende Funktionalitäten (SOS Core) werden dabei vorrangig über drei Services zur Verfügung gestellt (Bröring et al. 2012, S. 10):

- *GetCapabilities*: Zugriff auf Metadaten und weitere Informationen über die im Zuge einer Beobachtung vom SOS-Server ausgeführten Operationen
- *DescribeSensor*: Abfrage von Metadaten zu ausgewählten Sensoren oder Sensorsystemen
- *GetObservation*: Zugriff auf die Beobachtungen, ggf. unter Nutzung von räumlichen, zeitlichen oder thematischen Beschränkungen

2.2.7. Sensor Planning Service

Beim SPS können benutzergesteuerte Erfassungen und Beobachtungen über eine Web-Schnittstelle kontrolliert und abgefragt werden. Der Service fungiert somit als Vermittler zwischen einem Client und einer Umgebung, die zur Planung von Beobachtungen dient (Open Geospatial Consortium 2018e).

Der Dienst stellt u.a. Schnittstellen zur Verfügung, welche es ermöglichen, Informationen über die Fähigkeiten eines Sensors sowie über die Vorgehensweise der Beauftragung abzurufen

(Udayakumar und Indhumathi 2012, S. 50). Im Wesentlichen sollen damit Abfragen mit folgenden Zielen ermöglicht werden (Open Geospatial Consortium 2018c):

- Ermitteln der Durchführbarkeit von Anfragen zur Sensorplanung
- Einreichen bzw. Einreihen einer solchen Anfrage
- Abfragen des Status einer laufenden Anfrage
- Aktualisieren oder Abbrechen einer laufenden Anfrage
- Anfordern von Informationen über andere OGC-Web Services, die den direkten Zugriff auf die im Zuge des durch die Anfrage ausgelösten Prozesses gesammelten Daten ermöglicht

Der Ermöglichung der Adaption bestehender Beobachtungsprozesse liegt eine *Client-Server*-Interaktion zugrunde, Zumeist beginnt die Prozesskette mit einem *GetCapabilities-Request*, der über die Möglichkeiten des Services Bescheid gibt. Sofern weitere Informationen zum zugrundeliegenden System von Sensoren oder eines einzelnen Sensors gewünscht werden, können diese mittels einer *DescribeSensor-Operation* abgefragt werden. Zur Manipulation bestehender Beobachtungsprozesse bedarf es des Wissens über die Steuerparameter eines Beobachtungssystems. Diese können über die Funktion *DescribeTasking* identifiziert werden, woraus eine Antwort in Form eines *DescribeTaskingResponse* resultiert. Darin werden Syntax und Semantik eines jeden nutzbaren Steuerparameters dargelegt sowie Informationen über Auswahlmöglichkeiten, Standardwerte und erlaubte Intervalle von numerischen Werten dargeboten. Mit diesem Wissen kann vom Client entweder eine Anfrage mit einem Auftrag zur Ausführung einer Beobachtung gesendet werden, oder es kann eine Prüfung der Machbarkeit einer Beobachtung erfolgen. Die Anfragen beider Operationen resultieren in einer SPS konformen und vom Sensorsystem bzw. Server auszuführenden Aufgabe. Sofern Prozesse am Laufen sind, besteht die Möglichkeit, diese über *Update*- oder *Cancel*-Operationen zu modifizieren, wobei der gegenwärtige Status einer Anfrage stets über eine *GetStatus*-Operation abgefragt werden kann (Simonis und Echterhoff 2011, S. 12–14).

2.2.8. Sensor Event Service

Der SES ermöglicht Nutzern Zugriff auf Beobachtungsdaten und Messungen auf Basis eines *Publish-Subscribe*-Verfahrens (52°North). Als Nachfolger des *Sensor Alert Service* (SAS) erweitert der Service den Vorgänger in dessen Funktionsumfang und stellt sowohl Operationen zur Registrierung von neuen Sensoren in das System als auch zur Subskription interessierter Nutzer zu verfügbaren Services zur Verfügung, wie in Abbildung 4 dargelegt. Die Serverdienste filtern im Hintergrund die Sensordaten hinsichtlich vom Nutzer im Zuge der Subskription definierten Kriterien und senden, sobald eine neue Beobachtung von Interesse eintrifft, eine Meldung an den *Client*. Beim Benachrichtigungsverfahren wird dabei von einer

push-basierten Kommunikation gesprochen, da vom System aktiv ein Alarm gesendet wird, der Nutzer jedoch lediglich als passiver Empfänger fungiert. Jenem Prinzip zufolge agiert der Service lediglich als Informationsvermittler zwischen dem Produzenten und dem Konsumenten der Information (Echterhoff und Everding 2008, viii). Jenes Prinzip wird auch beim praktischen Teil der Arbeit aufgegriffen, in dem das umgesetzte Störungserfassungssystem lediglich als passiver Informationsempfänger dient.



Abbildung 4: Publish-Subscribe-Prinzip des SES (Echterhoff und Everding 2008, S. 9)

Die Funktionalitäten des SES ermöglichen des Weiteren die Auswertung größerer Datenmengen unter Rücksichtnahme der Bestände in einer räumlichen Dateninfrastruktur, im Speziellen hinsichtlich verschiedener Suchoperationen oder Aggregationsverfahren. Die vom SES gebotenen Funktionen sind sowohl mit den Prinzipien einer Event-gesteuerten Softwarearchitektur (*Event Driven Architecture*) als auch einer Dienste-orientierten Softwarearchitektur (*Service Oriented Architecture*) kompatibel, was für die Einbindung in bestehende Systeme unter Umständen von Nöten ist. Beim vorgestellten SES handelt es sich um eine *Best Practice* Spezifikation, die bis dato noch nicht den Status einer OGC Norm erreicht hat.

Hinter den Filterungsverfahren stecken drei Ebenen der Informationsselektion. Im Zuge einer ersten Ebene werden Sensordaten auf Basis des syntaktischen Levels gefiltert, wohingegen sich die Selektionen von Ebene zwei und drei auf die Beobachtungsinformation per se beziehen. Die Filterungen von Ebene zwei basieren dabei auf einzelnen Beobachtungen, wohingegen bei Anwendung der nächsthöheren Ebene Kombinationen von Beobachtungen Berücksichtigung finden. Sofern es sich um Selektionen von Datenströmen bzw. Kombinationen einzelner Beobachtungen handelt, werden die angewandten Filterverfahren meist durch die EML beschrieben. Bei Filteroperationen der Ebenen eins und zwei wird auf die O&M Spezifikation zurückgegriffen (Echterhoff und Everding 2008, S. 1).

2.2.9. Event Pattern Markup Language

Mittels der EML ist es möglich, Muster in einer Vielzahl eingehender Events zu beschreiben sowie zu detektieren und nach vorab definierten Regeln zu verarbeiten. Dadurch können sowohl mehrstufige Filter zur Prozessierung aufgebaut als auch Prozessketten zur Ableitung von Wissen durch Kombination und Korrelation einzelner mitunter zeitlich und räumlich distanzierter Events zusammengesetzt werden. Die Sprache kann zwar bei der Verarbeitung

einzelner Ereignisse eingesetzt werden, bei der Entwicklung derer lag der Fokus aber auf der Handhabung kontinuierlicher Ereignisströme (Everding und Echterhoff 2008, S. 1).

Die EML findet Anwendung bei der Prozessierung von Ereignissen (in Publikationen vorrangig als *Event Processing* EP bezeichnet) und stellt im Zuge dessen ein Hilfsmittel bei der Erstellung, Löschung und Adaptierung von Ereignissen dar. CEP als Sonderform der herkömmlichen Ereignisprozessierung wird zur Ableitung von höherwertigen Informationen infolge einer Kombination einzelner Ereignisse verwendet. Hauptoperation im Zuge der Verarbeitung ist die Durchsuchung einer Ereignismenge nach Objekten, die einem festgelegten Ereignismuster entsprechen und sich dahingehend in ein definiertes Gefüge – ein komplexes Ereignisobjekt – einfügen. Wird statt in einer vorhandenen Ereignismenge in einem zeitlich kontinuierlichen Strom von Ereignissen ein Musterabgleich durchgeführt, so wird vom *Event Stream Processing* (ESP) gesprochen. Der im Zuge des ESP durchgeführte Abgleich eingehender Ereignisse mit definierten Mustern bedient sich der EML, durch welche die Zusammenstellungen logisch beschrieben werden. Die Muster setzen sich dabei aus einzelnen Filterregeln zusammen, hinsichtlich deren Bedingungen eingehende Ereignisse geprüft werden (Everding und Echterhoff 2008, S. 7–9).

Zur formalen Beschreibung angewandter Bedingungen kommen sogenannte *Guards* zum Einsatz, die in deren Form mit *Where*-Klauseln aus der *Structured Query Language* (SQL) verglichen werden können (Everding und Echterhoff 2008, S. 10). Die Definition derer fußt auf der *OGC Filter Encoding Norm* (International Organization for Standardization), die einen systemunabhängigen Aufbau der Abfragekonstrukte ermöglicht (Vretanos 2010, S. 1). Auch *Views* (ebenfalls als *Windows* oder zu Deutsch als Fenster bekannt) dienen der Beschränkung von Ereignissen auf relevante Teilmengen, wobei sowohl zeitliche als auch quantitative Reduktionen bei der Verarbeitung einfacher, komplexer sowie zeitlicher Muster möglich sind. Im Umfeld der EML werden vier Fenstertypen bereitgestellt, wovon erstere (*AllView*) zur Anwendung kommt, wenn keine andere Auswahl vom Bearbeiter getroffen wird. Die Applikation führt zu keiner Beschränkung, es werden sämtliche eingehenden Ereignisse weitergegeben. Der sogenannte *LengthView* (quantitative Einschränkung) ermöglicht einem Mustererkennungsalgorithmus lediglich eine Teilmenge an Ereignissen basierend auf einer angegebenen maximalen Anzahl gleichzeitig zu verarbeiten. Der *TimeView* (zeitlich beschränktes Fenster) schränkt die zu prozessierenden Ereignisse auf Objekte ein, welche innerhalb eines definierten zeitlichen Intervalls als Eingangsdaten in der *Eventcloud* vermerkt wurden. Sollten in quantitativer als auch temporaler Hinsicht Einschränkungen notwendig sein, ermöglicht dies der *TimeLengthView* als Kombination beider vorhergenannter Methodiken. Sämtliche der drei die Prozessmenge einschränkenden Fenster können dabei sowohl in einem *sliding*- wie auch in einem *batch*-Modus ausgeführt werden.

Die Suchfenster können dabei in zwei verschiedenen Varianten ausgeführt werden, dem *sliding* und dem *batch*-Modus. Nachfolgende Abbildung 5 verdeutlicht das Prinzip des *sliding*-Modus anhand eines *LengthView Fensters*. Der gelbe Bereich visualisiert den Umfang des Fensters, die blauen Balken stellen Ereignisse dar. Zu Beginn (a) sind keine Ereignisse im Fenster existent, mit fortschreitender Dauer (b) enthält das Suchfenster Ereignisobjekte. Zwischen den Zeitpunkten bewegt sich das Suchfenster kontinuierlich voran, wobei dessen Größe, d.h. im Falle des *LengthView* eine maximale Anzahl, sich nicht verändert. Bei jedem Voranschreiten wird ein neues Ereignis, sofern anstehend, in die Suchfenstermenge aufgenommen. Wenn die maximale Größe bereits erreicht ist wird das älteste Objekte aus der Selektionsmenge entfernt. Nach jeder Änderung des Inhalts des Suchfensters wird ein *Select*-Aufruf ausgeführt. Pro Ereignis kann in Abhängigkeit der Suchfenstergröße mehrere Male ein *Select*-Aufruf ausgeführt werden (Everding und Echterhoff 2008, S. 12).

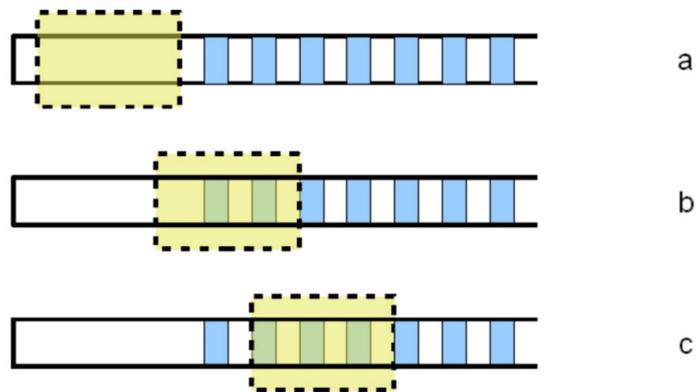


Abbildung 5: schematische Darstellung eines sliding-Modus im Zuge einer Eventverarbeitung (Everding und Echterhoff 2008, S. 12)

Beim in Abbildung 6 dargestellten *batch*-Modus sind zu Beginn (a) ebenfalls keine Objekte im Suchfenster vorhanden. Anschließend werden so lange Ereignisse in der selektiven Teilmenge aufgenommen, bis eine vordefinierte Größe erreicht wurde (b). Im Gegensatz zum *sliding*-Modus wird erst dann, und nicht bei jedem neuen Objekt im Suchfenster, ein *Select*-Aufruf ausgeführt. Nach dessen Aufruf werden alle Ereignisse aus der Suchfenstermenge entfernt (c). Wiederum werden vor dem nächsten *Select*-Aufruf solange Ereignisse eingelesen, bis die maximale Menge erreicht ist. Bei jenem Modus wird ein *Select*-Aufruf somit nur einmalig pro Ereignisobjekt ausgeführt. (Everding und Echterhoff 2008, S. 12).

Inwiefern diese theoretischen Überlegungen in der Praxis Einzug finden können zeigt die praktische Umsetzung eines Störungserfassungssystems im praktischen Teil. Dabei wird in Kapitel 4.4.3. auf ein zeitlich begrenztes Fenster im *batch*-Modus zurückgegriffen.

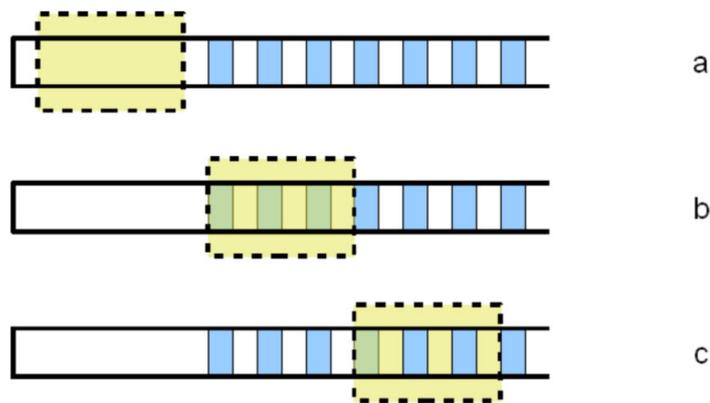


Abbildung 6: schematische Darstellung eines batch-Modus im Zuge einer Eventverarbeitung (Everding und Echterhoff 2008, S. 12)

Angesprochene *Select*-Aufrufe werden – allgemein gesprochen – zur Auswahl der Ereignisobjekte aus der Suchfenstermenge verwendet, welche nachfolgend an weiteren Verarbeitungsschritten teilhaben sollen. Die EML stellt in ihrer Systemumgebung acht vordefinierte *Select*-Funktionen zur Verfügung, gegliedert in drei Kategorien.

Funktionen der ersten Kategorie bedienen sich aller im Suchfenster befindlicher Objekte zur Ableitung der relevanten Information. Dazu gehören *SelectSum* zur Generierung der Summe einer Eigenschaft, *SelectMax* sowie *SelectMin* zur Ableitung des maximalen und minimalen Wertes eines definierten Attributs sowie *SelectAvg* zur Feststellung des durchschnittlichen Wertes einer Eigenschaft. Sämtliche Funktionen der ersten Kategorie bedürfen des Namens der zu analysierenden Eigenschaft als Funktionsparameter. Die Funktionen der zweiten Kategorie geben keine Informationen zurück, sie dienen lediglich der Selektion von relevanten Ereignisobjekten. *SelectEvent* kann zur Auswahl eines gesamten Ereignisobjektes auf Basis dessen Ereignisnamens, *SelectProperty* zur Auswahl eines Attributs eines Ereignisobjektes auf Basis dessen Attributnamen eingesetzt werden. Die Methoden dritter Kategorie retournieren Informationen unabhängig des Inhalts eines Ereignisobjektes. Dazu gehören *SelectCount* zum Herausfinden der Anzahl an selektierten Objekten sowie *NotifyOnSelect* zur Generierung einer Meldung, z.B. in Form eines Alarmes.

Wurden relevante Ereignisobjekte bzw. deren Attribute durch Anwendung von Suchfenstern und *Select*-Funktionen ausgewählt ist im Anschluss eine weitere Verarbeitung möglich, sofern gewünscht. Zur Auswahl weiterer Schritte stehen ein obligatorischer sowie zwei weitere optionale Parameter zur Verfügung. Der zwangsläufig festzulegende Parameter namens *newEventName* dient als Referenz für das in Folge der *Select*-Befehle neu generierte Ereignisobjekt. Nummer eins der optionalen Attribute namens *createCausality* verfügt über Verweise zu einzelnen Ereignissen, aus welchen vorliegendes Ereignisobjekt zusammen-

gesetzt ist. Das Attribut *outputName* ermöglicht die Festlegung eines Zielnamens zur Speicherung eines Ereignisses, sofern dies als Ergebnis einer Kette von Prozessen oder Filterungen entstanden ist. Ohne Festlegung jenes Parameters ist die Nutzung entstandener Ereignisobjekte außerhalb der Verarbeitung im Rahmen des EML Umfeldes nicht möglich. So auch im umgesetzten Störungserfassungssystem, bei welchem jede Störung durch eine eindeutige ID identifizierbar ist und die zugrundeliegenden Alarmmeldungen in einem Kausalvektor vermerkt sind.

Die möglichen, durch EML beschriebenen, Ereignismuster können in folgende vier, sich hinsichtlich derer Komplexität unterscheidender, Klassen eingeteilt werden:

1. Einfache Schemata zur Filterung eines einzelnen Ereignisstroms

Erstere Klasse der einfachen Schemata stellt die simpelste Form von Ereignismustern dar, da eingehende Daten direkt als Ereignisobjekte abgespeichert und in weiterer Folge zur Mustererkennung weitergeleitet werden. Die Filterung wird in vorliegendem Fall dabei auf Basis Objekt-inhärenter Eigenschaften bzw. definierter *Guards* durchgeführt. Die Einschränkung auf Basis der Objekteigenschaften bedient sich des Namens und des Werts einer definierten Variablen. Ereignisobjekte mit Werten innerhalb eines vordefinierten Merkmalsraumes werden den weiteren Verarbeitungsschritten übermittelt. Auch mehrfache Anwendungen von Eigenschaftsbeschränkungen können im Zuge der Ereignisverarbeitung angewandt werden (Everding und Echterhoff 2008, S. 10).

2. Komplexe Muster zur Korrelation mehrerer Ereignisse

Komplexe Muster werden zur Kombination attributiver Merkmale mehrerer in Verbindung stehender Ereignisobjekte gleichen oder unterschiedlichen Ursprungs verwendet. Eingehende Ereignisobjekte können sowohl simplen Mustererkennungsalgorithmen, höherwertigen zeitlichen oder sich wiederholenden Schemata-Detektoren oder auch vorhergehenden komplexen Mustererkennungsoperatoren entstammen. Komplexe Ereignisobjekte werden dabei stets durch Verweise zu den ursprünglichen Ereignissen sowie den Verbindungsoperatoren gekennzeichnet. Sämtliche Referenzen umfassen eine eindeutige ID zur Kennzeichnung eines Musters und die Anzahl an im Zuge der Kombination ausgeführten *Select*-Funktionen. Die Nummer dient zum Verweis auf den *newEventName* Parameter einer *Select*-Funktion, welcher zur Verarbeitung komplexer Ereignisobjekte Verwendung findet. Der iterative Zähler startet bei null und behält die sequentielle Abfolge an ausgeführten *Select*-Funktionen stets bei. Zur Kombination eingehender Ereignisobjekte kann bei der EML auf drei strukturelle und drei logische Operatoren zurückgegriffen werden, die in Tabelle 1

näher erläutert werden (verändert nach Everding und Echterhoff 2008, S. 16–18). Diese Art von Ereignismuster spielt im praktischen Teil eine wichtige Rolle.

Tabelle 1: Vordefinierte Musteroperatoren der EML zur Erstellung komplexer Ereignisobjekte (verändert nach Everding und Echterhoff 2008, S. 17)

Typ	Operator	Beschreibung
strukturelle Operatoren		Eingehende Ereignisobjekte gehören einem gemeinsamen komplexen Muster an, ...
	AND	wenn beide Teilmuster ein definiertes Kriterium erfüllen.
	AND_NOT	wenn ersteres, jedoch nicht zweiteres Teilmuster ein definiertes Kriterium erfüllt.
	OR	wenn entweder erstes oder zweites Teilmuster ein definiertes Kriterium erfüllt.
logische Operatoren	CAUSE	wenn ein ein definiertes Kriterium erfüllendes Ereignisobjekt des ersten Teilmusters im kausalen Vektor des erfüllenden Ereignisobjektes eines zweiten Teilmusters enthalten ist.
	PARALLEL	wenn ein ein definiertes Kriterium erfüllendes Ereignisobjekt des ersten Teilmusters nicht im kausalen Vektor des erfüllenden Ereignisobjektes eines zweiten Teilmusters enthalten ist.
	BEFORE	wenn ein ein definiertes Kriterium erfüllendes Ereignisobjekt des ersten Teilmusters vor dem erfüllenden Ereignisobjekt eines zweiten Teilmusters eintritt.

Neben der Nutzung genannter vordefinierter Musteroperatoren können auch individuelle Operatoren als neue *UserDefinedBinaryOperators* erstellt werden. Bei Anwendung von Musteroperatoren ist weiters zu beachten, dass jedwedem komplexes Ereignismuster sequentiell, nicht jedoch parallel ausgewertet wird. Musteroperatoren im Bereich des CEP bedienen sich in weiterer Folge Select-Funktionen, Suchfenster und *Guards*. So beispielsweise einem speziell für komplexe Muster entwickelten *Guard* zur Definition einer maximalen Dauer der Aufnahme neuer Teilmuster in ein komplexes Ereignisobjekt (Everding und Echterhoff 2008, S. 17–18).

3. Zeitliche Muster zur Erstellung von Ereignisobjekten mit zeitlichem Belang

Zeitliche Muster dienen der Identifikation von hinsichtlich temporaler Charakteristika in Verbindung stehenden Ereignisobjekten. Dabei kann sowohl ein Zeitintervall als auch ein Zeitpunkt definiert werden, sodass bei Übereinstimmung eingehender simpler

Ereignisobjekte diese zu einem bestehenden komplexen Objekt hinzugefügt werden. Jener Mustertyp bedient sich *Select*-Funktionen sowie Suchfenstern zur Einschränkung in Frage kommender Ereignisobjekte. Aufgrund der zeitlichen Restriktionen in Form von *Guards* ist deren weitere Anwendung bei temporalen Mustern nicht gestattet (Everding und Echterhoff 2008, S. 18).

4. Iterative Schemata zum Zählen von Einzelobjekten

Repetitive Muster werden zum Zählen von Übereinstimmungen mit Teilmustern verwendet. Als Eingangsparameter sind dazu ein Referenzmuster und die gewünschte Anzahl an Wiederholungen anzugeben. Wird in einem Ereignisstrom bei der Verarbeitung die definierte Zahl erreicht, so wird letztes übereinstimmendes Teilmuster als Ergebnis ausgegeben. Damit kann beispielsweise jedes x-te Objekt eines Ereignismusters erkannt werden. Bei iterativen Mustern sind lediglich *Select*-Funktionen anwendbar, *Guards* sowie Suchfenster sind aufgrund deren Implementierung im Schemata nicht erlaubt (Everding und Echterhoff 2008, S. 18–19).

Die EML definiert neben den Funktionen und deren Operatoren zur Verarbeitung von Ereignissen auch ein Datenschema zur Speicherung von hierarchischen Ereignisobjekten. Hintergrund der Normierung ist die einfache Implementierung und Verarbeitung von Ereignisobjekten jedweden Typs in unterschiedlichen Systemen. Ereignisobjekte können in der EML Struktur dabei entweder als sogenannte *Node Event Objects* oder als *Leaf Event Objects* gespeichert werden und sind stets in einer hierarchischen baumartigen Struktur abgelegt. Bei der Speicherung eines Ereignisses in Form eines *Node Event Objects* werden Informationen über das Ereignis direkt als *EventCharacteristics* abgespeichert. Dazu zählen die Zeitstempel (Anfangs- und Endzeitpunkt), sämtliche Ereignisattribute in Form von Schlüssel-Wert-Paaren sowie der Kausalvektor, der Verweise zu den Ereignisobjekten enthält, die den Ursprung des vorliegenden Objekts bilden. Attributive Merkmale eines Ereignisses dienen zur Speicherung von mitunter aus zugrundeliegenden und im Kausalvektor vermerkten Einzelobjekten abgeleiteten Durchschnittswerten. In Form von *Leaf Event Objects* gespeicherte Ereignisse verfügen anstelle des Parameters der *EventCharacteristics* über direkte Referenzen zu anderen Objekten. Jene Verweise können auf Objekte beliebigen Typs referenzieren, werden zumeist aber nur zur Speicherung von Objekten mit Bezug auf unvollständig verarbeitete simple Ereignisobjekte herangezogen (Everding und Echterhoff 2008, S. 21–22).

Bei der vorgestellten Spezifikation handelt es sich um eine *Best Practice* Spezifikation, welche bis dato den Status einer OGC Norm noch nicht erreicht hat. Die EML kann aufgrund deren Funktionalitäten als Ereignisanfragesprache eines CEP-Systems angesehen werden, weitere Informationen dazu finden sich in Kapitel 2.3.1.

2.3. Data Analytics - Verarbeitung von (nicht-) räumlichen Ereignissen

Einhergehend mit der zunehmenden Anzahl an miniaturisierten Computern in unzähligen Geräten des täglichen Gebrauchs werden immer größere Mengen an Daten produziert, die zur Generierung eines Mehrwertes entsprechender Verarbeitung bedürfen. Oft wird diese Herausforderung mit dem Begriff *Big Data* in Verbindung gebracht. Ziel ist meist das Erkennen von gemeinsamen Mustern oder das Ausfiltern von irrelevanten Teilmengen einströmender Ereignisse. Eine manuelle händische Bearbeitung ist meist nicht möglich, zudem bringen die enorme Vielfalt an möglichen Ereignissen sowie die hohen Geschwindigkeiten Schwierigkeiten mit sich, die mit früher gängigen Analysemethoden und Datenbanken nicht bewältigbar sind. Aus diesen Gründen haben sich in den vergangenen Jahren im Bereich der Datenbanken sowie der Datenanalyse (*Data Analytics*) neue Softwaretechnologien entwickelt (Hedtstück 2017, S. 105). Drei im Rahmen vorliegender Problemstellung relevante Technologien werden nachfolgend genauer beschrieben.

2.3.1. Complex Event Processing

Aufgrund vorhin genannter Herausforderungen wird von informationstechnischer Seite unter anderem auf automatisierte Verarbeitungssysteme gesetzt. Jene sind meist dauerhaft in Betrieb und beginnen aufgrund der Aufgabenstellung oft direkt bei Eintreffen eines neuen Datensatzes mit der Verarbeitung. Für Methodiken, welche die genannten Anforderungen erfüllen, hat sich der Begriff des EP bzw. CEP eingebürgert (Luckham 2013). Laut allgemeiner Definition steckt hinter einem CEP-System eine Softwaretechnologie, mit der massive Daten- bzw. Ereignisströme in Echtzeit dynamisch analysiert werden können. Dies erlaubt die Identifikation von kausalen, temporalen sowie räumlichen Korrelationen nach vorheriger Definition von Mustern (Bruns und Dunkel 2015a, S. 10). CEP unterscheidet sich dabei vom herkömmlichen EP dahingehend, dass nicht nur singuläre Ereignisse verarbeitet werden, sondern aus einer Kombination mehrerer singulärer Ereignisse komplexe Vorfälle abgeleitet werden können. Entscheidend dabei ist, dass zusammengehörende Ereignisse nicht zwingenderweise zum gleichen Zeitpunkt oder zu kurz aufeinanderfolgenden Zeitpunkten stattfinden müssen, sondern auch erhebliche Differenzen vorhanden sein können. Dies betrifft in gleichem Maße auch räumliche Übereinstimmungen (Hedtstück 2017, S. 3). CEP-Systeme basieren auf einer ereignisgestützten Softwarearchitektur, die insbesondere für die Echtzeitverarbeitung von Datenströmen geeignet ist (Bruns und Dunkel 2015b, S. 15). Ein Anwendungsbeispiel einer CEP-Architektur findet sich im praktischen Teil im Zuge der Ableitung von Störfällen aus eingehenden Alarmereignissen.

Ein CEP-System setzt sich aus mehreren Teilbereichen zusammen, wie in Abbildung 7 dargestellt. Eingehende Informationen entstammen oft mehreren Ereignisströmen von unterschiedlichen Produzenten. Diese verfügen neben dem Ereignistyp stets über einen Zeitstempel und eine Ereignis-ID sowie meist auch über weitere Attribute. Hauptbereich einer CEP-Software stellt die *Engine* dar. Sie verfügt über die Bereiche Filterung, Aufbereitung, Mustererkennung und Mustergenerierung. Im Rahmen der Filterung können irrelevante Ereignisse auf Basis von Ereignisproduzenten, dem Ereignistyp sowie inhärenten Attributen ausgeschlossen werden und Duplikate entfernt werden. Der Kontext wird aufgrund der Notwendigkeit einer schnellen Prozessierung im Normalfall nicht berücksichtigt. Im Anschluss an die Filterung werden eingehende Ereignisse für die Mustererkennung aufbereitet. An dieser Stelle durchgeführte Tätigkeiten umfassen Änderungen der Dateistruktur, das Entfernen irrelevanter Bestandteile, das Umrechnen zwischen verschiedenen Formaten, das Hinzufügen zusätzlicher Daten im Zuge einer Informationsanreicherung und ggf. auch die Korrektur offensichtlich fehlerhafter Ereignisse. Weiters wird eine zeitliche Ordnung vorgenommen, wobei zwischen einem expliziten Zeitstempel – dem Zeitstempel des Ereignisses – und einem impliziten Zeitstempel – dem Zeitstempel der Ankunft an der *Engine* – unterschieden wird (Hedtstück 2017, S. 21–24).

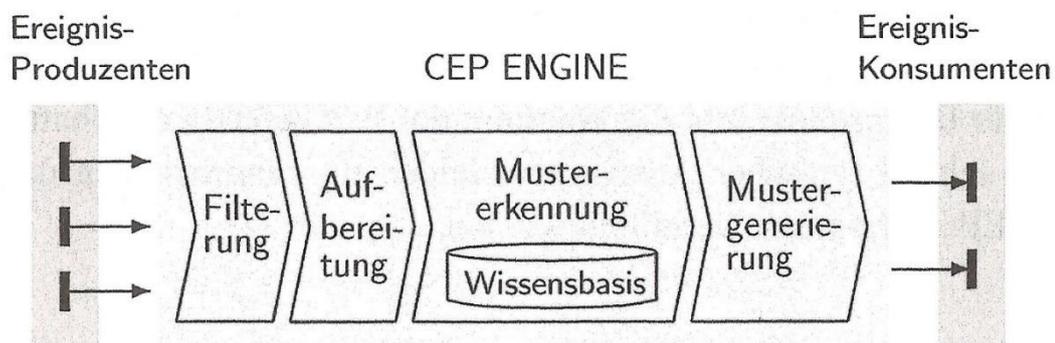


Abbildung 7: Teilbereiche des CEP (Hedtstück 2017, S. 3)

Die Mustererkennung als Kern einer CEP-Engine dient zur Detektion und Zusammenstellung von Instanzen eines gesuchten Ereignismusters (Hedtstück 2017, S. 75). Zur Reduktion der Menge an zu verarbeitenden Ereignissen werden wie bei der EML in Kapitel 2.2.9. sogenannte Suchfenster angewandt. Grundlage für die Operationen ist eine Wissensbasis, deren Modelle und Regeln bereits vor dem Eintreffen der zu verarbeitenden Ereignisse definiert sein müssen. Eingehende Datensätze werden somit hinsichtlich zuvor festgelegter Muster untersucht. Es wird im Standardfall kein Herausarbeiten von bislang unbekanntem Strukturen angestrebt. Jenem Fall einer CEP – die *detection oriented* CEP – steht die *computation oriented* CEP gegenüber, die auf Basis von Techniken des maschinellen Lernens nach neuen bisher unbekanntem Mustern in Datensätzen sucht (Hedtstück 2017, S. 4). Beim *detection oriented* CEP, auf dem der Hauptfokus in vorliegender Arbeit liegt, werden Muster mittels Regeln von

Ereignisanfragesprachen (*EP Languages*) beschrieben. Sie können vom Typ und deren Umfang mit der SQL-Sprache von relationalen Datenbanken verglichen werden (Hedtstück 2017, S. 3). Wird durch die Mustererkennung eine Instanz eines Ereignismusters von Interesse gefunden, so werden von der *CEP-Engine* in Abhängigkeit der Fragestellung neue (komplexe) Ereignisse generiert. Auch der Aufruf nachfolgender Verarbeitungsschritte bzw. die Übergabe an Ereigniskonsumenten ist in diesem Teil der Applikation geregelt (Hedtstück 2017, S. 4).

Nachfolgende Tabelle 2 gibt einen Überblick über die Eigenschaften der eingehenden Ereignisströme und die Lösungskonzepte eines CEP-Systems. So werden aktuelle Live-Daten direkt zum Zeitpunkt des Auftretens verarbeitet sowie implizite Beziehungen zwischen Datenströmen bzw. einzelnen Ereignissen in deklarativen Regeln abgebildet (Bruns und Dunkel 2015b, S. 17).

Tabelle 2: CEP-Eigenschaften zur komplexen Analyse von Datenströmen (Bruns und Dunkel 2015b, S. 17)

Eigenschaften von Datenströmen	Lösungskonzepte eines CEP-Systems
aktuelle Live-Daten	Verarbeitung der Daten zum Zeitpunkt des Auftretens
Feingranular	Mustererkennung zur Korrelation und Abstraktion von Ereignissen, Hierarchien und Abstraktionsstufen
komplexe Abhängigkeiten zwischen Daten	mächtige EPL-Sprachkonstrukte zur Spezifikation komplexer Analysemuster
unbegrenzt	spezielle EPL-Operatoren für Fragmentierung des Datenstroms
kontinuierlich und volatil	<i>in-memory</i> -Verarbeitung der Datenströme
massiv und hochfrequent	Massendatenverarbeitung und Echtzeitfähigkeit von hochspezialisierten <i>CEP-Engines</i>
implizite Beziehungen	Wissen über Datenanalyse deklarativ in Regeln formuliert

Üblicherweise werden Ereignisse bei einem CEP direkt nach deren Eintreffen bearbeitet, manchmal aber auch zuerst in einer *Event-Cloud* gespeichert und dann vom System aufgerufen. Dieser Ablauf stellt jedoch einen Spezialfall dar (Hedtstück 2017, S. 22). Eine *Event Cloud* bezeichnet dabei die Menge aller Ereignisse, die von unterschiedlichen Quellen an die Software gesendet und zur nachträglichen Weiterverarbeitung temporär gespeichert werden. Die Verständigung zwischen *CEP-Engine* und einer *Event Cloud* funktioniert dabei

nach dem Prinzip eines *Publish-Subscribe-Systems*. Von Seiten der *CEP-Engine* wird in der *Event Cloud* hinterlegt, welche Art von Ereignissen bzw. Ereignisse von welchen Produzenten für eine weitere Verarbeitung von Interesse sind. Sofern ein Datensatz von Interesse eintritt, wird eine Ereignisverarbeitung mittels *Pull-* oder *Push-Prinzip* angestoßen. Beim *Pull-Prinzip* holt sich die *CEP-Engine* den Datensatz eigenmächtig aus der *Event Cloud*, beim *Push-Prinzip* wird das Ereignis von der *Event Cloud* aktiv an die *CEP-Engine* gesendet (Hedtstück 2017, S. 24).

Wird bei eingehenden Ereignissen ein räumlicher Kontext mit übermittelt und soll dieser im Rahmen der Auswertungen miteinbezogen werden, so müssen herkömmliche *CEP-Anwendungen* um eine räumliche Komponente ergänzt werden (Resch et al. 2010, S. 11465). Dies ermöglicht die Nutzung raumzeitlicher Muster zur Detektion von Relationen (Barouni und Moulin 2012, S. 15). Während diesbezügliche Überlegungen bereits länger im Gespräch sind (Peuquet und Duan 1995 sowie Worboys 2005) wurde in den vergangenen Jahren laut Schmidt (2011, S. 694) zwar erkannt, dass die Einbindung des räumlichen Kontexts neue Möglichkeit für ereignisgesteuerte Verarbeitungstechniken liefert. Dennoch werden bis dato die Möglichkeiten von GIS nur in minimalem Ausmaße ausgereizt. Ein Grund dafür könnte unter Umständen in der hohen Heterogenität an räumlichen Problemstellungen und deren individueller regelbasierter Einbindung in *CEP-Systeme* zu finden sein (Schmidt 2011, S. 696).

2.3.2. Online Analytical Processing

Während beim *CEP* eingehende Ereignisse vor deren Speicherung bereits analysiert und verarbeitet werden, wird bei herkömmlichen Methoden des *Data Analytics* wie jenen aus dem Bereich der *Business Intelligence* eine gegensätzliche Strategie verfolgt. Dabei werden Datensätze in einer persistenten Datenbank abgelegt, aus welcher durch Nutzung entsprechender Anfragesprachen gewünschte Informationen abgeleitet werden können (Hedtstück 2017, S. 105).

Zu den Techniken der *Business Intelligence* zählt unter anderem das *Online Analytical Processing* (*OLAP*), bei dem Daten in Form von Datenwürfeln dargestellt werden. Jede Kante eines Würfels, sozusagen jede Dimension, beschreibt ein Kriterium des Datenbestandes (Chen et al. 2008, S. 103). Neben der Möglichkeit zur anschaulichen Darstellung bietet *OLAP* verschiedene Analysefunktionen, zu denen unter anderem *Slice*, *Dice*, *Rotation*, *Drill-Up* sowie *Drill-Down* zählen. Die Operatoren ermöglichen beispielsweise die Extraktion von Teilmengen aus dem Würfel oder die Änderung des Betrachtungskontexts. Im Gegensatz zum *CEP* werden beim *OLAP* vor der Betrachtung vom Bearbeiter Hypothesen aufgestellt, die im Zuge der Durchführung validiert werden. Ein *OLAP-System* trifft keine eigenständigen Entscheidungen (Hedtstück 2017, S. 106–108).

2.3.3. Data Mining

Data Mining wird genau betrachtet nicht zur *Data Analytics* gezählt, da das Erkennen bisher unbekannter Muster und Zusammenhänge zum Ziel der Ereignisverarbeitung zählt. Diesbezüglich ähnelt das *Data Mining* dem *computation oriented CEP*. Im Gegensatz zum CEP-Ansatz bildet beim *Data Mining* meist ein vorhandener Bestand einer Datenbank die Basis (Hedtstück 2017, S. 108). Vorgestellte Technik verwendet in Abhängigkeit des Ziels verschiedene Methodiken. Bei einer deskriptiven Analyse wird ein Verständnis über die Zusammenhänge in einem Ist-Zustand angestrebt, bei den prädiktiven Verfahren wird hingegen versucht zukünftige Entwicklungen vorherzusagen (Hedtstück 2017, S. 108–109). Zur Lösung der Problemstellungen bedient sich *Data Mining* unter anderem Techniken des maschinellen Lernens, wobei lineare Gleichungen, Regeln, Cluster, Graphen, Baumstrukturen und repetitive Muster die Basis bilden (Hand et al. 2007).

2.4. Elektrische Energieversorgungsnetze und deren Entwicklungen

2.4.1. Grundlagen elektrischer Energieversorgungsnetze

Elektrische Energie und deren ständige Verfügbarkeit stellen zwei der wichtigsten Voraussetzungen für unsere moderne Gesellschaft dar (Crastan 2015, S. 3). Grundlage dafür sind elektrische Energiesysteme, die sich aus nachfolgend gelisteten Teilbereichen und deren Aufgaben zusammensetzen. Die Aufzählung samt deren Beschreibung bezieht sich zur Gänze auf Schufft (2007a, S. 23–24), sofern nicht anders angegeben.

- Die **Elektroenergiebereitstellung** erfolgt durch Umwandlung primärer Energieträger von Öl, Gas, Kohle, Wasser, Wind, Geothermie oder der Strahlungsenergie der Sonne. Gegenwärtig setzt sich Strom aus österreichischen Kraftwerken zu 63,2% aus Wasserkraftwerken, 28,1% aus biogenen und fossilen Wärmekraftwerken sowie 8,7% aus erneuerbaren Energiequellen zusammen (E-Control 2017a, S. 28).
- Die **Elektroenergieumformung** betrifft sowohl Umwandlungen zwischen verschiedenen Spannungsebenen als auch zwischen Gleich- und Wechselspannung. Notwendig ist dies aufgrund von Bestrebungen zur Nutzung bestmöglicher Übertragungsverhältnisse sowie zur Sicherstellung einer optimalen Spannungsqualität über das gesamte Versorgungsgebiet. Im Zuge der Umwandlung kommen Transformatoren, Netzkompensationsanlagen und Netzfilter und bei Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragungsanlagen AC/DC-Konverter (AC ... *alternating current* = Wechselspannung, DC ... *direct current* = Gleichspannung) zur Anwendung.

- Die **Elektroenergiespeicherung** ist in großem Umfang derzeit nur bei Nutzung von Pumpspeicherkraftwerken möglich, deren Anteil an der Strombereitstellung österreichweit rund 20% beträgt (E-Control 2017a, S. 28). Jene Kraftwerke sind insbesondere zur Sicherstellung einer ausgewogenen Leistungsbilanz von großer Bedeutung und dienen vorrangig zur Bereitstellung von Spitzenstrom.
- Unter der **Elektroenergieübertragung** wird der Transport elektrischer Energie über weite Strecken verstanden. Dabei kommen überwiegend Netze mit Spannungsebenen von 220 kV sowie 380 kV zur Anwendung, die aufgrund der hohen Spannung größtenteils als Freileitungsnetze ausgeführt sind.
- Die **Elektroenergieverteilung** bezeichnet die Übertragung elektrischer Energie, ausgehend von Umwandlern an Schnittstellen, zu übergeordneten Versorgungsnetzen, hin zu Hausanschlüssen von Verbrauchern. Aufgrund der Spannungsebenen von 110 kV, 30 kV, 20 kV, 10 kV sowie 400 V kommen mittlerweile meist Kabelnetze zum Einsatz.
- Unter der **Elektroenergieanwendung** wird die Umwandlung elektrischer Energie in Nutzenergie beim Endverbraucher verstanden.
- **Elektrische Betriebsmittel** sind sämtliche Bestandteile eines Stromnetzes, die der Umwandlung aus Primärenergie, der Transformation, dem Transport oder der Speicherung dienen. Dazu zählen z.B. Generatoren, Transformatoren, Freileitungen, Erdkabel etc.
- Unter **elektrischen Energieanlagen** werden Betriebsanlagen wie Kraftwerke, Umspannwerke etc. verstanden, die sich aus einer Vielzahl an elektrischen Betriebsmitteln zusammensetzen.
- **Elektrische Netze und Netzverbände** stellen großflächige Konstrukte aus Betriebsmitteln zur Energieübertragung und -verteilung dar.

Um als Verbraucher elektrische Energie zur Verfügung zu haben, bedarf es elektrischer Versorgungsnetze zwischen den Kraftwerken und den Anschlusspunkten der Endverbraucher. Die Netzinfrastrukturen setzen sich dabei aus Erdkabeln und Freileitungen zur Übertragung, aus Transformatoren zur Umwandlung der elektrischen Energie zwischen Netzebenen verschiedener Spannung sowie aus Schaltanlagen als steuernde Elemente zwischen Leitungen und Transformatoren zusammen. Energieversorgungsnetze werden dabei in Abhängigkeit ihrer Funktion in Übertragungs- und Verteilnetze eingeteilt. Des Weiteren werden Übertragungs- und Versorgungsnetze in Abhängigkeit derer Spannung in 7 Netzebenen eingegliedert, wie in nachfolgender Abbildung 8 ersichtlich. Die Netzebenen 1 bis 3 gehören zum Übertragungsnetz, die Ebenen 4 bis 7 zum Versorgungsnetz (Marenbach et al. 2013, S. 343).

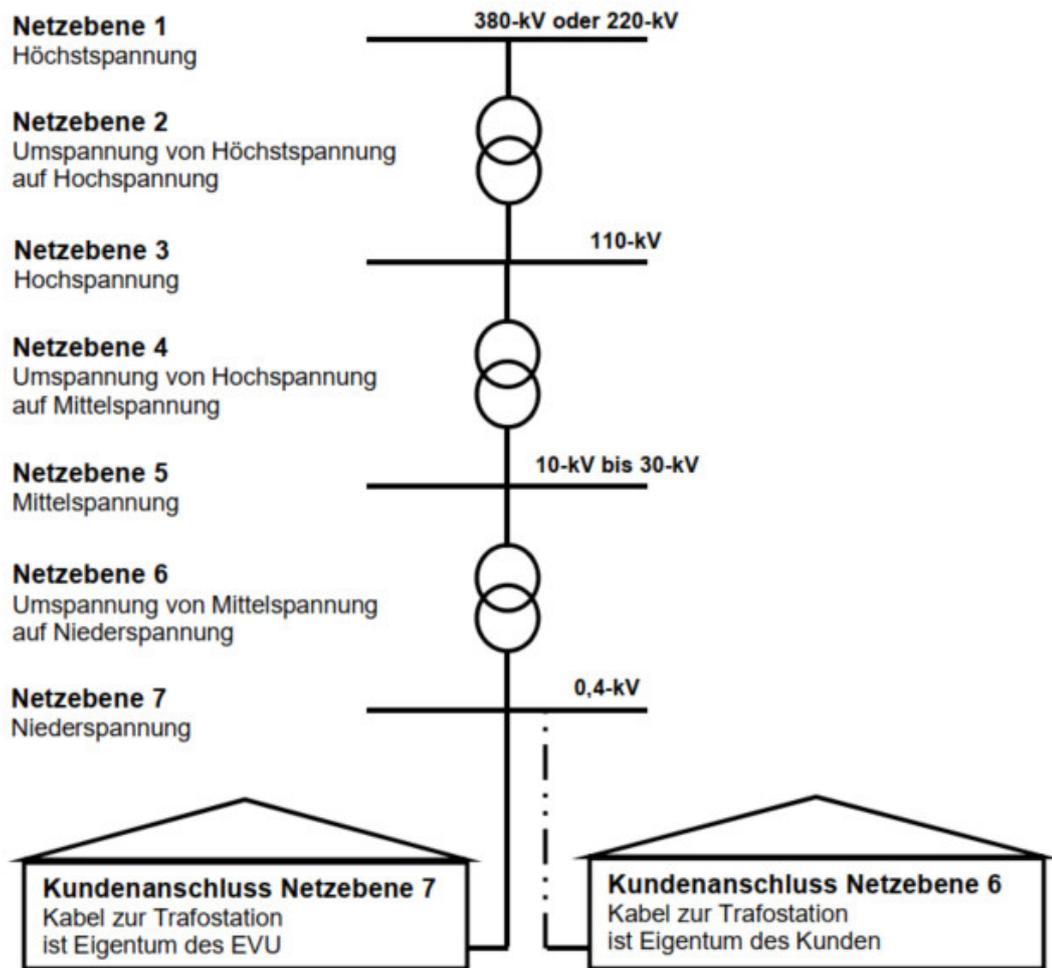


Abbildung 8: Spannungsebenen des elektrischen Übertragungs- und Verteilungsnetzes (Rottmaier 2016, S. 2)

Übertragungsnetze sind zur Koordination von Transport und Erzeugung stets in einen größeren Verbund von Höchst- und Hochspannungsleitungen eingebettet. In Europa existieren infolge der geographischen Rahmenbedingungen mehrere im Regelfall voneinander unabhängige Netze, wobei österreichs Netze im *kontinentaleuropäischen Verbundnetz* (EV) enthalten sind (Schufft 2007a, S. 26 sowie Marenbach et al. 2013, S. 343). Hauptaufgaben der länderübergreifenden Übertragungsnetze sind dabei die Erhöhung der Qualität der Versorgung, die Erhöhung der Zuverlässigkeit durch gegenseitige Hilfsleistungen im Notfall und die Erhöhung der Wirtschaftlichkeit (Crastan 2015, S. 11).

Betriebsmittel elektrischer Übertragungs- und Versorgungsnetze sind stets unterschiedlichen Belastungen ausgesetzt, welche in innere und äußere Beanspruchungen unterschieden werden. Zu den inneren Beanspruchungen zählen wechselnde elektrische Feldstärken durch Betriebs- und Überspannungen, Widerstandserwärmungen, Verlustwärmern sowie magnetische und elektrostatische Kräfte. Die äußeren Belastungen umfassen Blitzentladungen, Sonneneinstrahlungen, Wind- und Eislasten wie auch Lasten durch umgefallene

Bäume o.ä. Aufgrund der Exponiertheit von Freileitungen und der dadurch wirkenden äußeren Belastungen sind die Abschnitte zumeist anfälliger für Störungen als Erdkabel (Schufft 2007b, S. 200).

Die überwiegende Anzahl an Verbrauchern elektrischer Energie bezieht den Strom aus Niederspannungsnetzen, die über Transformatorstationen an ein übergeordnetes Mittelspannungsnetz angeschlossen sind. Mittelspannungsnetze wiederum werden bei Umspannwerken aus Hochspannungsnetzen gespeist (Heuck et al. 2010, S. 82–85). In Abhängigkeit der Spannungsebenen kommen beim Aufbau elektrischer Netze unterschiedliche Netzformen zum Einsatz, siehe dazu Abbildung 9. Netzformen spielen u.a. bei der Berücksichtigung der in Abbildung 19 dargestellten Szenarien eine wichtige Rolle.

- **Strahlennetze** stellen die einfachste Struktur dar, da ausgehend von einem einzigen Einspeiser, z.B. einer Transformatorstation, sämtliche nachfolgenden Punkte versorgt werden. Vom Einspeisepunkt führen entweder direkt strahlenförmig angelegte Leitungen zum Verbraucher oder aber es finden sich Unterstationen zur weiteren Verteilung im Netzkonstrukt (Marenbach et al. 2013, S. 344). Unter dem Begriff Unterstationen werden allgemein Kabelverteilschränke oder Schaltkästen subsumiert. Die Vorteile der Netzform liegen im geringen Leitungsaufwand und bei der einfachen Lokalisierung von Fehlern. Dadurch gestaltet sich der Betrieb einfach, auch bei Erweiterungen notwendige Netzberechnungen sind vergleichsweise mit geringem Aufwand durchführbar (Crastan 2015, S. 370). Von Nachteil ist bei Strahlennetzen der Sachverhalt, dass bei einem Ausfall des Einspeisepunktes oder einer Leitung nahe diesem stets sämtliche Verbraucher eines Stranges betroffen sind. Aufgrund fehlender redundanter Versorgungsmöglichkeiten ergibt sich eine geringe Versorgungsqualität. Strahlennetze finden sich vorrangig im Niederspannungsbereich, d.h. in der Netzebene 7 (Schufft 2007a, S. 26).
- Bei einem **Ringnetz** werden Verbraucher stets von zwei Seiten aus versorgt (Crastan 2015, S. 370). Im Gegensatz zum Strahlennetz kann bei einem Störereignis der betroffene Leitungsabschnitt herausgeschaltet werden, ohne dass es zu einer Versorgungsunterbrechung nachgelagerter Verbraucher kommt. Vorteile ergeben sich dadurch bei der Zuverlässigkeit der Energieversorgung und bei verminderten Leitungsverlusten (Schufft 2007a, S. 27). Nachteilig ist hingegen der erhöhte Aufwand beim Leitungsschutz aufgrund der Kurzschlussströme von beiden Seiten sowie die schwierigere Suche der Fehlerquelle im Anschluss an einen Ausfall. Um von den Vorteilen von Strahlen- und Ringnetzen zu profitieren, werden Ringnetze oft als offene Netze betrieben. D.h., der Schalter mit der Kennzeichnung S in Abbildung 9 b) ist im Normalfall offen und wird nur bei Bedarf händisch geschlossen. Kurze Versorgungs-

unterbrechungen lassen sich dabei nicht vermeiden, dennoch ist jene Methode aufgrund der einfachen Handhabung in Mittelspannungsnetzen, d.h. der Netzebene 5, weit verbreitet (Marenbach et al. 2013, S. 344–345).

- Elektrische Energienetze in Form eines **Maschennetzes** verfügen meist über mehrere Einspeiser, die über eine Vielzahl an Leitungen miteinander in Verbindung stehen (Crastan 2015, S. 371). Daraus ergibt sich eine hohe Redundanz, die sich vorteilig auf die Zuverlässigkeit der Energieversorgung auswirkt. Im Fehlerfall können betroffene Leitungsabschnitte aus dem Netzverbund herausgeschaltet werden, zudem sind geringe Spannungsabfälle und Verluste zu verzeichnen. Nachteile von Maschennetzen sind hohe Kurzschlussströme, welche aufwändige Netzberechnungen und Netzschütze nach sich ziehen (Schufft 2007a, S. 27). Aufgrund der vergleichsweise hohen Kosten werden Maschennetze zumeist nur in Höchst- und Hochspannungsnetzen verwendet (Marenbach et al. 2013, S. 345).

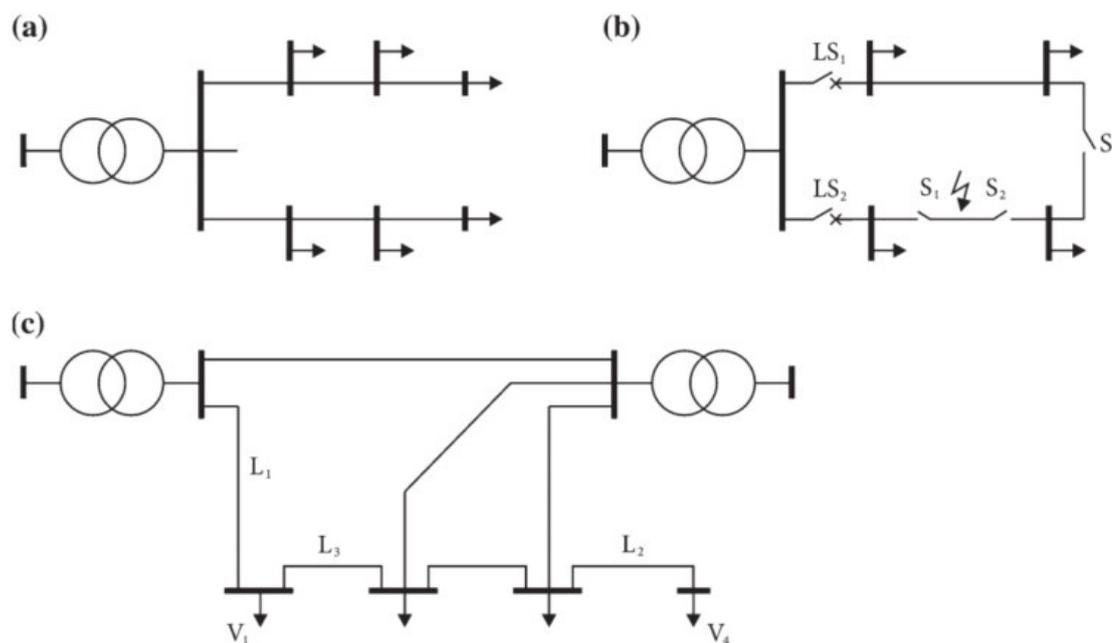


Abbildung 9: Formen elektrischer Energienetze: a) Strahlennetz, b) Ringnetz, c) Maschennetz (verändert nach Marenbach et al. 2013, S. 344)

Zuvor genannte Zuverlässigkeit der Versorgung stellt nur einen der drei gängigen Teilaspekte im Zuge der Qualifizierung und Quantifizierung der Versorgungsqualität dar.

- Die **Versorgungszuverlässigkeit**, umgangssprachlich oft auch als Versorgungssicherheit bezeichnet, beschreibt die Verfügbarkeit bzw. Nichtverfügbarkeit von elektrischer Energie. Die statistischen Größen werden üblicherweise als Zeitspanne (Minuten) pro Beobachtungszeitraum (Jahr) angegeben, in welcher es zu einer Unterbrechung der Versorgung gekommen ist. Als Zuverlässigkeit R wird

demnach die Wahrscheinlichkeit verstanden, mit der ein Betriebsmittel des elektrischen Energieversorgungsnetzes während einer festgelegten Zeitspanne deren Funktion fehlerfrei erfüllt (Schufft 2007a, S. 30). Die mittlere Nichtverfügbarkeit der Stromversorgung in Österreich beträgt laut Angaben der *E-Control* knapp über 20 Minuten pro Jahr (E-Control 2017a, S. 33).

- Die **Spannungsqualität** bezieht sich auf die Einhaltung von Grenzwerten der zur Verfügung gestellten Netzspannung auf verschiedenen Netzebenen. Rahmenbedingungen zu zulässigen Spannungsschwankungen werden vom Gesetzgeber vorgegeben und müssen vom Netzbetreiber eingehalten werden, um einen fehler- und risikolosen Einsatz von Geräten bei Endverbrauchern sicherzustellen (Schufft 2007a, S. 31).
- Die **Servicequalität** ist ein rein kommerzieller Aspekt der Energieversorgung, der die Qualität der vom Netzbetreiber gebotenen Serviceleistungen für Kunden beschreibt. Darunter wird unter anderem die Reaktion auf Störungsmeldungen, auf Reklamationen etc. verstanden (Schufft 2007a, S. 30).

Elektrische Energieversorgungssysteme waren seit deren Beginn vor rund 100 Jahren weltweit stets als vertikal organisierte Systeme in Betrieb, deren Betreiber meist eine Monopolstellung auf dem lokalen Markt hatten (Crastan 2018, S. 146). Im Falle von Europa beispielsweise infolge eines Binnenmarktabkommens innerhalb der Europäischen Union werden seit Beginn des gegenwärtigen Jahrhunderts jedoch Liberalisierungen des Strommarktes angestrebt (European Commission 2006). Hintergrund der Bestrebungen ist zum einen die Sicherstellung der Wettbewerbsfähigkeit europäischer Betriebe gegenüber Unternehmen aus den USA oder aus Japan sowie eines fairen Wettbewerbes innerhalb der EU. Zum anderen auch die Stärkung und Erhöhung der Sicherheit und Qualität der Energieversorgung. Neben der Aufgliederung vertikal organisierter Unternehmen führten Liberalisierungsschritte auch zur Gewährleistung eines Netzzugangs für Dritte, zu einem zunehmenden Ausmaß an grenzüberschreitendem Energiehandel und zu vermehrten Kontrollmöglichkeiten seitens des Gesetzgebers (E-Control 2011a, S. 4–5). Durch den Netzzugang für Dritte sowie einen zunehmenden offenen Handel hat sich in den vergangenen Jahren bzw. wird sich in den nächsten Jahren auch die Systemstruktur immer mehr von einem zentral hin zu einem dezentral organisierten Netz entwickeln. Neben den Auswirkungen der Liberalisierung sind dafür insbesondere auch Anlagen der regenerativen Energieerzeugung auf kleiner Basis ausschlaggebend, welche durch die Marktöffnung an ein öffentliches Nieder- oder Mittelspannungsnetz angeschlossen sind (E-Control 2017b, S. 13). Wie bei Photovoltaikanlagen von Einfamilienhäusern mitunter der Fall, können überschüssige Erzeugnisse, die nicht zur Deckung des Eigenbedarfes notwendig sind, in das Stromnetz des

Betreibers eingespeist werden (E-Control 2011a). Die Dezentralität ergibt sich infolge dessen dahingehend, dass elektrischer Strom nicht wie bei einer zentralen Organisation des Energiesystems auf einer der höchsten Netzebenen eingespeist wird und in niedrigeren Ebenen lediglich entnommen wird, sondern auch auf niedrigen Netzebenen wie der Ebene 7 sowohl Netzeinspeisungen wie auch -entnahmen die Regel sind.

Aufgrund der Tatsache, dass elektrische Energie außer in Pumpspeicherkraftwerken in größeren Mengen nicht gespeichert werden kann, muss das Angebot seitens des Kraftwerks- und Netzbetreibers stets der Nachfrage der Kunden entsprechen. Dies führt zur Notwendigkeit einer ausgeglichenen Leistungsbilanz. Der Bedarf an elektrischer Energie wird allgemein in Lastkurven, auch Lastprofilen, beschrieben – siehe dazu Abbildung 10. Üblicherweise ist die Nachfrage in der Nacht geringer als am Tag, wobei täglich ein bis zwei Maxima existieren (Schufft 2007a, S. 28).

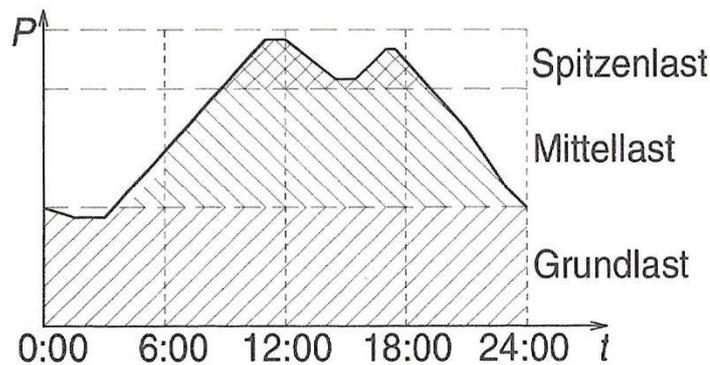


Abbildung 10: Standardisiertes Lastprofil für einen Tag (Schufft 2007a, S. 28)

Die Lasten werden in drei Stufen eingeteilt. Die **Grundlast** ist über den gesamten Tag nahezu konstant und wird im Normalfall durch Kraftwerke abgedeckt, deren In- oder Außerbetriebnahme nicht ohne weiteres möglich ist bzw. sehr lange Zeit in Anspruch nimmt. Dazu zählen Laufkraftwerke, Braunkohlekraftwerke sowie Atomkraftwerke. Unter der **Mittellast** als zweite Ebene des Lastprofils wird der voraussehbare, im Tagesverlauf schwankende Bedarf verstanden, der vorrangig von Gas-und-Dampf-Kraftwerken abgedeckt wird. Die **Spitzenlast** als Differenz zwischen der durch die Grund- und Mittellast zur Verfügung stehenden Leistung und den stochastisch schwankenden Nachfragemaxima wird durch Kraftwerke abgedeckt, die innerhalb sehr kurzer Zeitspannen elektrische Energie in das Netz einspeisen können. Dazu zählen Gasturbinen- und Pumpspeicherkraftwerke. Nachteilig beim Einsatz von Spitzenlastkraftwerken ist der teils mäßige Wirkungsgrad im Vergleich zu Anlagen zur Abdeckung der Grund- und Mittellast (Schufft 2007a, S. 28).

2.4.2. Smart Grid

Infolge stetig wachsender Anteile der dezentralen Energieerzeugung sowie des Ausbaus der Nutzung erneuerbarer Energieträger ergibt sich zur Sicherstellung einer angemessenen Versorgungsqualität die Notwendigkeit des vermehrten Informationsaustausches zwischen sämtlichen Teilbereichen der elektrischen Energieversorgung. Dahingehende Bestrebungen führen zum Aufbau von sogenannten *Smart Grids* - zu Deutsch intelligenten Stromnetzen (Crastan 2018, S. 208). Analog zu gestellten Überlegungen werden *Smart Grids* allgemein als elektrische Energienetze definiert, die „durch ein abgestimmtes Management mittels zeitnaher und bidirektionaler Kommunikation zwischen Netzkomponenten, Erzeugern, Speichern [und] Verbrauchern einen energie- und kosteneffizienten Systembetrieb für zukünftige Anforderungen unterstützen“ (Smart Grids Austria 2016). Eine schematische Darstellung der Aussage findet sich in Abbildung 11. Demzufolge existiert neben dem Stromnetz ein Kommunikationsnetzwerk, das sowohl zentrale Erzeuger, verteilte Erzeuger, Verbraucher/*Prosumer* wie auch Speicher miteinbezieht.

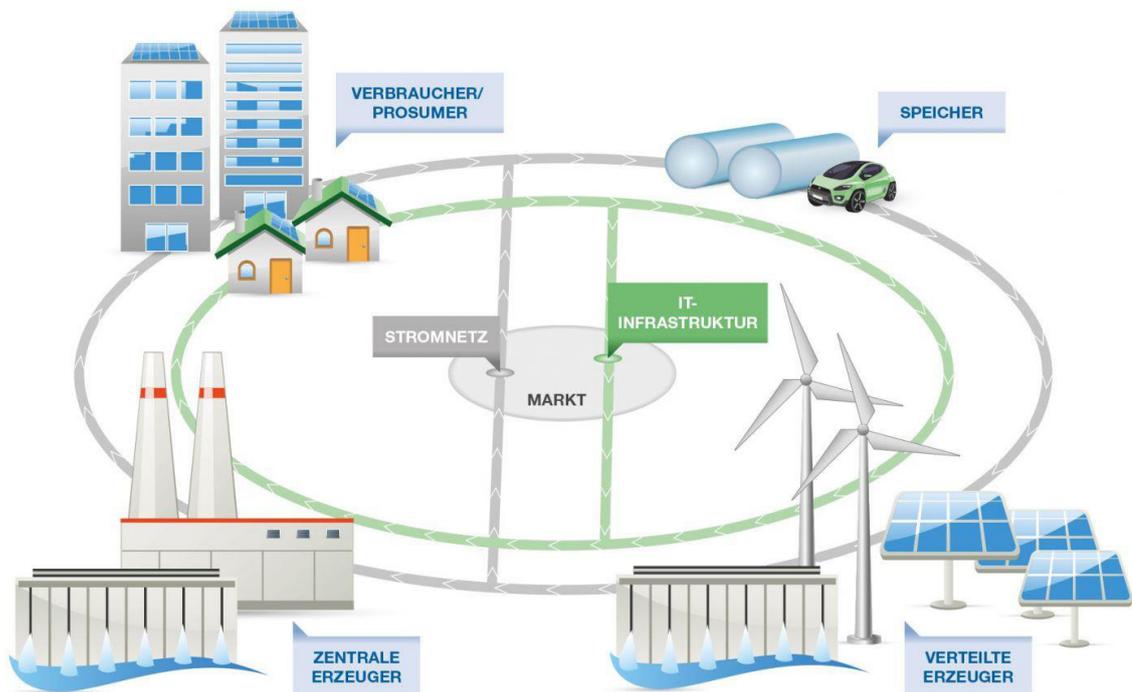


Abbildung 11: Aufbau und Integration eines Smart Grids im Umfeld eines herkömmlichen elektrischen Energieversorgungsnetzes (Smart Grids Austria 2016)

Als Treiber für die Entstehung intelligenter Stromnetze können folgende Bereiche identifiziert werden. Sämtliche Angaben beziehen sich auf Meehan (2013b, S. 223), sofern nicht anders vermerkt.

- **Reduktion von Treibhausgasen**
Die Weiterentwicklung von herkömmlichen Versorgungsnetzen hin zu *Smart Grids* kann Bestrebungen zur Reduktion von Treibhausgasen dahingehend unterstützen, dass Spitzenlasten reduziert werden, die normalerweise von Kraftwerken mit erheblichen Einflüssen auf die Umwelt und geringen Wirkungsgraden abgedeckt werden.
- **Bewusste kundenseitige Verbrauchsanpassungen infolge von Preisschwankungen**
Ein kundenseitiges Verständnis über den schwankenden Preis der Energiebereitstellung und schwankenden Umweltauswirkungen infolge des Einsatzes verschiedener Kraftwerkstypen kann unter Umständen zu einer bewussten Reduktion der Verbrauchsmengen beitragen. Insbesondere ist dies bei Weitergabe der Preisschwankungen in Form von dynamischen Stromtarifen zu erwarten (Bundesministerium für Verkehr, Innovation und Technologie 2016, S. 7). Neben den positiven umwelttechnischen Auswirkungen wird auf eine Bewusstseinsbildung von Endkunden hinsichtlich eines sparsamen und ressourcenschonenden Einsatzes elektrischer Energie abgezielt.
- **Einbindung von erneuerbaren Energiequellen**
Erneuerbare Energiequellen wie Wind und Sonne bringen das Problem mit sich, dass diese zeitlich nicht konstant zur Verfügung stehen und zusätzlich räumlich unregelmäßig verteilt sind. Angesichts stetig steigender Anteile jener Energieformen im Strommix bedarf es intelligenter Netzstrukturen und -systeme, um trotz entstehender Schwankungen bei gleichbleibendem Bedarf die Stabilität eines Energienetzes gewährleisten zu können. Eine flexiblere Gestaltung der Nutzung zeitlicher und räumlicher Energiebereitsteller ist notwendig (Fuchs 2017, S. 20–21).
- **Verbessertes Management von Ausfällen und dadurch erhöhte Zuverlässigkeit**
Aufgrund der Installation verschiedenster Sensoren in diversen Abschnitten eines Energieversorgungssystems stehen bei Störungsereignissen wichtige Informationen zeitnah bereit, die eine (teil-) automatisierte Behebung ermöglichen bzw. zu einem zielgerichteten Management im Katastrophenfall beitragen. Diesbezüglich hat sich im Fachbereich der Terminus des *self-healing grids* (selbstheilendes Netz) entwickelt, der auf die Möglichkeiten einer automatisierten Behebung von Fehlern im elektrischen Versorgungsnetz Bezug nimmt (Farhangi 2010, S. 19).

- Einbindung neuer Technologien

Smart Grids können mit einer Vielzahl an neuen Technologien interagieren und in gewünschten Fällen eine kontrollierende bzw. steuernde Rolle übernehmen. Wichtige Bereiche betreffen elektrische Fahrzeuge, Mikrogrids oder auch Stromspeicher.

Wie in Abbildung 11 dargestellt bedarf es zur Informationsübermittlung der peripheren Geräte an eine zentrale Datenbank des Netzbetreibers des Aufbaus einer Kommunikations- bzw. IT-Infrastruktur. Diese dient zur Vernetzung einer Vielzahl an räumlich verteilten Elementen eines intelligenten Stromnetzes, worunter neben intelligenten Stromzählern bei Endverbrauchern auch Generatoren, Transformatorstationen und Energiespeicher zählen (Güngör et al. 2013, S. 28). Um genannte Anforderungen an ein intelligentes Stromnetz sicherstellen zu können, muss die Kommunikation zwischen den Zählern und der IT-Infrastruktur stets einen Informationsaustausch in beide Richtungen ermöglichen, d.h. eine zwei-Wege-Kommunikation (Baimel et al. 2016, S. 2). Aufgrund erheblicher Einflüsse lokaler Gegebenheiten hat sich bis dato keine Kommunikationsform zur Datenübertragung durchgesetzt (Güngör et al. 2011, S. 530). Zum Einsatz kommen bisher abhängig der zu überbrückenden Distanz *ZigBee*, *Wireless Local Area Networks*, zelluläre Netzwerke und PLC (Baimel et al. 2016, S. 2–4). Aufgrund deren Relevanz für den praktischen Teil vorliegender Arbeit werden im Folgenden lediglich die PLC-Technologie sowie zelluläre Netzwerke näher vorgestellt. PLC nutzt zur Datenübertragung das elektrische Energieversorgungsnetz, wobei durch das Hinzufügen eines modulierten Trägersignals eine Datenübertragung von mehreren Megabit pro Sekunde möglich ist (Lerch 2016, S. 654–655). Die Vorteile der PLC-Technologie liegen insbesondere darin begründet, dass durch die Nutzung einer bestehenden Infrastruktur die Installationskosten vergleichsweise gering sind. Von Nachteil sind hingegen technische Restriktionen, die sich aufgrund der Modulation auf ein bestehendes Übertragungsnetz samt einhergehender Interferenzen sowie deren Topologie ergeben. So ist die maximal überbrückbare Distanz mittels PLC beschränkt, da es einhergehend mit zunehmender Länge einer Leitung zu einem Qualitätsverlust des modulierten Signals kommt (Güngör et al. 2011, S. 532–533). Aufgrund der Art der Übertragung ergeben sich des Weiteren sicherheitstechnische Bedenken (Paruchuri et al. 2008). Bestehende zelluläre Netzwerke wie das Mobilfunknetz eignen sich zur Datenübertragung zwischen abgelegenen Verbrauchszählern bzw. *Gateways* und zentralen Datenbanken (Güngör et al. 2011, S. 531). Größter Vorteil der Anwendung von Mobilfunknetzen liegt wie auch im Falle der PLC bei der bereits vorhandenen Infrastruktur (Baimel et al. 2016, S. 4). Von Nachteil ist der Sachverhalt, dass eine Infrastruktur einer meist externen Firma gemeinsam mit anderen Kunden genutzt werden muss, woraus sich neben etwaigen Problemen der Versorgungssicherheit auch erhöhte Kosten durch die Abhängigkeit von externen Partnern ergeben können (Güngör et al. 2011, S. 532). Ein

heutzutage gängiger Aufbau einer *Smart Grid* – Kommunikationsinfrastruktur nutzt PLC zur Übertragung der *Smart Meter* Informationen zu einem *Gateway*, von wo aus die gesammelten Daten mittels des Mobilfunknetzes an die zentrale Datenbank übermittelt werden (Depuru et al. 2011, S. 2738).

2.4.3. Smart Meter

Zum Aufbau intelligenter Versorgungsnetze bedarf es zwingend Geräte, welche kontinuierlich und zeitnah Informationen über den Stromverbrauch des Endverbrauchers an den Erzeuger übermitteln (Bundesministerium für Verkehr, Innovation und Technologie 2014, S. 23). Die als *Smart Meter* bezeichneten intelligenten, digitalen Stromzähler zeichnen viertelstündlich die Stromverbrauchsdaten auf und übermitteln diese in gesammelter Form einmal pro Tag an eine zentrale Datenbank des Netzbetreibers (E-Control 2011b). Österreichweite Basis für die Einführung intelligenter Stromzähler bildet die *Intelligente Messgeräte-Einführungsverordnung*, die den Netzbetreibern die Rahmenbedingungen vorschreibt. Jene Konditionen umfassen notwendige Funktionalitäten eingesetzter Geräte, Typen und Ausmaße einzusetzender Übertragungstechniken, einzuhaltende Datenschutzrichtlinien sowie Anforderungen an eine kundenfreundliche zur Verfügung Stellung jeweiliger Verbrauchsinformationen (Bundesministerium für Wirtschaft, Familie und Jugend 2012 sowie E-Control 2012). Der Gesetzgeber verspricht sich durch die Ablöse der alten herkömmlichen *Ferraris-Zähler* (Jagstaidt et al. 2011, S. 314) eine erhöhte Transparenz für den Kunden und in Folge dessen ein effizienterer Einsatz zur Verfügung stehender Ressourcen (Flath et al. 2012, S. 34). Eine von der *E-Control* in Auftrag gegebene Studie zur Analyse der Kosten-Nutzen einer österreichweiten Einführung von *Smart Metern* ergab im Jahr 2010 einen gesamtwirtschaftlichen Nutzen zwischen 291 und 556 Millionen Euro durch die Einführung von *Smart Metering* (PwC Österreich 2010, S. 8).

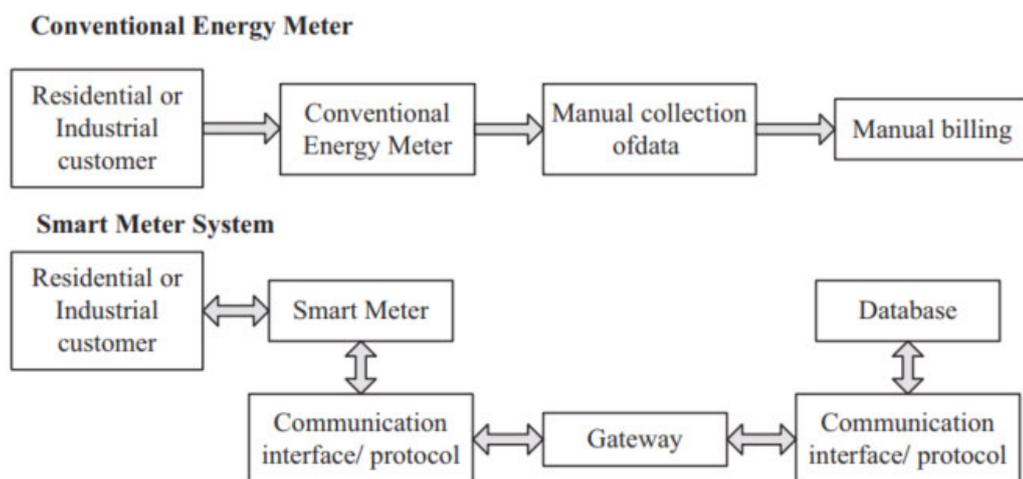


Abbildung 12: Systemarchitektur konventioneller Stromablesung im Vergleich zur Ablesung mit intelligenten Stromzählern (Depuru et al. 2011, S. 2737)

Selbstverständlich ergeben sich dadurch Vor- und Nachteile sowohl für Endverbraucher wie auch für die Betreiber elektrischer Energienetze. Für den Verbraucher werden als Vorteile unter anderem der gegebene Einblick in das eigene Verbrauchsverhalten sowie in Folge einer Kombination mit *Smart-Home-Systemen* resultierende Möglichkeiten zur Identifizierung von verbrauchsintensiven (Haushalts-) Geräten genannt (PwC Österreich 2010, S. 9). Ebenso erübrigt sich für den Verbraucher die Notwendigkeit einer Ablesung durch eine externe Person oder die eigenständige Übermittlung der Verbrauchsdaten, wie auch in Abbildung 12 illustriert. Nachteilig wird von Kritikerseite der Bereich des Datenschutzes gesehen, wonach durch eine Übermittlung genauer Verbrauchswerte auf Tagesgewohnheiten geschlossen werden könnte (Bundesministerium für Verkehr, Innovation und Technologie 2014, S. 147). Diesbezüglich werden vom Gesetzgeber strenge Auflagen hinsichtlich der erlaubten Genauigkeit übermittelter Daten und deren nachfolgenden Nutzung vorgegeben. Zudem besteht die Möglichkeit eines sogenannten *Opt-Out* für Kunden (Bundesministerium für Wissenschaft, Forschung und Wirtschaft 2017). Als Vorteile für Netzbetreiber werden von Faruqi et al. (2010) unter anderem geringere Kosten bei der Zählerablesung, bessere Möglichkeiten zur Netzsteuerung sowie die Möglichkeit des raschen Reagierens auf und Erkennens von unvorhergesehenen Situationen genannt. Ebenso können Fernab- bzw. Einschaltungen durchgeführt werden, was zu einer erheblichen Einsparung an Arbeitszeit beitragen kann. Demgegenüber stehen die Kosten der Anschaffung der Geräte und des Austausches, die für österreichische Netzbetreiber laut PwC Österreich (2010) im Gesamten bei rund 704 bis 846 Millionen Euro liegen. Intelligente Stromzähler können abseits des Sektors der elektrischen Energieversorgung auch bei der Gas-, Wasser- und Fernwärmeversorgung zur automatischen Ablesung von Verbrauchswerten angewandt werden.

2.4.4. Advanced Metering Infrastructure

Unter einer *Advanced Metering Infrastructure* (AMI) wird die Kombination von *Smart Metern*, dem Datenmanagement, dem Kommunikationsnetzwerk und den auf den akquirierten Daten aufbauenden Applikationen verstanden. AMI-Systeme dienen somit der Messung, Speicherung und Verarbeitung von durch *Smart Meter* sowie zugehörigen Geräten übertragenen Verbrauchswerte und weiteren Informationen (Meehan 2013b, S. 224).

2.5. Anwendungen von Geoinformationssystemen in (Energie-) Versorgungsunternehmen

Um die Herausforderungen im Energiesektor angesichts steigender Bedarfe, zunehmender Urbanisierung und fluktuierender Stromerzeugung infolge wachsenden Anteils regenerativer Energieträger bewältigen zu können, bedarf es innovativer Technologien – dazu zählen auch GI-Systeme (Meehan et al. 2012, S. 887). GI-Systeme bieten keine direkten Lösungen für genannte und weitere Probleme, sie machen es lediglich einfacher den räumlichen Kontext eines Problems zu verstehen (Meehan 2013a, S. 2). Neben genannten Schwierigkeiten äußeren Einflusses existieren auch zahlreiche Herausforderungen innerhalb von EVU, wie eine zunehmende Alterung der Betriebsmittel oder aufgrund der demographischen Situation ein in kommenden Jahren absehbarer Abgang erfahrener Arbeitskräfte (Meehan et al. 2012, S. 888). Oft haben auch diese Herausforderungen einen räumlichen Kontext inne. Z.B. im Falle dessen, dass ein Arbeitnehmer genaue Kenntnisse über ein Energieversorgungsnetz sowie den Schwachstellen besitzt, dieser jedoch kurz vor seiner Pensionierung steht.

Herausforderungen in Versorgungsunternehmen, welche ein GIS zu lösen vermag, können grob in vier Kategorien eingeteilt werden, wie in Abbildung 13 dargestellt.

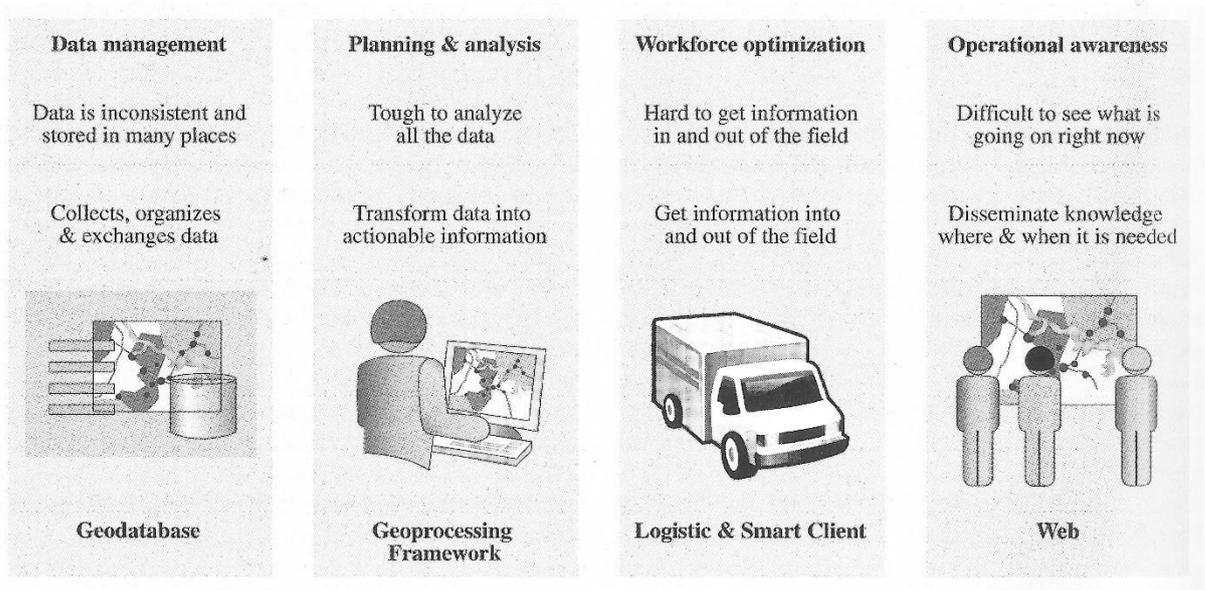


Abbildung 13: Kategorien von GIS-relevanten Aufgabenstellungen in Versorgungsunternehmen (Meehan et al. 2012, S. 890)

Sämtlichen Punkten zugrunde liegt stets das Bestreben nach einer Minimierung von Risikofaktoren für den Betrieb eines (Energie-) Versorgungsunternehmens. Nachfolgende Ausführung beziehen sich auf Meehan et al. (2012, S. 889–893), sofern nicht anders angegeben.

- Die Fähigkeit Geographischer Informationssysteme zur **Datenhaltung** ermöglicht Unternehmen ein einfaches Management von Betriebsmitteln wie Stromzählern, Leitungen, Masten, Transformatorstationen, Umspannwerken und Fahrzeugen wie auch des eigenen Personals. Herkömmliche Wege der Datenhaltung sind oft historisch über viele Jahrzehnte gewachsen - unter anderem auch die Verteilung von Informationen innerhalb eines Unternehmens (Meyers 2005). Mit zunehmender Weiterentwicklung sind des Öfteren digitale Insellösungen entstanden, resultierend in Redundanzen, Ungenauigkeiten sowie Inkonsistenzen. GI-Systeme können in deren Funktion als Datenbankmanagementsysteme zur Beseitigung jener Schwierigkeiten maßgeblich beitragen.
- **Analysen** dienen der Bestimmung bestmöglicher Standorte für den Neubau oder den Austausch der eigenen Infrastruktur unter Berücksichtigung externer raumplanerischer und umwelttechnischer Faktoren. Ebenso können während des Betriebs einer Versorgungsinfrastruktur wichtige Fragen nur dann beantwortet werden, wenn neben physikalischen Beziehungen auch räumliche Korrelationen berücksichtigt werden. Insbesondere von Interesse sind Auswertungen auf Basis des Versorgungsnetzes, die nach- oder vorgelagerte Betriebsmittel, betroffene Anlagen oder auch Leitungsabschnitte identifizieren können (Meyers 2005, S. 812–813).
- Web-basierte GI-Systeme ermöglichen eine **Optimierung von Außendiensttätigkeiten** durch einen effizienteren Einsatz des Personals und festgelegter Prozessabläufe. Während bei Instandhaltungs- und Kontrollarbeiten an Betriebsmitteln bisher meist analoge Formulare zur Anwendung gekommen sind, ermöglicht die Kombination räumlicher Informationssysteme mit Komponenten einer Instandhaltungssoftware die digitale Abarbeitung erforderlicher Schritte. Dies trägt maßgeblich zu einer geringeren Fehleranfälligkeit sowie einem schnelleren Ablauf der Prozesskette durch automatisierte Übertragungen in zentrale Datenbestände bei. Zudem kann mittels Routenoptimierungen der Arbeitskräfte eine Steigerung der Produktivität erreicht werden.
- Anschauliche kartographische Visualisierungen gegenwärtiger Problemstellungen ermöglichen ein gesteigertes **betriebliches Bewusstsein**. Dies wird insbesondere in Zusammenhang mit kritischen Situationen als relevant angesehen. So können beispielsweise auf Basis historischer Ereignisse und räumlicher Kontextinformationen unzuverlässige Betriebsmittel in einem Versorgungsnetz identifiziert und gegen grobe Umwelteinflüsse abgesichert werden. Ebenso ist es mit Echtzeitdaten möglich, aktuelle Umstände in einem Versorgungsnetz zu visualisieren und Entscheidern darzulegen.

Der Betrieb eines Energieversorgungsnetzes stellt aber nur eine von vielen Aufgabenstellungen im Zuständigkeitsbereich von Versorgungsunternehmen dar. Für einen Überblick über relevante Bereiche bietet sich die Betrachtung der Wertschöpfungskette in Abbildung 14 an, wobei stets die vier vorhin beschriebenen Anwendungskategorien tragend werden.

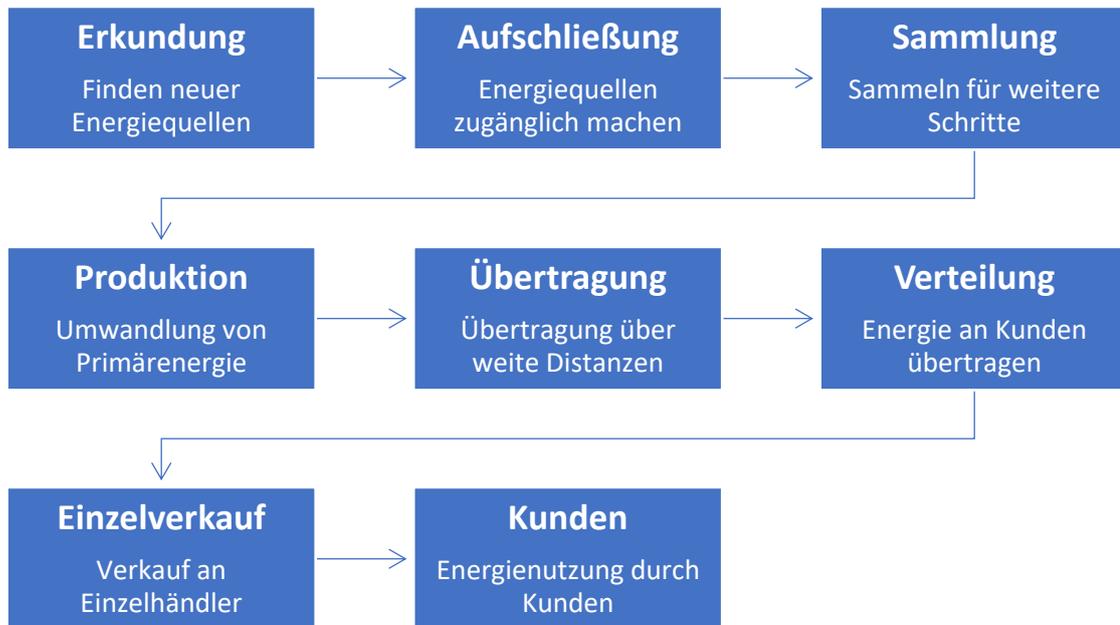


Abbildung 14: Wertschöpfungskette eines EVU (verändert nach Meehan et al. 2012, S. 899)

In jedem der angeführten Bereiche können Geoinformationen gewinnbringend genutzt werden (Meehan et al. 2012, S. 899–909).

- Im Zuge der **Erkundung** gilt es bis dato unbekannte Orte mit Potentialen an Öl, Gas, Windkraft, Solar, Geothermie, Uranium, Wasserkraft oder anderen Energiequellen zu finden. GI-Systeme unterstützen den Prozess durch die räumliche Analyse externer Daten wie beispielsweise geologischer Karten oder hydrologischer und klimatologischer Messungen. Dadurch können potentielle Standorte identifiziert und kartographisch visualisiert werden.
- Werden Orte mit ungenutzten Energiequellen gefunden, müssen diese im Rahmen der **Aufschließung** nutzbar gemacht werden. Geoinformationssysteme können unter anderem zur Planung einer optimalen räumlichen Verteilung von Windrädern eingesetzt werden.
- Oft Bedarf es anschließend der **Sammlung** von Energiequellen, wie im Falle der Wasserkraft durch Druckrohrleitungen. Von der Planung involvierter Betriebsmittel bis zu deren Betrieb werden GI-Systeme produktiv eingesetzt.

- Der Abschnitt der **Produktion** in der Wertschöpfungskette der Energiegewinnung wird maßgeblich durch den Standort eines Kraftwerks, einer Raffinerie etc. bestimmt. Die Kombination einer Mehrzahl an räumlichen Daten führt zu bestmöglichen Entscheidungen beim Entstehungsprozess.
- Die räumliche Verteilung erschlossener Energiequellen entspricht zumeist nicht der des Energieverbrauches, weshalb eine **Übertragung** über teils weite Distanzen notwendig ist. Im Bereich der Elektroenergie kommen dabei Höchst- und Hochspannungsleitungen zum Einsatz. Aufgrund deren überwiegender Ausführung als Freileitungsnetze sind sie erhöhten Umweltgefahren wie Blitzschlägen, umgefallenen Bäumen, Schneelasten etc. ausgesetzt. Das Finden der besten Trassenführung in Anbetracht raumplanerischer Vorgaben, Umwelteinschränkungen und natürlichen topographischen Gegebenheiten kann mit GI-Systemen vergleichsweise einfach bewältigt werden. Auch beim Betrieb sind räumliche Merkmale entscheidend, so z.B. beim Erkennen gefährdeter Teilabschnitte oder bei generellen Instandhaltungsmaßnahmen. Jener und nachfolgender Punkt sind speziell für Netzbetreiber von besonderer Bedeutung und werden daher auch im praktischen Teil der Arbeit aufgegriffen.
- Netze zur **Verteilung** von Energie sind meist weit verstreut und bestehen aus unzähligen Betriebsmitteln. Neben technischen Gebrechen stellen insbesondere menschliche Fehler beim Betrieb ein Risiko dar - so beispielsweise im Falle von Bauarbeiten externer Firmen. GI-Systeme ermöglichen (teil-) automatisierte Leitungsauskunftssysteme, um versehentliche Kappungen von Leitungen weitestgehend zu vermeiden. Infolge netzwerktechnischer Analysen können bei technischen Gebrechen fehlerhafte Bauteile identifiziert werden, was maßgeblich zu einer möglichst unterbrechungsfreien Versorgung beiträgt.
- Zum **Verkauf** der Energie an Einzelhändler sind neben den Versorgungs- und Verteilungsleitungen auch Übergabestellen notwendig, so z.B. bei an ein (Gas-) Verteilungsnetz angeschlossenen Tankstellen. Deren Position kann in Abhängigkeit vorherrschender Bedingungen mit räumlichen Informationen optimiert werden.
- Im Segment der **Kunden** werden Geoinformationssysteme von EVU zu Marketingzwecken, im Kundenservice sowie zur Verbrauchsabwicklung angewandt.

2.6. Synergiepotentiale von IoT und GIS in (Energie-) Versorgungsunternehmen

Im historischen Kontext betrachtet zeigt sich, dass GI-Systeme zu Beginn oft nur zur kartographischen Darstellung von Standorten technischer Betriebsmittel Verwendung fanden, wobei händisch gezeichnete Planwerke technischer Zeichner als Vorbild herangezogen wurden. Zeitlich einhergehend mit der Weiterentwicklung von GI-Systemen hin zu komplexen Analysewerkzeugen und dynamischen Plattformen, die die Einbindung diverser Informationen unterschiedlichsten Ursprungs erlauben, wurden zunehmend auch Geräte in Betriebsmitteln verbaut, die Informationen über aktuelle und vergangene Status zur Verfügung stellen (Meehan 2013a). In Anfängen teils über Funknetze verbunden hat sich in den letzten Jahren zunehmend das Internet als Kommunikationsinfrastruktur etabliert (Meehan 2016). Der Anwendung von Geräten des IoT sind aufgrund geringer Preise und simpler werdender Handhabung immer öfters keine oder nur geringe Grenzen gesetzt (GSM Association 2017, S. 3). Auch im Bereich von (Energie-) Versorgungsunternehmen haben Betreiber das Potential der vernetzten Sensoren erkannt und setzen diesbezügliche Systeme zum eigenen Nutzen ein.

Nachfolgende Beispiele zur Erläuterung stellen dabei selbstverständlich lediglich eine Auswahl vorhandener Systeme dar. Sensoren können bei Systemen der Fernwärmeleitung zur Sicherstellung gewünschter Temperaturen, Drucksensoren bei der Kontrolle von Wasser- oder Gasleitungen sowie Erschütterungssensoren bei der Beobachtung von Maschinenbauteilen eines Kraftwerks eingesetzt werden (u.a. ESRI 2017, Baird 2011, Verma et al. 2018). Dies ermöglicht u.a. die Erstellung einer Historie, auf Basis derer Vorhersagen hinsichtlich möglicherweise eintreffender Ereignisse erstellt werden können (Baird 2011, S. 35). Im Kontext der Thematik vorliegender Arbeit wird in Artikeln, Gesprächen und Vorträgen zu den Potentialen des Internets der Dinge in EVU meist auf intelligente Zähler Bezug genommen. Mögliche übertragene Daten beinhalten dabei neben Informationen zum Betriebsstatus auch die Übertragung von Verbrauchswerten in entsprechend konfigurierter zeitlicher Auflösung (Parikh und Nielsen 2009, S. 2). Gemein sind sämtlichen Anwendungsszenarien meist die großen Mengen an zu prozessierenden Daten, deren Verarbeitung, obgleich steigender Rechenkapazitäten, oftmals große Schwierigkeiten mit sich bringt (ESRI 2009, S. 5–6).

Die Vorteile von IoT-Systemen liegen für (Energie-) Versorgungsunternehmen vorrangig in der Verbesserung von Prozessen der Entscheidungsfindung in unterschiedlichsten Bereichen, wobei dafür aber stets passende Analysewerkzeuge zur Verarbeitung der übertragenen Daten benötigt werden (Meehan 2016). Insbesondere bei Versorgungsunternehmen haben IoT-Daten meist einen räumlichen Bezug, da sie von einem Betriebsmittelstandort gesendet werden (Meehan 2013a, S. 25). An diesem Punkt kommt die geographische

Informationsverarbeitung ins Spiel, welche aus der Synergie eigener Funktionen mit IoT-Geräten Informationen mit zusätzlichem Nutzen generiert.

„If the Internet is the information highway, then geographic information system (GIS) enterprise asset management and advanced metering infrastructure are the expressways to the future for utilities to transform data into intelligence [...]” (Baird 2011, S. 34)

Demzufolge bietet insbesondere die Kombination von GI-Systemen und Systemen zur Betriebsmittelverwaltung bzw. der AMI die Möglichkeit der Beantwortung komplexer Problemstellungen eines Betriebs (Baird 2011, S. 34). Nichtsdestotrotz sind Synergiepotentiale in weitaus mehr Bereichen der Wertschöpfungskette eines Versorgungsunternehmens zu finden.

- Bei der **Sammlung** von Energiequellen können Sensoren z.B. bei Zuläufen zu Speicherseen angebracht werden, die Daten über die Menge des Zuflusses registrieren. Auch bei Nutzung von Photovoltaikanlagen ist es möglich Sensoren zur Übermittlung aktueller Erzeugungswerte einzusetzen (GSM Association 2017, S. 5). Ungeachtet der betrachteten Energieressource wird dabei stets eine bessere Planbarkeit und Entscheidungsfindung über den Einsatz angestrebt, die angesichts von fluktuierenden Erzeugnissen insbesondere bei erneuerbaren Energiequellen zur Sicherstellung der Stabilität eines Energieversorgungssystems bzw. -netzes von Nöten sind (ESRI 2009).
- Im Bereich der **Übertragung** und **Verteilung** von Energie können GI-Systeme zur Planung, zum Betrieb und gegebenenfalls zur Störungsbehebung Anwendung finden. Verfügen Betriebsmittel über Sensoren samt zugehöriger Kommunikationsinfrastruktur, so können diese als Bestandteile in einem IoT betrachtet werden – im Bereich von EVU oft in Form eines *Smart Grids* ausgeprägt (Parikh und Nielsen 2009, S. 1). Gerade im Bereich intelligenter Netze liegen die Synergiepotentiale von IoT und GIS. So ermöglicht die Einbindung von Echtzeitdaten in räumliche Systeme beispielsweise die Erfassung von aktuellen Zuständen in einem Versorgungsnetz. Auf Basis grundlegender Funktionalitäten von GI-Systemen bei der Inventarisierung sämtlicher Komponenten eines (elektrischen) Energieverteilungsnetzes können somit auftretenden Herausforderungen bewältigt werden (ESRI 2009, S. 3–4). Bis dato etablierte Systeme in Wirtschaft und Verwaltung reichen dabei von Produkten zur Erfassung von anormalen Status bis hin zu Systemen, die eine „Selbstheilung“ eines gestörten Versorgungsnetzes durch automatisierte Rekonfigurationen in Form von Schaltänderungen etc. erzielen (Parikh und Nielsen 2009, S. 2). Selbstheilende Systeme versuchen somit nach einer Störung möglichst viele Kunden ohne

menschliches Einwirken wieder zu versorgen, um die Ausfallzeit und die Anzahl an betroffenen Kundenanlagen zu minimieren. Auch im Bereich der Prävention von Störungen können GI-Systeme zu Lösungen beitragen. So z.B. bei der Detektion von kritischen Transformatorstationen, die aufgrund hoher Lasten eine höhere Ausfallgefährdung aufweisen (ESRI 2009).

Durch Einbindung von Echtzeitdaten infolge Messungen von IoT-Geräten ergeben sich für geographische Informationsbestände neue Herausforderungen. Oft müssen diese zuerst entsprechend adaptiert und transformiert werden, um Analysen mit Echtzeitdaten zu ermöglichen (ESRI 2009, S. 3–4). Räumlich-statische Datenbestände bilden dabei oft die Basis für weiterführende Systeme (Parikh und Nielsen 2009, S. 1). Diese müssen nicht nur visuell die Netzstruktur eines Versorgungsunternehmens abbilden, auch die Abbildung topologischer Beziehungen ist für im Bereich der Netzverfolgung eingesetzter geometrischer Netzwerke von essentieller Bedeutung (Bogdanović et al.). Speziell bei (teil-) automatisierten Systemen im Bereich der Störungserfassung bedarf es dabei zumeist Daten überdurchschnittlicher Qualität. Bereits eine falsch verbundene Leitung, eine fehlende offene Trennstelle kann zu gänzlich anderen Ergebnissen führen (ESRI 2009). Aber auch von anderer Seite aus betrachtet können GI-Systeme von IoT-Lösungen profitieren. So z.B. durch die Identifikation und anschließende Korrektur von falsch abgebildeten Schaltzuständen in einem geometrischen Netzwerk (Luan et al. 2013).

3. Systeme zur Detektion von Störungen in (Energie-) Versorgungsnetzen

Die Versorgungszuverlässigkeit wird allgemein als Gradmesser für die Qualität elektrischer EVU betrachtet. Dieser und andere wirtschaftlichen Aspekte sind Hauptgründe dafür, dass eine Großzahl an personellen, finanziellen und organisatorischen Ressourcen für die Sicherstellung einer störungsfreien Stromversorgung zur Verfügung gestellt werden. Kommt es trotz umfangreicher Instandhaltungsplanungen und anderen präventiven Maßnahmen zu Versorgungsunterbrechungen, so kommen Ausfallmanagementsysteme (im anglo-amerikanischen Sprachraum als *Outage Management Systeme*, kurz OMS bekannt) zum Einsatz, die folgende Ziele zum Zwecke einer raschen Wiederversorgung verfolgen (ESRI 2009, S. 3 sowie Güngör et al. 2013, S. 34–35):

- Eruierung und Visualisierung des Ausmaßes einer Störung: Zum einen visuell in Form von schematischen oder geographischen Planwerken, zum anderen attributiv anhand der Anzahl an betroffenen Umspannwerken und deren Abzweigen, Transformatorstationen, Kundenanlagen, Hausanschlüsse etc.
- Eruierung des Ursprungs einer Störung: Bestmögliche Einschränkung des Standorts des Betriebsmittels, welches für die Störung verantwortlich zu sein scheint. Eine diesbezügliche Information hilft den Technikern des Störungsdienstes bei einer raschen Entstörung, da gezielt zum Ursprung des Problems gefahren werden kann und nicht zuerst eine Suche nach dem Ursprung anlaufen muss.
- Archivierung von historischen Störungen: Speicherung von aktuellen sowie vergangenen Störungen in räumlichen und attributiven Belangen, u.a. um nachträglich Analysen betroffener Netzbestandteile durchführen und Bereiche mit fehleranfälligen Betriebsmitteln identifizieren zu können.
- Verteilung von Arbeitsausgaben zur Störungsbehebung an unterschiedliche Teams in Abhängigkeit der vorhandenen personellen Ressourcen und Überprüfung bereits durchgeführter Schritte
- Benachrichtigung über und Speicherung des Zeitpunkts der Wiederversorgung zum Zwecke nachträglicher statistischer Analysen

Auf Basis der vorhandenen Technologien zur Eruierung von Versorgungsunterbrechungen gibt es verschiedene Arten von OMS, die von manuell zu steuernden Programmen bis hin zu vollautomatisierten Systemlösungen reichen.

3.1. Anrufbasierte Ausfallmanagementsysteme

Herkömmliche OMS basieren auf Telefonanrufen von Kunden, die sich über eine unterbrochene Stromversorgung beschweren. Jene Anrufe werden mittels manueller Zuweisung zu vorhandenen Datensätzen bzw. Adressen durch einen Bearbeiter lokalisiert. Unter Nutzung von oft nur schematischen Netzwerkmodellen werden dann betroffene Gebiete mittels etablierter Analysewerkzeuge eruiert (ESRI 2009, S. 3). Nachteilig wirkt sich bei den Systemen der Sachverhalt aus, dass Störungen lediglich auf Basis kundenseitiger Beschwerden detektiert und analysiert werden können. Oft ist dies mit einer erheblichen Zeitverzögerung verbunden, zudem können aufgrund netztopologischer Sachverhalte valide Aussagen über das Ausmaß oder den Ursprung einer Störung teils erst nach etlichen Anrufern getroffen werden.

3.2. Supervisory Control and Data Acquisition Systeme

Supervisory Control and Data Acquisition Systeme (SCADA-Systeme) nutzen bereits Technologien und Bestandteile von Systemen, die automatisiert Informationen zur Verfügung stellen. Entgegen vollständig auf IoT-Sensoren basierenden Systemen steht für die Analyse von Versorgungsunterbrechungen jedoch nur eine geringe Anzahl an Sensoren zur Verfügung, die automatisiert über den Status eines Netzwerks berichten (ESRI 2009, S. 3). Dabei werden Stellglieder eines Versorgungsnetzes überwacht und (teils) gesteuert sowie von Sensoren akquirierte Messwerte aufgezeichnet. Die Sensoren befinden sich zumeist an kritischen Stellen einer Versorgungsinfrastruktur wie etwa bei Abzweigen in Umspannwerken oder Schwerpunktstationen im ländlichen Raum in Form von Fernmeldeeinrichtungen. SCADA-Systeme ermöglichen somit einen groben Überblick über die Status aktueller Prozesse in der Energieversorgung und bieten teils zudem die Funktion, bei Bedarf gezielte Steuerungen an Netzbestandteilen vorzunehmen (Crastan und Westermann 2012, S. 505).

3.3. Internet of Things basierte Systeme

Entgegen der Vorgehensweise bei anrufbasierten Ausfallmanagement-Systemen benötigen IoT-basierte Systeme keinen Input in Form kundenseitiger Meldungen. Vielmehr werden sämtliche eingehende Ereignisse von Betriebsmitteln wie Schalt- und Kommunikationsgeräten verarbeitet, die durch Abweichungen vom Normalzustand eines Systems ausgelöst werden. Genutzte Geräte verfügen dabei über einen Energiespeicher in Form eines Akkus, welcher auch nach einem Stromausfall das Senden einer letzten Alarmnachricht, im englischen als *Last Gasp Message* bezeichnet (*Last Gasp* kann in die deutsche Sprache als letzter Atemzug übersetzt werden), ermöglicht (Sioshansi 2012, S. 266). Damit wird sichergestellt, dass keine

essentiellen Ereignisse verloren gehen können (Crastan und Westermann 2012, S. 523). Durch die Übertragung von Störungsereignissen in Echtzeit werden Analysen unmittelbar nach Eintreffen der Ereignisse in einer Verarbeitungssoftware möglich (Srinivasagopalan et al. 2012, S. 272). Jene Prozessierung bedarf meist Programme, die speziell auf die Anforderungen von IoT-basierten Ereignissen ausgerichtet sind. Insbesondere betrifft dies die Verarbeitung von großen Datenmengen sowie die Sicherstellung einer geringen zeitlichen Verzögerung auch bei aufwändigen (räumlichen) Analysen (Nourjou und Hashemipour 2017). Eine diesbezügliche Architektur der Störungserfassung findet sich auch bei dem im praktischen Teil vorgestellten System wieder. Wie von Tram (2008, S. 2) beschrieben kann das Systemdesign eines IoT-basierten OMS dabei grob in folgende Schritte gegliedert werden:

1. Sensor erkennt den Ausfall und übermittelt eine Ausfallmeldung, die neben einer einzigartigen attributiven Kennzeichnung auch einen Zeitstempel enthält.
2. AMI-Netzwerk empfängt die Ausfallmeldung und leitet diese über ein Zwischenprogramm (oft ein Messdatenmanagementsystem MDM) an eine zentrale Datenbank bzw. Schnittstelle weiter. Zur Informationsübermittlung ist eine aufrechte Energieversorgung der Kommunikationsinfrastruktur notwendig.
3. MDM filtert die Ausfallmeldungen nach Relevanz und fügt bei Bedarf notwendige Attribute aus externen Datenbeständen bei.
4. Das OMS empfängt die Störungsmeldungen bzw. greift über eine vorhandene Schnittstelle darauf zu. Diese werden anschließend unter Zuhilfenahme von Grundlagendaten in attributiver oder räumlicher Ausprägung des Versorgungsnetzes auf Zusammenhänge geprüft und hinsichtlich gewünschter Parameter analysiert.
5. Applikation oder Website stellt die Störungsereignisse attributiv und/oder graphisch für die Benutzer zur Verfügung.

4. Praktische Umsetzung einer Störungserfassung

Der praktische Teil der vorliegenden Arbeit wurde in Kooperation mit der *Vorarlberger Energienetze GmbH*, einem Tochterunternehmen des Konzerns *Illwerke VKW AG*, durchgeführt. Aufgrund der Kooperation wurden bei der Umsetzung firmeninterne Informationen miteinbezogen, deren Veröffentlichung nicht gewünscht ist. Nachfolgende Beschreibung der praktischen Umsetzung eines IoT-basierten Störungserfassungssystems im elektrischen Energieversorgungsbereich beschränkt sich daher weitestgehend auf die Ideen und Abläufe des Systems, beinhaltet jedoch keine detaillierten Informationen zur Umsetzung in Form von Codeausschnitten oder datenbanktechnischen Schemata. Zudem werden Ausschnitte der resultierenden Webplattform verpixelt dargestellt.

4.1. Idee und Nutzen eines Störungserfassungssystems basierend auf IoT-Sensoren

Einhergehend mit der Installation gesetzlich vorgeschriebener intelligenter Stromzähler wird eine zur Übertragung erfasster Daten in die zentrale Datenbank des Energieversorgers notwendige Kommunikationsinfrastruktur aufgebaut. Dabei kommen – analog zu Funkmasten im Mobilfunkbereich – auch bei *Smart Metern* Zwischenstationen bei der Datenübermittlung zum Einsatz. In Trafostationen oder Kabelverteilschränken befinden sich zu diesem Zwecke zukünftig sogenannte *Gateways*. Im Gegensatz zu intelligenten Stromzählern verfügen diese über interne Akkus, weshalb auch nach Beginn einer Versorgungsunterbrechung noch Alarme versendet werden können. Erstmals können damit Ausmaße eines Störfalles in detailliertester, bis auf einzelne Trafostationen bzw. Schaltkästen aufgelöster Ebene detektiert und dargestellt werden. Die feingranulare Detektion und Analyse ist mit gängigen OMS aufgrund fehlender Sensorik im Versorgungsnetzwerk nicht machbar, wurde in der Vergangenheit von Mitarbeiterinnen und Mitarbeitern der für die Störungsbehebung zuständigen Abteilungen jedoch oft als Wunsch geäußert (Budka et al. 2014, S. 12).

Zudem ermöglichen derartige IoT-basierte Systeme binnen kürzester Zeit das Versenden von Benachrichtigungen über ein Störungsereignis im Mittel- oder Niederspannungsbereich per SMS oder E-Mail. Dies stellt insofern eine Neuerung bzw. einen Vorteil gegenüber bisher gängigen Systemen dar, dass das Versorgungsunternehmen unmittelbar nach einem Ausfall – ungeachtet des Ausmaßes – darüber Bescheid weiß. Dadurch wird u.a. eine raschere Einteilung von Technikern zur Störungsbehebung sowie damit einhergehend eine raschere Behebung eines Störungsereignisses angestrebt und rein technisch und organisatorisch auch möglich. Die Kombination mit Daten des Netzinformationssystems ermöglicht zudem die

Darstellung und Archivierung aktueller, aber auch vergangener Störereignisse in kartographischer bzw. räumlicher Form sowie die Analyse von Störungen hinsichtlich diverser für die Störungsbehebung notwendiger Parameter. Basis dessen sind Prozessketten in GI-Systemen zur Eruierung der Größe eines Ereignisses, der Anzahl betroffener Kundenanlagen und Trafostationen bzw. zeitlicher und räumlicher Abhängigkeiten.

Obig beschriebene Ideen bilden die Basis für das in nachfolgender Abbildung 15 vorgestellte Konzept eines Störungserfassungssystems, die als Modul eines OMS betrachtet werden kann. Die Anwendung gliedert sich in drei Bereiche, welche die Netzwerkgenerierung, die Alarmverarbeitung und die Störungsverarbeitung und Informationsübermittlung umfassen.

Der Teilbereich der Netzwerkgenerierung umfasst die Aufbereitung der Grundlegenden Daten des Netzinformationssystems, die Auskünfte über das Versorgungssystem sowohl in geographischer wie auch schematischer Form enthalten. Aus den Daten wird ein geometrisches Netzwerk abgeleitet, allgemein definiert als Einheit verbundener Kanten und Knoten sowie gewählter Regeln der Konnektivität, welche die topologischen Beziehungen der Realität möglichst exakt im Modell abbilden (ESRI 2018). Ergebnis der wöchentlich sich automatisch wiederholenden Prozedur ist ein Netzwerk, bestehend aus Nieder- und Mittelspannungsleitungen und punktuellen Betriebsmitteln wie Kraftwerken, Umspannwerken, Transformatorstationen, Kabelverteilschränken, Freileitungsmasten oder Hausanschlüssen.

Der Bereich der Alarmverarbeitung wird auf Basis einer *Push*-Benachrichtigung eines externen Systems gestartet und dient der Verarbeitung der *Last Gasp* Meldungen, die Informationen über eine eingetretene Störung beinhalten. Eingehende Benachrichtigungen verfügen über keinen räumlichen Bezug und nur wenige attributive Merkmale, weshalb auf Basis eindeutiger Schlüsselwerte eine Anreicherung mit räumlichen und attributiven Merkmalen durchgeführt wird. Hauptbestandteil der Alarmverarbeitung bildet das CEP, im Zuge dessen aus elementaren Meldungen aggregierte komplexe Ereignisse abgeleitet werden. Basis der Verarbeitung ist das wöchentlich generierte geometrische Netzwerk. Beschriebener Prozessblock wird pro Alarm jeweils einzeln durchgeführt.

Praktische Umsetzung einer Störungserfassung

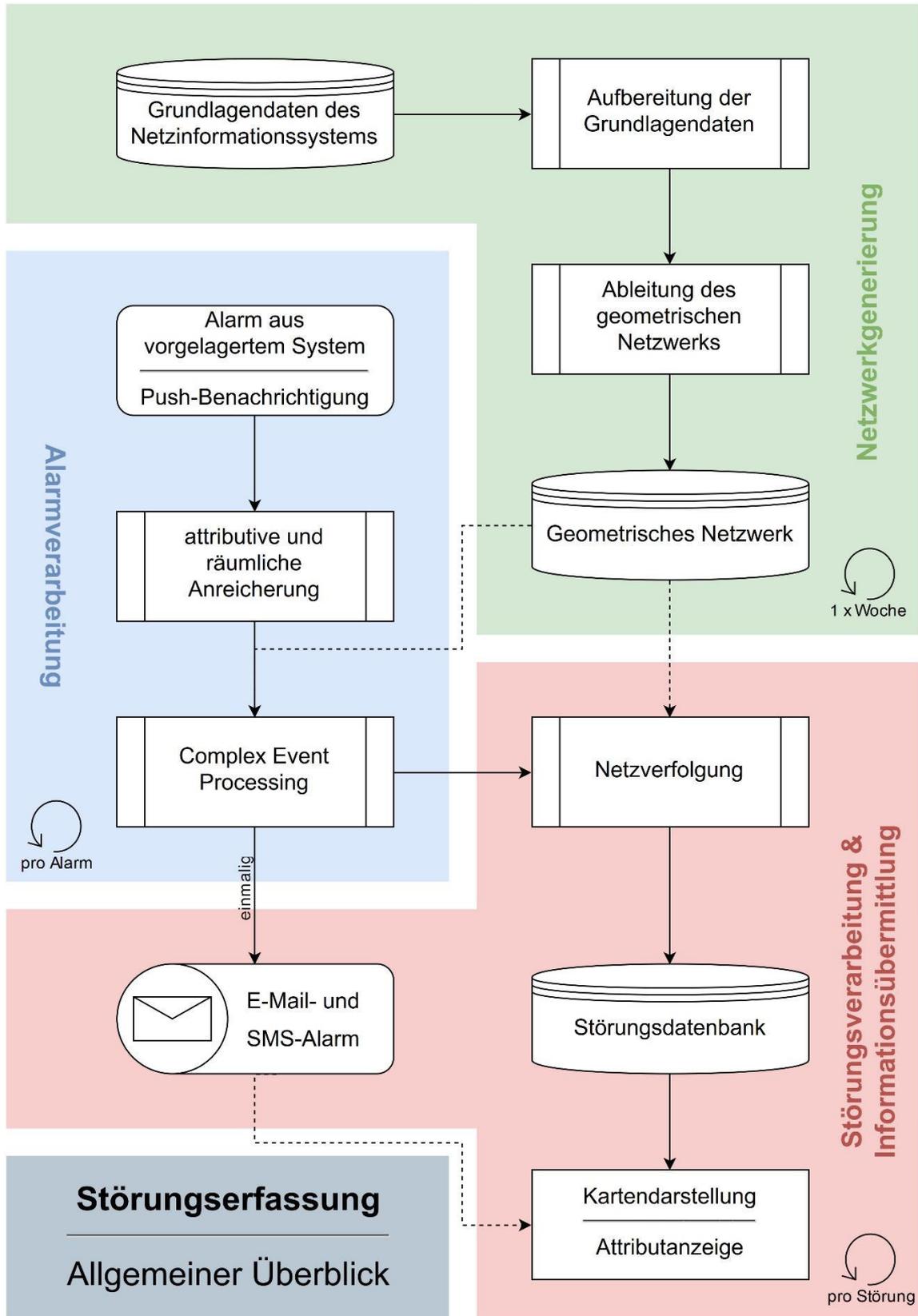


Abbildung 15: Allgemeiner Überblick über das erarbeitete Störungserfassungssystem (eigene Darstellung)

Dritter und letzter Teilbereich der Störungsverarbeitung und Informationsübermittlung wird einmalig für jedes komplexe Ereignis, d.h. für jede auftretende Störung, aufgerufen. Der Schritt umfasst u.a. die Nutzerbenachrichtigung per SMS oder E-Mail unmittelbar nach Eintreten eines Ereignisses sowie die Netzverfolgung. Im Zuge derer werden sämtliche betroffene Betriebsmittel eines Störfalles identifiziert und in einer Datenbank archiviert. Die Daten bilden die Basis für die kartographische und attributive Anzeige aktueller sowie vergangener Stromausfälle.

4.2. Ausgangssituation und Charakteristik des Versorgungsgebietes

Die *Vorarlberger Energienetze GmbH* als Tochterunternehmen der *Illwerke VKW AG* versorgen in 93 Vorarlberger und Allgäuer Gemeinden (Deutschland) rund 200.570 Kundenanlagen. Diese beziehen jährlich rund 2.821,2 Mio. kWh Strom, der über knapp 10.679 km an Leitungen zum Kunden übertragen wird. Davon sind rund 629,6 km als Freileitungen und 10.049,4 km als Erdkabel ausgeführt. Trotz der schwierigen topographischen Situation des Versorgungsgebietes – rund zwei Drittel sind Gebirgsregionen – weisen die Mittel- und Niederspannungsnetze einen vergleichsweise überdurchschnittlich hohen Verkabelungsgrad von 93,1% auf. Zum Versorgungssystem gehören des Weiteren 22 Umspannwerke und 2.082 Trafostationen, die von 3 Betriebsstellen gewartet werden (*Vorarlberger Energienetze GmbH* 2018a). Im Versorgungsgebiet des Unternehmens wird bis Ende 2022 entsprechend der gesetzlichen Vorgabe ein Austausch von 95% der herkömmlichen *Ferraris-Zähler* durch intelligente Stromzähler angestrebt (*Vorarlberger Energienetze GmbH* 2018b). Das bereits begonnene Vorhaben birgt für das Unternehmen sowohl in technischer wie auch logistischer Form eine große Herausforderung, stellt jedoch – wie im Falle vorliegend erstellten Systems – eine wichtige Basis für neue Schritte der Digitalisierung dar.

4.3. Umsetzung I – Netzwerkgenerierung

4.3.1. Aufbereitung der Grundlagendaten

Wie im Rahmen des Kapitels zu den Synergiepotentialen von IoT und GIS in (Energie-) Versorgungsunternehmen beschrieben, wurden GI-Systeme sowie darauf aufbauende Planwerke in der Vergangenheit oft derart konzipiert, dass sie in Form und Inhalt früher existenten handgezeichneten Plänen entsprachen. So werden Inhalte einer Thematik aus Gründen der Übersichtlichkeit auf zwei oder mehrere Planwerke aufgeteilt, so geschehen beispielsweise bei der *Vorarlberger Energienetze GmbH* im Falle von Trennstellen in Nieder-

und Mittelspannungsnetzen. Während die Aufgliederung für die Visualisierung sicherlich die bestmögliche Wahl darstellt, ergeben sich Schwierigkeiten bei der Durchführung (teil-) automatisierter Analysen. Oft bedarf es daher zuerst einer Datentransformation bzw. -adaption, um sämtliche notwendigen Informationen in einem Datenbestand zur Verfügung zu haben. Im vorliegenden Fall werden für die Analysen in geringem Maße generalisierte Dateninstanzen verwendet, in deren zugehörigem Planwerk sämtliche Trennstellen des Niederspannungsbereiches bereits vorhanden sind. Trennstellen des Mittelspannungsbereiches hingegen sind in einem schematischen Planwerk abgebildet, weshalb eine Informationsübernahme aus dem schematischen in das geographische Planwerk notwendig ist. Schwierigkeiten ergeben sich dabei infolge fehlender gemeinsamer Schlüssel bzw. Attribute, welche eine eindeutige Zuordnung ermöglichen würden. Die Übernahme der Informationen bedient sich daher topologischer Beziehungen der von Trennstellen betroffenen Leitungsabschnitte zu punktuellen Betriebsmitteln. Neben dem Zusammenführen der Informationen aus verschiedenen Datensätzen werden auch Prüfungen und automatisierte Korrekturen, die Datenstruktur betreffend, sowie Konnektivität der räumlichen Datensätze durchgeführt, um in nachträglichen Prozessschritten bestmöglich fehlerlose Daten zur Verfügung zu haben.

Zu Beginn der Prozessierung werden die notwendigen Daten von einer *Arc Spatial Database Engine* (ArcSDE) Geodatenbank eingelesen, die unter anderem auch das verwendete relationale DBMS-Speichermodell (*Database Management System*) *Oracle* unterstützt. Anschließend Verarbeitung teilt sich in die Prozessierung der Netzwerkinfrastruktur auf Niederspannungsseite und jener auf Seiten der Mittelspannung auf. Niederspannungsseitig stehen die meisten der notwendigen Informationen bereits im Zielplanwerk zur Verfügung, weshalb nur bereits vorhandene Informationen miteinbezogen werden. Zu Beginn werden graphisch vorhandene offene Trennstellen und Schaltzustandslinien zur Abbildung des realen Schaltzustandes miteinbezogen. Darauffolgend werden Netzwerkbestandteile verarbeitet, die für nachfolgende Schritte wie der automatisierten Feststellung der Fließrichtung im Netzwerk Schwierigkeiten bereiten. Unter anderem betrifft dies doppelte Leitungen zwischen zwei Betriebsmitteln sowie sämtliche andere Strukturen, als Folge derer Schleifen im Netzwerk existieren.

Die Generierung des Netzwerkes bei der Mittelspannung gestaltet sich aufgrund der fehlenden Informationen wesentlich schwieriger. So müssen auf Seiten der schematischen Datensicht, die über die notwendigen Informationen zu den Schaltzuständen verfügt, zu Beginn diverse Prozessierungen vorgenommen werden, welche erst eine Überführung in ein geographisches Planwerk ermöglichen. Die nachfolgende, eigentliche Überführung der Informationen basiert auf Zuordnungen der linienhaften Informationen zu Start- und Endpunkten, an denen eindeutig

identifizierbare punktuelle Betriebsmittel wie Hausanschlüsse, Kabelverteilschränke, Trafostationen oder auch Freileitungsmasten existieren. Zudem werden – wie zuvor auf Seiten der Niederspannung – sämtliche Netzwerkstrukturen entfernt bzw. verändert, die zur Bildung von sogenannten Schleifen führen. Zur Speicherung der Daten in der Datenbank müssen zuerst bestehende *Locks*, die aufgrund des Zugriffs von Plotdiensten existieren, entfernt werden. Die Dienste verfügen über eine Schnittstelle, die das Beenden über die HTTP-Anfragemethode POST ermöglicht. Bei der Aufbereitung der Grundlegendaten kommt ein eigens dafür generiertes *Script*, basierend auf der *Feature Manipulation Engine* (FME) des kanadischen Softwareherstellers *Safe Software*, zum Einsatz. Spezielle Anforderungen bzw. softwaretechnische Restriktionen bedingen zudem die Nutzung mehrerer Dateien der Skriptsprache *Python*, die über vordefinierte *FME-Tools* angesteuert werden.

4.3.2. Ableitung des geometrischen Netzwerks

Nach erfolgreicher Aggregation der Informationen aus den verschiedenen Planwerken wird in einem *Python-Script* unter Anwendung der *Arcpy*-Bibliothek des Softwareherstellers *Environmental Systems Research Institute* (ESRI) ein geometrisches Netzwerk abgeleitet. Dazu wird beim Objektdatensatz, in dem das Netzwerk gespeichert wird, zu Beginn die Versionierung der Daten entfernt, um einen uneingeschränkten Zugriff auf den aktuellsten Stand der Daten in der *Default-Version* zu haben. Die anschließende Erstellung des geometrischen Netzwerks bezieht die räumlichen Repräsentationen der Niederspannungs- und Mittelspannungsleitungen auf Seiten linearer Objekte sowie Umspannwerke, Transformatorstationen, Kabelverteilschränke, Freileitungsmasten und Hausanschlüsse auf Seiten punktueller Betriebsmittel mit ein, wie in Abbildung 16 graphisch erläutert. *Arcpy*-Funktionen erlauben nachfolgend die automatische Verifikation und Korrektur des Netzwerkes, der eine Versionierung der Daten aufgrund der Notwendigkeit für nachfolgende Prozessschritte folgt. Nach Abschluss wird in *Python* die Bestimmung der Fließrichtung auf Basis vorhandener Quellobjekte eingeleitet, die für die Analysen im Zuge der Ereignisverarbeitung notwendig sind. Als Quellobjekte – ident mit den Ausgangspunkten der Energie im Netzwerk – werden Umspannwerke als Bereiche der Umwandlung elektrischer Energie von der Hoch- in die Mittelspannung herangezogen. Zum Abschluss der Netzwerkgenerierung werden die zuvor beendeten Plotdienste wiederum durch HTTP-Anfragen über die POST-Methodik gestartet.



Abbildung 16: Bestandteile des geometrischen Netzwerks (eigene Darstellung)

Der Prozessblock der Netzwerkgenerierung wird, wie bereits beschrieben, einmal wöchentlich zur Sicherstellung eines aktuellen und fehlerfreien Netzwerks ausgeführt. Aufgrund der Notwendigkeit der Beendigung externer Dienste zur Sicherstellung eines uneingeschränkten Datenzugriffs ohne *Locks* wird der Prozess am Wochenende während der Nacht durchgeführt. Im Laufe der Verarbeitung stehen dabei einige Dienste für ca. 15 Minuten nicht zur Verfügung. Sofern es während dieser Zeit zu einem Aufruf besagter Dienste kommt, so werden die Anfragen in einer Warteschleife gespeichert und unmittelbar nach Wiederinbetriebnahme wird der Dienst ausgeführt. Eine ständige Verfügbarkeit des Störungserfassungssystems steht somit in gewissem Maße im Widerspruch zu einem stets aktuellen geometrischen Netzwerk. Angestrebt wird selbstverständlich eine möglichst hohe Verfügbarkeit und eine bestmögliche Aktualität zugrunde liegender Daten. Aufgrund der Änderungsrate von genutzten Datenbeständen wurde unter Absprache mit zukünftigen Nutzern des Störungserfassungssystems ein Aktualisierungsintervall von einer Woche vereinbart.

4.4. Umsetzung II – Alarmverarbeitung

Die Verarbeitung eingehender Alarmer ist an das in Abbildung 7 dargestellte Schema des theoretischen Kapitels angelehnt. Wie in der Literatur vermerkt werden die Bereiche der Filterung, der Aufbereitung, der Mustererkennung unter Zuhilfenahme einer Wissensbasis sowie der Mustergenerierung entsprechend den Anforderungen umgesetzt (Hedtstück 2017, S. 3).

4.4.1. Alarmer aus vorgelagertem System

Kommt es an einem *Gateway* zu einem Stromausfall, so wird vom Gerät eine Ausfallmeldung in Form einer *Last Gasp Message* versendet. Das Senden ist aufgrund von Akkumulatoren bei den Geräten möglich, auch die Weiterleitung der Meldungen bedarf je nach Form der Kommunikation einer funktionierenden Infrastruktur. Dieser Anforderung tragen Akkumulatoren bei Mobilfunkmasten Rechnung. *Gateways* an sich können in Bezug auf die im Rahmen der SWE-Initiative geläufigen Termini als Sensoren betrachtet werden, welche im Verbund räumlich verteilter und miteinander (zumindest in primitiver Form) in Beziehung stehender Geräte ein Sensornetzwerk bilden. Beobachtete Eigenschaft im Rahmen der Prozedur ist das Spannungsniveau am Abzweig bzw. Abgang von Sammelschienen, an dem das Gerät verbaut ist.

Ausfallmeldungen per se sind hierarchisch strukturierte Informationen, die sich der XML bedienen. In vorliegendem Fall wird pro Meldung immer nur ein Ausfall bzw. eine Wiederversorgung übermittelt, auch wenn die Struktur die gleichzeitige Übermittlung mehrerer Meldungen zulassen würde. Versendete Meldungen verfügen über Daten zur Gerätenummer (*deviceNumber*) und zur Seriennummer (*serialNumber*) des *Gateways*, der über ein Vorkommnis informiert. Des Weiteren wird in einem eigenständigen Feld ein Zeitstempel (*timeStamp*) sowie der Typ des Ereignisses (*eventType*) übermittelt. Sofern sich das betroffene *Gateway* in einer Trafostation befindet, wird der Technische Platz von SAP PM (*Systeme, Anwendungen und Produkte in der Datenverarbeitung, Modul Plant Maintenance*) im zugehörigen Feld (*technPI*), bei einem *Gateway* in einem Kabelverteilschrank die entsprechende Equipmentnummer aus SAP (*equNrKvs*) und allgemein auch die Equipmentnummer des informierenden *Gateways* (*eqNrGw*) übertragen. Die Übermittlung der Schlüssel aus SAP PM ermöglicht eine eindeutige Zuordnung der Ausfallmeldungen zu geometrischen Objekten in der relationalen SDE-Objektdatenbank. Vorliegende Struktur entspricht einer proprietären Lösung, die an die Anforderungen und vorhandenen Softwareprodukte bei der Vorarlberger Energienetze GmbH angepasst wurde. Ungeachtet dessen wurden möglichst viele Bestandteile der in Kapitel 2.2.9. beschriebenen EML entnommen.

Versendete Meldungen unterscheiden sich insbesondere infolge des Ursprungs (*Gateway* in Transformatorstation oder Kabelverteilschrank) und des Ereignistyps (Stromausfall oder Wiederversorgung). Eintreffende Ausfallmeldungen haben die Struktur laut Abbildung 17, sofern sich das *Gateway* in einer Transformatorstation befindet.

```
<?xml version="1.0" encoding="UTF-8">
<ImportEvents>
  <Events>
    <Event>
      <deviceNumber>LK00775228</deviceNumber>
      <serialNumber>abc123</serialNumber>
      <timeStamp>2018-10-20 14:12:52</timeStamp>
      <eventType>POWER_FAILURE</eventType>
      <technPI>VKW-04-1200003757</technPI>
      <equNrKvs></eqNrKvs>
      <equNrGw>def456</equNrGw>
    </Event>
  </Events>
</ImportEvents>
```

Abbildung 17: Beispielmeldung infolge eines Ausfalls der Stromversorgung an einer Transformatorstation (eigene Darstellung)

Ist der *Gateway* in einem Kabelverteilschrank verbaut, so entspricht die Ausfallmeldung der in Abbildung 18 abgebildeten Struktur, die sich von in Abbildung 17 dargestelltem Schema infolge der Angabe einer Equipmentnummer anstatt eines technischen Platzes unterscheidet. Hintergrund dessen ist der Sachverhalt, dass Transformatorstationen in SAP PM durch einen technischen Platz, Kabelverteilschränke hingegen durch eine Equipmentnummer eindeutig identifizierbar sind.

```
<?xml version="1.0" encoding="UTF-8">
<ImportEvents>
  <Events>
    <Event>
      <deviceNumber>LK00775228</deviceNumber>
      <serialNumber>abc123</serialNumber>
      <timeStamp></timeStamp>
      <eventType>POWER_FAILURE</eventType>
      <technPI></technPI>
      <eqNrKvs>00000000050025689</eqNrKvs>
      <eqNrGw>def456</eqNrGw>
    </Event>
  </Events>
</ImportEvents>
```

Abbildung 18: Beispielmeldung infolge eines Ausfalls der Stromversorgung an einem Kabelverteilschrank (eigene Darstellung)

Meldungen, welche infolge der Wiederaufnahme der Versorgung versendet werden, bedienen sich identer Strukturen, wobei als Ereignistyp statt einem *POWER_FAILURE* ein *POWER_RESTORED* übermittelt wird. Die Unterscheidung hinsichtlich Transformatorstation und Kabelverteilschrank wird auch bei den Meldungen gewahrt.

4.4.2. Attributive und räumliche Anreicherung

Eingehende Ereignismeldungen stoßen die Ausführung eines *Scripts* in FME an, die zu den übermittelten Informationen räumliche und attributive Merkmale hinzufügt. Vor dessen Ausführung wird in einer eigenen temporären Datei ein Verweis bzw. *Lock* angelegt, der sicherstellen soll, dass lediglich eine Instanz des vorliegenden *Scripts* zeitgleich ausgeführt werden kann. Diese Einschränkung ist aufgrund der Übergabe der zu verarbeitenden Alarmmeldung vom Schritt der Anreicherung an den Schritt der komplexen Ereignisverarbeitung von Nöten. Bei Nichtbeachtung dessen kann es bei zwei in kurzem Zeitraum aufeinanderfolgenden Ereignissen zu einer Verwechslung der Datensätze im Rahmen der Ereignisverarbeitung kommen. Eine Systematik ähnlich der Anwendung von *Locks* gibt es auch bei herkömmlichen *CEP-Engines* in Form eines Präprozessors. Dieser trägt dafür Sorge, dass bei der zeitlichen Auswahl eingehender Ereignisse keine Konflikte auftreten (Hedtstück 2017, S. 23).

Ist die eingehende Meldung vom Typ eines Ausfalls, so wird nach der Anreicherung ein neuer Eintrag in der Störungsdatenbank angelegt. Bei einem Wiederversorgungsereignis wird ein bestehender Eintrag bearbeitet. Neben der attributiven und räumlichen Anreicherung werden in jenem Schritt auch die im Theoriekapitel der EML erwähnten Filterverfahren angewandt, um fehlerhafte oder unrelevante Meldungen von vornherein von weiteren Bearbeitungsschritten auszuschließen.

4.4.3. Complex Event Processing

Der Prozess der komplexen Ereignisverarbeitung (CEP) dient der Aggregation einzelner Alarmmeldungen zu höherwertigen komplexen Vorkommnissen. Ein Störfall betrifft in den meisten Fällen eine Vielzahl von Transformatorstationen oder Kabelverteilschränken, die beim Vorhandensein entsprechender *Gateways* auch jeweils für sich eine Ausfallmeldung an das zentrale System übermitteln. Die Meldungen können aufgrund diverser zeitlicher Abhängigkeiten von der Kommunikationsinfrastruktur bzw. den verwendeten Sensoren eine komplett zufällige Ordnung beim Einlangen im Ausfalldetektionssystem haben, weshalb es einiger Algorithmen zur Detektion eines gemeinsamen Auslösers bedarf. Aufgrund dessen, dass bei der Überprüfung von Gemeinsamkeiten auf räumlich topologische Beziehungen zurückgegriffen wird, spielt des Weiteren die Struktur und Abbildung eines Versorgungsnetzes eine wichtige Rolle bei der Wahl der Detektionsalgorithmen. Insbesondere betrifft dies die hierarchische Reihenfolge von Betriebsmitteln unter Einbezug von Fließrichtungen in einem Versorgungsnetzwerk. Nachfolgende Abbildung 19 legt sämtliche möglichen Szenarien dar, welche bei der Störungsdetektion berücksichtigt werden müssen.

Bei Szenario 1 ist bisher noch keine aktive Störung im System vorhanden, eine eintreffende Alarmmeldung in Form eines Ereignisses führt zur Erstellung eines neuen Störfalles. Bei Szenario 2 hingegen ist bereits ein Störfall im System vermerkt, der sich flussaufwärts der eingehenden Alarmmeldung befindet. In diesem Falle wird die Trafostation, deren Alarmmeldung im Prozessschritt verarbeitet wird, der entsprechenden Störung zugewiesen.

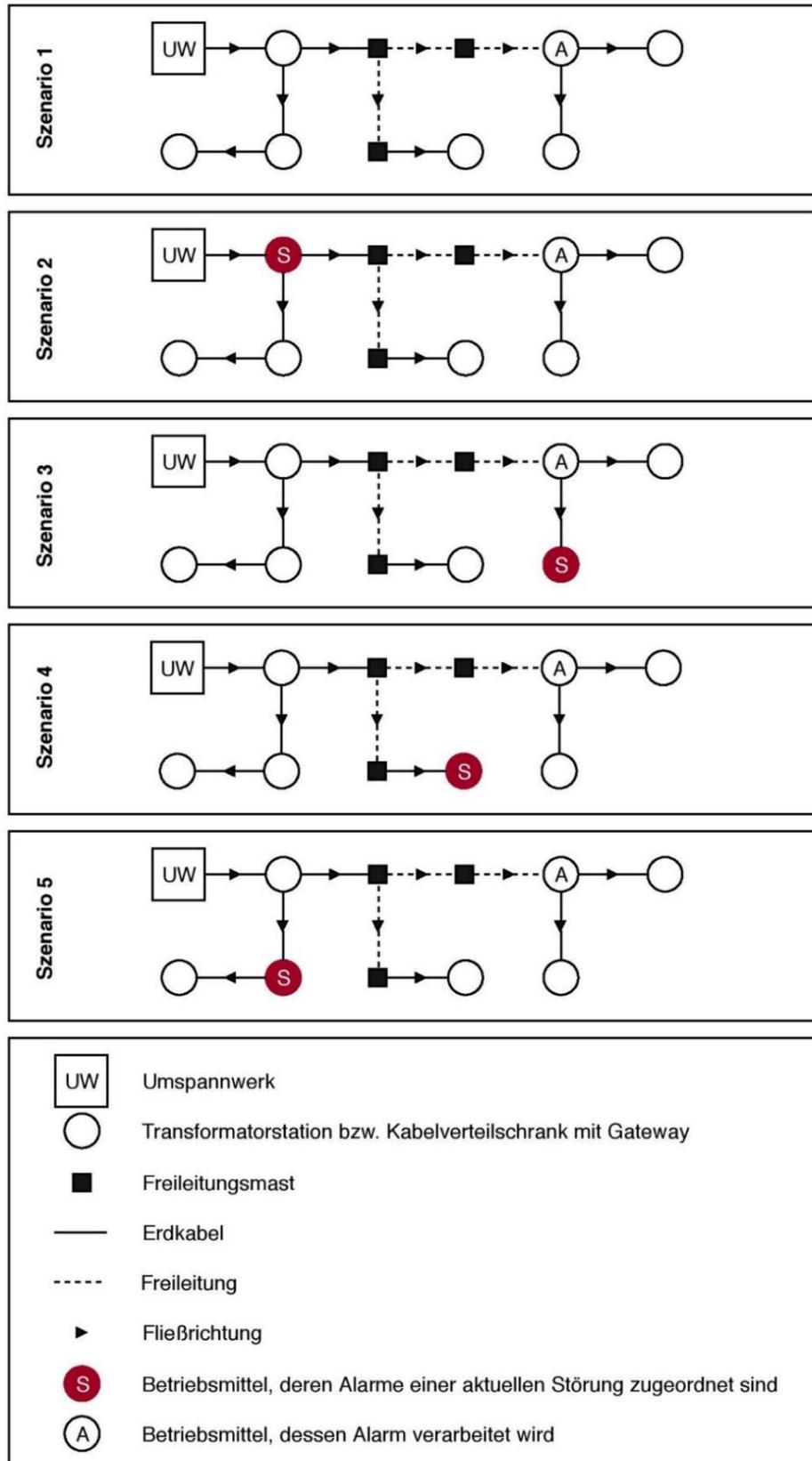


Abbildung 19: Szenarien, welche bei der topologischen Ereignisaggregation relevant sind (eigene Darstellung)

Auch bei Szenario 3 existiert bereits ein Störfall, deren betroffene Transformatorstationen oder Kabelverteilschränke sich flussabwärts der neu eintreffenden Alarmmeldung befinden. Im Falle dessen wird die Alarmmeldung dem entsprechenden Störfall zugewiesen und dieser als neues Ursprungselement für die Netzverfolgung vermerkt. Liegen bei der Verarbeitung wie im Falle des Szenarios 4 Freileitungsabschnitte vor, so kann auch ein Mast den gemeinsamen Ursprung eines Störfalles darstellen. In diesem Falle wird das Betriebsmittel der neu eintreffenden Störung zum bereits existenten Störfall hinzugefügt und der Freileitungsmast als gegenwärtig netztopologisch höchstes Objekt in der Datenbank vermerkt. Liegt wie in Szenario 5 der Fall vor, dass eine eintreffende Alarmmeldung zwar prinzipiell mit einer existenten Störung über das Netzwerk in Verbindung steht und daher ein gemeinsamer Störfall vorliegen kann, Betriebsmittel im Sinne von Umspannwerken, Transformatorstationen, Kabelverteilschränken oder Freileitungsmasten als gemeinsame Ursprungsobjekte aber fehlen, so wird der entsprechende Alarm in eine Warteschleife verschoben. Elemente in der Schleife werden für eine definierte Zeitspanne vorgehalten, während welcher weitere Alarmmeldungen eintreffen und verarbeitet werden können. Unter Umständen trifft während der Wartezeit eine Alarmmeldung eines gemeinsamen in Fließrichtung aufwärts gelegenen Objektes ein, was zur Lösung des Zuordnungsproblems des wartenden Elementes führt. Sofern nach Ablauf der Wartezeit eines Objektes in der Warteschleife kein gemeinsamer Ursprung gefunden werden kann, so wird für dieses Objekt ein neuer Störfall angelegt.

Aufgrund der Komplexität genannter Szenarien und damit einhergehender Anforderungen an anzuwendende Prozeduren wurde in vorliegendem Fall ein Algorithmus auf Basis der Programmiersprache *Python* unter Nutzung diverser Bibliotheken wie z.B. des *Arccpy*-Modules verwendet. Das Ablaufdiagramm in Abbildung 20 gibt einen Überblick über die Abfolge der Prozessschritte bei der Verarbeitung einzelner Ereignisse. Die Ausführung des *Scripts* wird durch ein *Event-Trigger* von Seiten des vorangehenden *FME-Scripts* gestartet. Zuerst meldet sich das *Python-Script* für den Run an und erstellt einen *Lock*, um sicherzugehen, dass keine weitere Instanz des *Scripts* zeitgleich eine Verarbeitung starten kann bzw. gerade damit beschäftigt ist. Anschließend wird das aufgrund eines vom *FME-Script* übergebenen Schlüssels identifizierbare Objekt aus der Datenbank entnommen und der *Lock* vom *FME-Script* entfernt. Die Anwendung von zwei *Locks*, d.h. separaten *Locks* beim *FME-* und *Python-Script*, ermöglicht bei zwei zeitlich in kurzem Abstand aufeinanderfolgenden Störungsmeldungen eine rasche Verarbeitung, da während der Verarbeitung von Alarm 1 im *Python-Script* bereits mit der Verarbeitung von Alarm 2 im *FME-Script* gestartet werden kann.

Praktische Umsetzung einer Störungserfassung

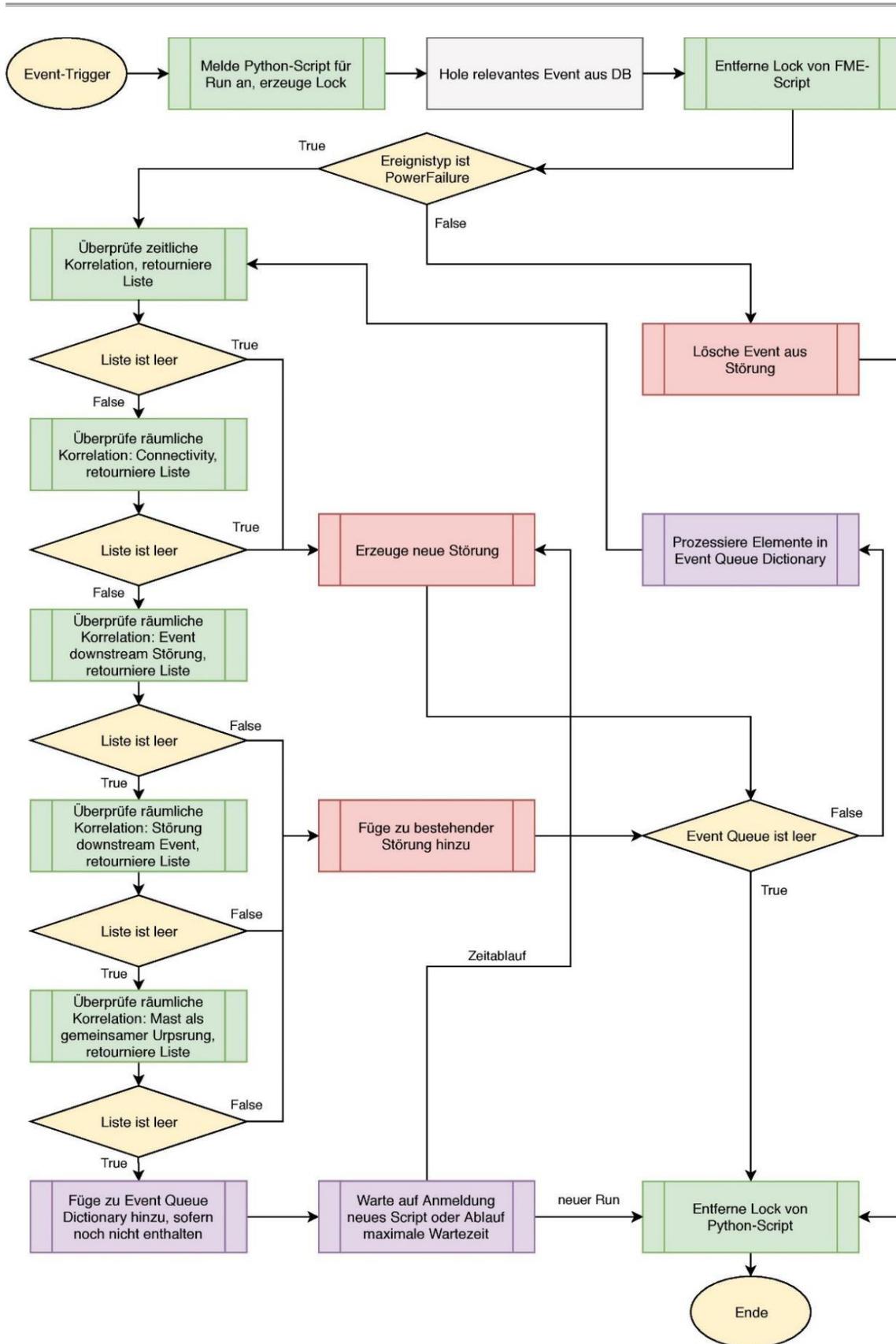


Abbildung 20: Ablaufdiagramm der komplexen Ereignisverarbeitung bzw. Mustererkennung, einem Teilbereich der übergeordneten Alarmverarbeitung (eigene Darstellung)

Nach dem Abschnitt mit den Sperren startet der eigentliche Teil der komplexen Ereignisverarbeitung, bei dessen Beginn zuerst überprüft wird, ob es sich bei vorliegendem Ereignis um eine Stromausfall- oder Wiederversorgungsmeldung handelt. In Abhängigkeit des Ereignistyps werden unterschiedliche Prozesse gestartet.

Handelt es sich beim eingehenden Störungsereignis um eine Ausfallmeldung, so wird überprüft, ob gegenwärtiger Alarm eine zeitliche Korrelation mit bereits bestehenden aktiven Störfällen aufweist. Im Sinne der im Kapitel zur EML erwähnten Methoden wird dabei ein zeitliches Fenster im *sliding*-Modus eingesetzt. Die ausgearbeitete Funktion gibt sämtliche Störungen in Form einer Liste aus, die eine zeitliche Übereinstimmung mit dem eingehenden Alarm aufweisen. Ist die Liste leer, so gibt es keine bereits bestehenden komplexen Ereignisse, zu denen der zu verarbeitende Alarm zugewiesen werden kann. Daraus resultiert die Erstellung einer neuen Störung, d.h., aus dem elementaren Ereignis der Alarmmeldung wird ein komplexes Ereignis einer Störung geformt. Sind Störfälle in der Liste enthalten, so werden im *Python-Script* Überprüfungen hinsichtlich räumlicher Korrelationen gestartet. Zu Beginn wird dabei insbesondere auf die räumliche Konnektivität geachtet, um sicherzustellen, dass ein eingehender Alarm überhaupt über Erdkabel oder Freileitungen mit einer bereits bestehenden Störung in Verbindung steht. Ist dies nicht der Fall, so wird eine neue Störung erstellt, andernfalls werden weitere räumliche Prüfungen gestartet. Zuerst wird vorliegender Fall Szenario 2 in Abbildung 19 überprüft. Ziel dabei ist es herauszufinden, ob die eingehende Alarmmeldung sich in Fließrichtung gesehen stromabwärts einer bereits existenten Störung befindet. Ist dies der Fall, so wird der Alarm zu jener Störung hinzugefügt. Andernfalls werden weitere Prüfungen gestartet, unter anderem zunächst die Überprüfung hinsichtlich Szenario 3. Wobei getestet wird, ob sich der zu verarbeitende Alarm in Fließrichtung gesehen stromaufwärts einer bereits existenten Störung befindet. Falls ja, wird die Alarmmeldung dem komplexen Störfall beigefügt. Andernfalls beginnt die Prüfung dahingehend, ob Szenario 4 in vorliegendem Fall vorliegt, d.h., ein Freileitungsmast als gemeinsamer Ursprung eines Stromausfalles detektiert werden kann. Sofern dies der Fall ist, so werden die bereits existente Störung und der zu verarbeitende Alarm zu einem komplexen Ereignis kombiniert.

Sofern auch diese Überprüfung nicht zum gewünschten Ergebnis führt, so liegt Szenario 5 der Abbildung 19 vor. D.h., es existiert zwar eine zeitliche Korrelation und eine netzwerktopologische Verbindung zwischen dem zu prozessierenden Ereignis und einer bereits existenten Störung, dennoch kann kein Objekt gefunden werden, welches in Fließrichtung stromaufwärts gesehen als gemeinsamer Ursprung identifiziert werden kann. Dennoch gehört die Alarmmeldung mitunter zu einem existenten Störfall und es kann lediglich deshalb keine Relation hergestellt werden, weil andere betroffene Betriebsmittel noch keine Alarme gesendet haben bzw. diese noch nicht verarbeitet wurden. Aufgrund dessen wird die

vorliegende Alarmmeldung einer *Event Queue Dictionary* hinzugefügt, die einer Warteliste für Alarme entspricht. Nach dem Hinzufügen sind zwei Prozesse für die weitere Verarbeitung von Interesse. Meldet sich eine neue Alarmmeldung für die Verarbeitung an, so wird die Wartezeit beendet und die Verarbeitung des neuen Alarms mit nachfolgender Abarbeitung der Warteliste beginnt. Meldet sich keine neue Alarmmeldung und eine vom Programmierer bestimmte Wartezeit ist abgelaufen, so wird aus der sich in der Warteschleife befindlichen Alarmmeldung ein neuer komplexer Störfall erstellt. Ungeachtet dessen, ob ein eingehender Alarm einer bereits bestehenden Störung beigefügt wird oder Auslöser für die Erstellung eines neuen komplexen Ereignisses ist, wird nach dessen Abarbeitung stets die *Event Queue Dictionary* auf deren Inhalt überprüft. Für wartende Alarmereignisse ergibt sich nach jeder erfolgten Prozedur eine andere zeitliche und topologisch räumliche Landschaft bereits bestehender Störfälle, weshalb bis dato nicht zuordenbare Ereignisse nach Bearbeitung anderer Alarme mitunter zu bestehenden Störungen beigefügt werden können.

Sofern es sich bei der eingehenden Meldung um ein Ereignis infolge der Wiederversorgung einer Trafostation oder eines Schaltkastens handelt, so wird der entsprechende Teil einer bestehenden Störung als abgeschlossen gekennzeichnet und der Iterator für die Anzahl der teilhabenden *Gateways* einer Störung vermindert. Nach erfolgreicher Verarbeitung eingehender und in der Schleife wartender Alarmmeldungen wird die bestehende Sperre zur Vermeidung von mehreren gleichzeitig ausgeführten Instanzen eines *Scripts* entfernt und somit die Verarbeitung weiterer anstehender Alarmereignisse ermöglicht.

Aufgrund dessen, dass lediglich eine Alarmmeldung, d.h. ein Ereignis, pro Zeiteinheit berücksichtigt wird, bedarf es einer raschen Verarbeitung. Das entwickelte *Python-Script* läuft pro Alarm zwischen 4 und 8 Sekunden, je nach Szenario und zu prüfenden Korrelationen. Die geringe Laufzeit ermöglicht somit auch bei großflächigen Ausfällen eine rasche Prozessierung eingehender Störungsmeldungen. Zusammen mit den rund 2 Sekunden, die für die Anreicherung der Alarmmeldungen mit attributiven und räumlichen Informationen benötigt werden, ergibt sich somit maximal eine Laufzeit von 10 Sekunden bei der Verarbeitung eines einzelnen Ereignisses.

4.5. Umsetzung III – Störungsverarbeitung und Informationsübermittlung

Teilbereiche der Störungsverarbeitung werden für jede existente Störung einmalig ausgeführt. Grund dafür ist zumeist die Anforderung einer raschen Bearbeitung von eingehenden Alarmen, die beispielhalber durch eine Netzverfolgung nach jedem eingehenden Alarmereignis nicht möglich wäre.

4.5.1. E-Mail und SMS-Benachrichtigungen

Benachrichtigungen über ein neues Störungsereignis werden unmittelbar nach dem Anlegen eines neuen Störungsereignisses versendet. Dies ist notwendig, um verantwortliche Abteilungen bzw. Personen möglichst zeitnah über die gegenwärtige Situation zu informieren. Idealerweise ist dem Unternehmen somit das Problem bereits vor Einlangen der ersten telefonischen Beschwerden von Kunden bekannt und es wird zum Zeitpunkt bereits an einer Lösung gearbeitet. Informationen unmittelbar nach Eintreten eines Problems ermöglichen demzufolge natürlich auch eine Verringerung der Ausfallzeit, da beinahe keine Zeit zwischen Eintritt und Erkennen des Problems vergeht. Aufgrund dessen, dass die Benachrichtigungen direkt beim Erstellen eines neuen Störungsereignisses aus einem elementaren Alarm erstellt werden, stehen zu jenem Zeitpunkt jedoch noch keine detaillierten Informationen zum Ausmaß des Ereignisses oder zur Anzahl betroffener Betriebsmittel zur Verfügung. Aufgrund dessen findet sich im E-Mail ein Link zum internen webbasierten Netzinformationssystem, in dem weitere Informationen bereitgestellt werden. Abbildung 21 stellt ein Beispiel einer Störungsbearbeitung per E-Mail dar.

Sehr geehrte Damen und Herren,

im Versorgungsgebiet UW Haselstauden, Abzweig Fischbach, Betriebsstelle Bregenz wurde eine neue Störung erfasst. Weitere Informationen finden Sie unter www.beispielurl.at.

Mit freundlichen Grüßen,

Abteilung Netz- und Geoinformation

Abbildung 21: Beispiel einer Störungsbearbeitung per E-Mail (eigene Darstellung)

Zeitgleich wird per SMS eine Benachrichtigung an die Firmentelefone der zuständigen MitarbeiterInnen gesendet, wie in Abbildung 22 ersichtlich. Die Meldung beinhaltet nur die notwendigsten Informationen, Details können bei Bedarf dem E-Mail bzw. der Applikation im internen webbasierten Netzinformationssystem entnommen werden.

Neue Störung im Versorgungsgebiet UW Haselstauden, Abzweig Fischbach, Betriebsstelle Bregenz.

Abbildung 22: Beispiel einer Störungsbenedachrichtigung per SMS (eigene Darstellung)

4.5.2. Netzverfolgung

Langt nach Beendigung der komplexen Ereignisverarbeitung keine neue Alarmmeldung beim System ein, so wird für sämtliche neu erstellten oder bearbeiteten Störungen eine Netzverfolgung gestartet. Ziel dessen ist die Identifikation und Speicherung betroffener Mittel- und Niederspannungsleitungsabschnitte, Umspannwerke, Transformatorstationen, Freileitungsmasten sowie Hausanschlüsse pro Störfall. Jener Schritt stellt somit die Basis für die kartographische Darstellung von Störungen und die detaillierte Auflistung der Anzahl betroffener Hausanschlüsse, Kundenanlagen, Einspeiser sowie Großverbraucher dar. Wie auch die komplexe Ereignisverarbeitung basiert die Netzverfolgung auf einem *Python-Script*, das sich zur Beantwortung räumlicher Fragestellung der *Arcpy*-Bibliothek bedient.

Aufgrund der Laufzeit der Analyse von knappen zwei Minuten sowie währenddessen stattfindenden Änderungen am Bestand in der produktiven Datenbank bedarf es Methoden, die nicht von Änderungen der *State-ID* der Datenbank beeinflusst werden. Aus diesem Grund wird zu Beginn des *Scripts* eine neue Version auf der versionierten Datenbank angelegt, in die sämtliche Datenänderungen temporär eingetragen werden. Erst nach Abschluss der vergleichsweise zeitintensiven Analysen werden die Daten durch ein Abgleichen (*reconcile*) und Zurückschreiben (*post*) in den *Default*-Datenbestand überführt.

Zu Beginn der Netzverfolgung wird überprüft, ob die zu verarbeitende Störung überhaupt noch über betroffene Stationen oder Kabelverteilschränke verfügt oder ob bereits eine komplette Wiederversorgung vorliegt. Gibt es betroffene Betriebsmittel, so existiert auch ein im Versorgungsnetzwerk in Abhängigkeit der Fließrichtung hierarchisch an oberster Stelle stehendes Element, welches die Basis für nachfolgende Verarbeitungen darstellt. Nach der Eruiierung des Objektes startet die eigentliche Netzverfolgung, die auf Basis einer Analyse sämtlicher in Fließrichtung abwärts gelegener Elemente die Anzahl an betroffenen Trafostationen, Hausanschlüssen, Kundenanlagen, Verbraucher und Einspeiser feststellt. Jene Kennzahlen werden mitunter als attributive Merkmale in zweifacher Ausformung zur bereits bestehenden Störung hinzugefügt. Einerseits wird dabei die maximale Anzahl an betroffenen Elementen gespeichert, sofern die im gegenwärtigen Lauf eruierte Zahl größer als die bisher gespeicherte ist, andererseits wird stets die aktuelle Anzahl gespeichert.

Zweiter Schritt der Netzverfolgung dient der Extraktion betroffener räumlicher Objekte aus der Datenbank und deren Speicherung in der Störungsdatenbank. Aufgrund der gewünschten

Abbildung von Störungen in zweierlei Kartenansichten, einer geographischen und einer schematischen, wird der Schritt zweifach durchgeführt. Unabhängig der Zielansicht werden betroffene Betriebsmittel durch Nutzung von Netzwerkanalysen identifiziert und in der Störungsdatenbank abgelegt. Bei der Feststellung betroffener räumlicher Merkmale im geographischen Planwerk betrifft dies Umspannwerke, Transformatorstationen, Kabelverteilschränke, Hausanschlüsse sowie Mittel- und Niederspannungsleitungen. Auf Seiten der schematischen Ansicht wird lediglich die Mittelspannungsebene abgebildet, weshalb sich deren Netzverfolgung auf Umspannwerke, Transformatorstationen sowie betroffene Mittelspannungsleitungen beschränkt. Eine Übernahme der in der geographischen Planansicht selektierten Objekte in das schematische Planwerk ist aufgrund fehlender gemeinsamer Schlüssel nicht möglich, auch wenn dadurch die Rechenzeit wesentlich verringert werden könnte.

4.5.3. Kartendarstellung & Attributanzeige

Sämtliche Störungsereignisse – sowohl aktuelle wie auch vergangene – können in einer Applikation des webbasierten Netzinformationssystems aufgerufen werden, die neben der kartographischen Visualisierung auch die Darstellung attributiver Merkmale erlaubt. Grundlage der Applikation ist ein Softwareprodukt der deutschen Firma *Baral Geohaus-Consulting AG* namens *UTJSC*, welches aus einer *JavaScript* basierten generischen WebGIS-Plattform besteht. Erweiterungen des Herstellers erlauben auch das Editieren und Pflegen von Objekten samt Sachinformationen (*Baral Geohaus-Consulting AG*). Nachfolgende Abbildung 23 gibt einen ersten Überblick über die Applikation *Störungserfassung Strom*.

Die Anwendung verfügt über sämtliche gängigen Funktionen, die aktuelle WebGIS-Plattformen bieten. Dazu zählen die Suche nach Objekten, das Ein- und Ausschalten dargestellter Layer wie auch das Drucken definierter Bereiche. Ebenso können Objekte in der Karte hinsichtlich deren Sachinformation über Tooltips abgefragt werden. Auf rechter Seite der Applikation ist das Sachdatenfenster ersichtlich, das einen Zugriff auf sowie eine Suche nach sämtliche(n) im Datenbestand vorhandenen Störungen im Reiter Störungen erlaubt. Der Reiter Alarme ermöglicht die Abfrage und detaillierte Betrachtung simpler elementarer Alarmereignisse.

Praktische Umsetzung einer Störungserfassung

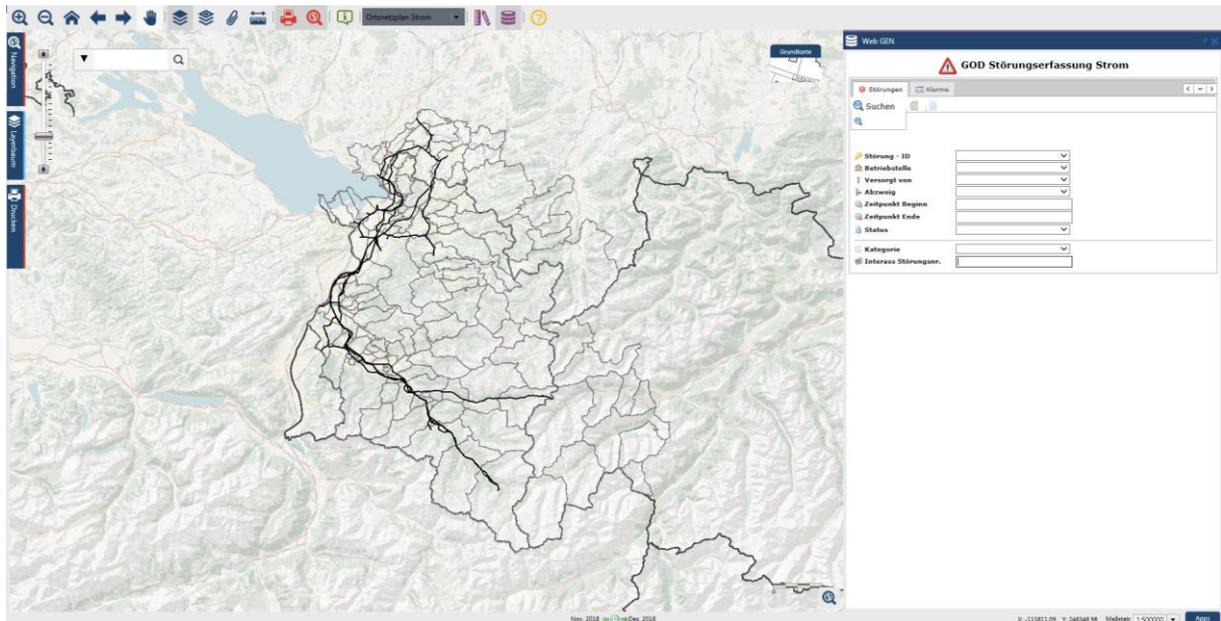


Abbildung 23: Überblick über die Applikation Störungserfassung Strom im webbasierten Netzinformationssystem (eigene Darstellung)

Nachfolgende Abbildungen visualisieren die Möglichkeiten der Applikation anhand des Vorgangs, der bei einer neuen Störung eingeleitet wird. Die Anwendung kann direkt im Internet geöffnet werden, selbstverständlich aber auch über den Link, der im Zuge der E-Mail-Benachrichtigung nach Einlangen einer neuen Störung übermittelt wird. Abbildung 24 gibt einen Überblick über die vorhandenen Informationen nach Aufruf der Anwendung. Aus sicherheitstechnischen Gründen wurden sämtliche Namen von Transformatorstationen bzw. Umspannwerken unkenntlich gemacht. Neben der kartographischen Abbildung der Störung im schematischen Planwerk in roter Farbe stehen im Attributfenster Informationen zur Betriebsstelle, zum betroffenen Umspannwerk sowie Abzweig wie auch zum Zeitpunkt des Beginns der Störung zur Verfügung. Sofern die Störung bereits abgeschlossen ist, gibt es zudem Informationen zum Zeitpunkt der Wiederinbetriebnahme letzter noch betroffener Station und zur Gesamtdauer des Ereignisses. Daraus resultiert wiederum der Status des Störungsereignisses, der entweder aktiv oder abgeschlossen sein kann. In weiterer Folge sind sämtliche elementaren Alarmereignisse aufrufbar, welche der geöffneten Störung zugewiesen wurden.

Praktische Umsetzung einer Störungserfassung

The screenshot displays a web application interface for monitoring power grid faults. The top section, titled "GOD Störungserfassung Strom", shows a detailed report for a fault with ID "D5018091910593027". The report includes the following data:

- Störung - ID:** D5018091910593027
- Betriebsstelle:** [Redacted]
- Versorgt von:** [Redacted]
- Abzweig:** [Redacted]
- Zeitpunkt Beginn:** 19.09.2018 10:59:26
- Zeitpunkt Ende:** [Redacted]
- Dauer (H:M:S):** [Redacted]
- Status:** aktiv
- zugehörige Alarme:** 13
- Kategorie:** [Redacted]
- Interess Störungsgr.** [Redacted]
- Grund der Störung:** [Redacted]
- Annektung:** [Redacted]

Below the report, a table shows the "Anzahl betroffener ..." (Number of affected ...) for various categories:

Kategorie	Anzahl
Stationen	18
Hausanschlüsse	839
Kundenanlagen	1780
Verbraucher	3
Einspeiser	27

The main part of the interface is a network diagram showing a complex grid of power lines and substations. A red line highlights a specific path through the network, starting from a substation on the left and moving through several intermediate stations towards a transformer labeled "Umspannung 2". The diagram includes various components like transformers, switches, and busbars, with labels such as "SS1 SS2", "SS1 SS7", "300A/102A", and "300A/102A". The interface also features a navigation toolbar at the bottom with icons for search, zoom, and printing, and a status bar at the top right showing the date "Nov. 2018" and the user "Dax.2018".

Abbildung 24: Betrachtung einer aktuellen Störung in der Anwendung Störungserfassung, Namen von Trafostationen und Umspannwerken wurden aus Sicherheitsgründen verpixelt (eigene Darstellung)

Die Eingabe einer Kategorie, einer Störungsnummer, dem Grund der Störung und weiteren Anmerkungen stellt eine Anforderung seitens zukünftiger Anwender dar. Im unteren Bereich der Applikation stehen Informationen zur Anzahl betroffener Betriebsmittel zur Verfügung, wobei zwischen dem aktuellen Ausmaß und dem maximalen Ausmaß unterschieden wird. Sofern nach einem Störungsereignis bereits ein Teil wieder versorgt werden kann, ist somit sowohl ersichtlich, wie viele Hausanschlüsse maximal betroffen waren, als auch wie viele unversorgte Anschlüsse noch verbleiben. Das Umschalten der Kartenansicht in der Navigationsleiste am oberen Rand der Anwendung ermöglicht die Betrachtung einer Störung in einem geographischen Planwerk samt Basiskarte. Jene Darstellung wird in vorliegender Arbeit aufgrund der begrenzten Möglichkeiten zur Unkenntlichmachung nicht in einer Abbildung dargelegt. Die Ansicht im geographischen Planwerk ist jedoch insofern von großem Nutzen, als dass bei einer Störung bis auf Ebene der Hausanschlüsse festgestellt werden kann, welches Haus bzw. welche Niederspannungsleitung betroffen ist.

Neben der Betrachtung aktueller Störungen dient die Plattform auch zur Visualisierung sowie Archivierung vergangener Ereignisse. Abgeschlossene Stromausfälle können sowohl in attributiver wie auch kartographischer Form bis ins kleinste Detail betrachtet werden. Basis dafür ist u.a. eine *Time-Slider*-Funktion, welche die Darstellung der Inhalte regelt, wie in Abbildung 25 ersichtlich wird.

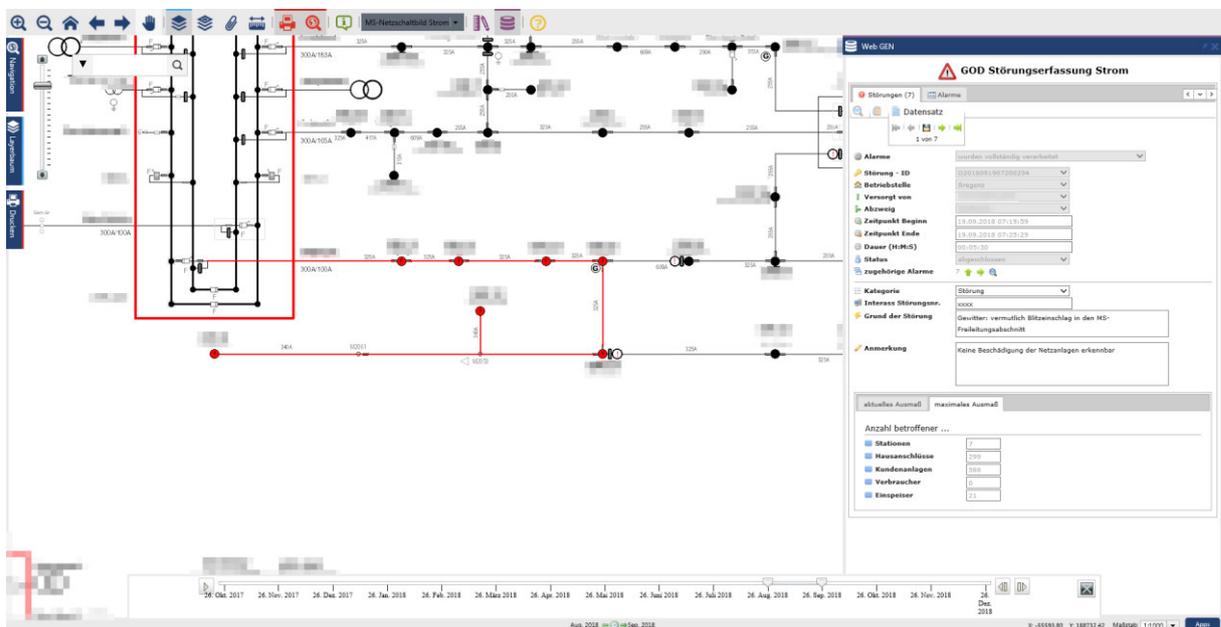


Abbildung 25: Betrachtung einer archivierten Störung unter Nutzung des Time-Sliders, Namen von Trafostationen und Umspannwerken wurden aus Sicherheitsgründen verpixelt (eigene Darstellung)

Wie bereits erwähnt können auch Details zu einem bestimmten Alarm, d.h. einer elementaren Alarmmeldung, abgerufen werden. Eine beispielhafte Anwendung ist in Abbildung 26 visualisiert. Dabei stehen zu Station XY detaillierte Informationen hinsichtlich des Zeitraums

der Störung, der Geräte- und Seriennummern und des Betriebsmittels, in dem das *Gateway* verbaut ist, zur Verfügung.

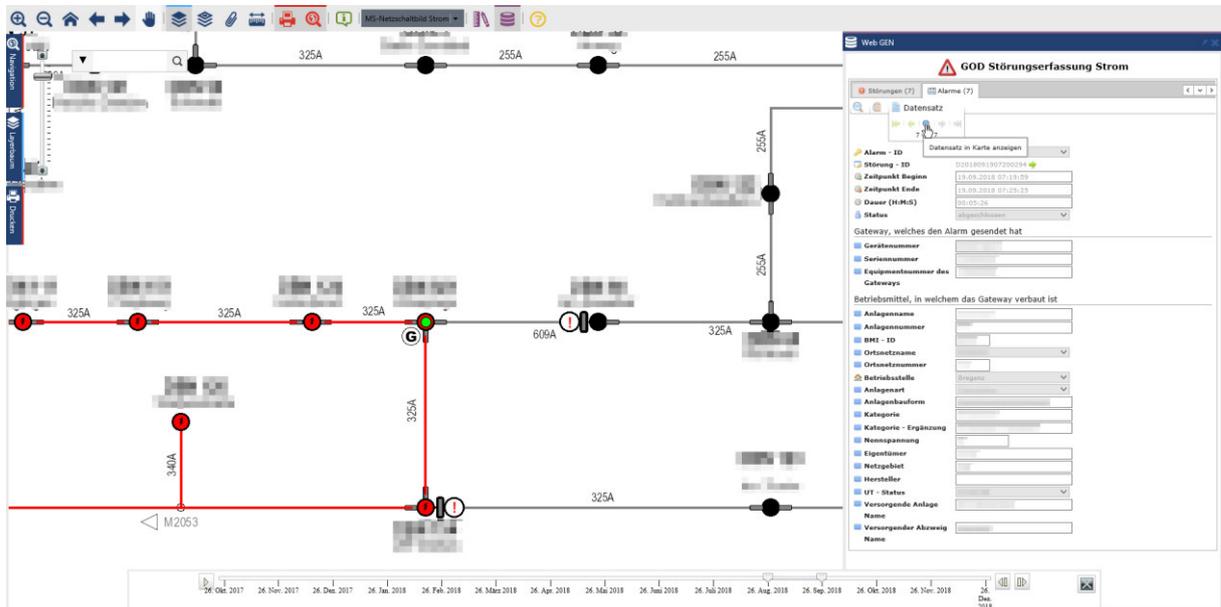


Abbildung 26: Detailbetrachtung eines elementaren Alarmereignisses einer abgeschlossenen Störung, Namen von Trafostationen und Umspannwerken wurden aus Sicherheitsgründen verpixelt (eigene Darstellung)

4.6. Simulationsumgebung zur Verifikation der praktischen Umsetzung

Aufgrund dessen, dass die im Rahmen der Arbeit vorgestellte Anwendung erst nach Vollendung des Rollouts der intelligenten Stromzähler vollends eingesetzt werden kann, bedarf es einer Umgebung zur Simulation vergangener sowie erfundener Störungen, um die erarbeitete Methodik auf deren Plausibilität und Funktionalität zu überprüfen. Die Aufgabe wurde mit einem *Python-Script* realisiert. Dabei wird auf manuell erstellte Textdateien zurückgegriffen, in dem eindeutige Schlüssel zu eben jenen Transformatorstationen gespeichert sind, die in der Vergangenheit im Rahmen einer Störung betroffen waren bzw. bei einem erfundenen Ereignis betroffen sind. Das *Script* erstellt aus den eindeutigen Schlüsseln die in Kapitel 4.4.1. dargelegten Alarmmeldungen und sendet diese in zufälliger Reihenfolge mit wechselnden zeitlichen Abständen über einen asynchrone HTTP POST-Anfrage an das Störungserfassungssystem, das unmittelbar nach Einlangen mit deren Verarbeitung beginnt. Im Anschluss an die Ausfallmeldungen werden nach einer definierten Zeit auch die zugehörigen Wiederversorgungsmeldungen an das System übermittelt. Die Art und Weise der Störungsübermittlung entspricht somit exakt dem Ablauf, welcher auch beim automatisierten Versenden von Störungsereignissen durch *Gateways* an Transformatorstationen oder Kabelverteilschränken zur Anwendung kommen wird.

5. Diskussion

Die vom OGC veröffentlichten Normen und *Best Practice* Vorgaben im Bereich des SWE decken unzählige Anwendungsbereiche von IoT-Sensoren ab, wie im theoretischen Teil dargelegt wird. Dennoch zeigt sich in der Praxis, dass prinzipiell existente theoretische Möglichkeiten die praktischen Anforderungen teils nicht zur Genüge erfüllen. So bietet das OGC mit der GML beispielsweise eine *Best Practice* Spezifikation zum Austausch räumlicher Daten an, dessen semantisches Modell sich für die Abbildung eines elektrischen Energieversorgungsnetzes jedoch als nicht zielführend erweist (Parikh und Nielsen 2009, S. 3). Auch in vorliegender Arbeit wurde, entsprechend den theoretischen Kapiteln, die Verwendung von SWE-Standards angestrebt, wobei aufgrund der Thematik insbesondere der SES und die EML von Bedeutung sind. Bereits zu Beginn der Erarbeitung des praktischen Teils zeigte sich, dass eine Etablierung der OGC-Spezifikationen im Firmenumfeld nur sehr schwer bzw. gar nicht erzielt werden kann. Die Gründe dafür sind vielfältig, im Wesentlichen sind folgende Punkte von Bedeutung:

- Unternehmen als auf Gewinn ausgerichtete Marktteilnehmer setzen deren Ressourcen bestmöglich ein. Eine Abkehr von etablierten Produkten steht aufgrund des erhöhten finanziellen und zeitlichen Aufwandes einer Neueinführung meist nicht zur Debatte.
- Interoperabilität als Schlagwort der Fähigkeit zur Kommunikation vernetzter Systeme ist nur firmenintern von Interesse. Oft haben sich innerhalb von Konzernen proprietäre Strukturen gebildet, die einen lückenlosen Austausch ermöglichen. In der Einführung von allgemein gültigen Normen wird kein Mehrwert gesehen.
- Etablierte Produkte können von vorhandenen Fachkräften im eigenen Haus gewartet werden. Durch die Einführung neuer Produkte entstehen hingegen Kosten ohne entsprechenden Gegenwert.
- Normen wie jene des OGC decken nicht sämtliche Bedürfnisse des Unternehmens ab, wie das Beispiel der GML zeigt.
- Die Einbindung von IoT-Sensoren in GI-Systeme ist oft im Kontext größerer Projekte zu sehen, bei denen die räumliche Komponente nur eine von vielen ist.

Auch in vorliegendem Fall ist die Einbindung von IoT-Sensoren in GI-Systeme im Zusammenhang mit einem umfassenden Projekt - der Einführung von intelligenten Stromzählern - zu sehen. Im Bereich der Schnittstellen wird zumeist auf die von Hard- und Softwareherstellern angebotenen Methoden gesetzt, die eine Anbindung an gängige Produkte wie SAP PM ohnedies ermöglichen. Bei der Ausschreibung bzw. Erstellung von Lastenheften werden quelloffene Schnittstellen aufgrund zusätzlicher Kosten oft nicht thematisiert.

In Anbetracht beschriebener Schwierigkeiten des Einsatzes von OGC-Normen bzw. *Best Practice* Spezifikationen wurde bei der Umsetzung des Störungserfassungssystems eine generische Lösung angestrebt. Dies bedeutet, dass auf bereits bestehende Strukturen in SAP aufgebaut wird, da Alarmmeldungen der *Gateways* sowieso im Programm einlangen. Diese werden entsprechend der in Abbildung 17 exemplarisch dargelegten Struktur umgeformt und unmittelbar an das Störungserfassungssystem gesendet. Die Einbindung eines Zwischensystems bei der Übertragung bedingt mitunter eine kurze Zeitverzögerung von wenigen Sekunden, demgegenüber steht der große Vorteil, dass sämtliche Meldungen an einer zentralen Stelle eingehen und von dieser in ein gemeinsames Format übertragen werden. Dementsprechend spielt es keine Rolle, ob das sendende Betriebsmittel in einer Transformatorstation oder in einem Kabelverteilschrank verbaut ist und ob per PLC oder über das Mobilfunknetz kommuniziert wird. Ebenso ist es für die Störungserfassung nicht von Belang, ob die Meldungen von baugleichen oder unterschiedlichen Geräten gesendet werden. Speziell angesichts des sich in Österreich und Deutschland befindlichen Versorgungsgebietes der *Vorarlberger Energienetze GmbH* ist dies von Vorteil, da die Art und der Funktionsumfang der einzuführenden Geräte in Österreich von der *E-Control*, in Deutschland von der *Bundesnetzagentur* vorgeschrieben werden. Sachgemäß unterscheiden sich die Anforderungen und auch die zeitlichen Abläufe der Einführung. Der Umweg über SAP bietet im vorliegenden Fall somit die einfachste Möglichkeit, IoT-Sensoren verschiedensten Typs in interoperabler Weise miteinander zu vernetzen und in ein gemeinsames System einzubinden.

Auf Seiten der Geoinformationssysteme bzw. der räumlichen Daten liegen die Schwierigkeiten insbesondere darin begründet, dass möglichst fehlerfreie Daten vorliegen sollten. In Anbetracht des Ursprungs und der Historie der Erfassung und Darstellung in Karten, ähnlich den handgezeichneten, ist die Vereinigung von Informationen aus verschiedenen Planwerken für viele Versorgungsunternehmen eine Herausforderung. Wie von Parikh und Nielsen (2009) erwähnt stellen *Smart Grid* Technologien samt deren weiterführenden Möglichkeiten für die Analyse des Ist-Zustandes eines Versorgungsnetzes gänzlich andere Anforderungen an die Datenstruktur und -haltung, als dies bis dato meist der Fall war. Räumliche Datenbanken müssen Analysen und Operationen in Echtzeit oder zumindest naher Echtzeit unterstützen, um den erwünschten Erfolg bei der Anwendung neuer Technologien wie beispielsweise automatisierter OMS oder Vertriebsmanagementsysteme zu unterstützen.

Die Tatsache, dass für die vorliegende Anwendung passende Methoden und Bestandteile etablierter Normen und Forschungsrichtungen verwendet wurden, findet auch bei der komplexen Ereignisverarbeitung eine Fortsetzung. Verfahren der Mustererkennung bei CEP-Methoden bieten teils die Möglichkeit der Einbindung räumlicher Komponenten. Dies beschränkt sich meist darauf, dass räumliche Nähe im Sinne der euklidischen Distanz bei der

Mustererkennung analysiert werden kann. Wie im Zuge der Literaturrecherche zu vorliegendem theoretischem Teil festgestellt existieren jedoch keine quelloffenen CEP-Engines, die weiterführende räumliche Analysen im Bereich der Netzverfolgung unter Berücksichtigung topologischer Relationen erlauben. Aufgrund dessen liegt mit vorgestellter CEP-Methode bei der Störungserfassung zwar eine an sich proprietäre Lösung vor, welche sich, immer wenn möglich, bereits etablierter Verfahren bedient. Die Referenzen werden in den Kapiteln 2.2.9. und 2.3.1. vorgestellt. Beispielhaft dafür ist der Aufbau der Ereignisverarbeitung, der sich in die Kategorien Filterung, Aufbereitung, Mustererkennung unter Verwendung einer Wissensbasis sowie Mustergenerierung unterteilt.

Angesichts automatisiert eingehender Meldungen müssen CEP-Engines eine Performance aufweisen, die eine zeitnahe Verarbeitung aller Ereignisse ermöglicht. Gängige Anwendungen des Fachbereiches ermöglichen die Prozessierung hunderter Datensätze in Sekundenbruchteilen. Vorliegend erarbeitetes System braucht für eine Alarmmeldung bis zu 10 Sekunden. Gründe für die relativ schlechte Performance liegen zum einen in der Datenhaltung sowie verwendeter Softwareprodukte, zum anderen aber auch in der angewandten Systematik an sich. Analysen auf Basis von Netzwerken sind sehr rechenintensiv und benötigen daher vergleichsweise auch lange, um korrekte Ergebnisse zu retournieren. Simulationen von Störungen haben gezeigt, dass ein Durchlauf des *Python-Script* zur Ereignisverarbeitung an eben jenen Stellen länger verweilt, die Funktionen zur Analyse geometrischer Netzwerke aus der *Arcpy*-Bibliothek nutzen.

Kritisch betrachtet werden kann bei der komplexen Ereignisverarbeitung zudem der Umfang und die Art der Einbindung von Szenarien. Ob diese tatsächlich jeden bestehenden Störfall abdecken können und somit, egal wo es zu einer Störung kommt, immer zum korrekten Ergebnis führen, lässt sich nicht mit hundertprozentiger Sicherheit sagen. Sämtliche durchgeführten Simulationen und manuelle Überprüfungen ergeben bis dato, dass keine Fälle verbleiben, die nicht mit bestehenden Mitteln in korrekter Weise verarbeitet werden können. Sollte dies dennoch der Fall sein, so lässt sich bestehende Systematik einfach erweitern.

Auf Seiten der Verarbeitung ist der zeitliche Schwellwert ein Unsicherheitsfaktor, der darüber entscheidet, ob zwei zeitlich versetzt versendete Alarme zur gleichen Störung gehören. Derzeit wurde dieser mit 300 Sekunden, d.h. 5 Minuten, definiert. Angedacht ist, dass der Parameter basierend auf Erfahrungen unmittelbar nach dem Produktivgang des Systems adaptiert wird. Dennoch findet eine Definition basierend auf einer, teils subjektiven, Einschätzung statt.

Vorliegendes Störungserfassungssystem weist sämtliche Stationen als von einer Störung betroffen aus, die sich in Fließrichtung abwärts gesehen von einem Betriebsmittel befinden, dessen Gateway eine Alarmmeldung versendet hat. In der überwiegenden Anzahl an Fällen

ist dieses Ergebnis korrekt, da die flussabwärts gelegenen Betriebsmittel in weiterer Folge selbst Ausfallmeldungen versenden. Unter Umständen kann auch nur niederspannungsseitig bei einer einzigen Station bzw. nur einem Abgang ein Problem vorliegen. Aufgrund dessen, dass die *Gateways* bei Transformatorstationen an einem Niederspannungsabgang verbaut sind, schicken diese aber trotzdem eine Meldung. Beschriebenes Szenario tritt bei *Gateways* in Kabelverteilschränken nicht auf. Eine Lösung des Problems wäre, bei entsprechender Station nur niederspannungsseitig eine Netzverfolgung durchzuführen.

Des Weiteren werden großräumige Störungen mitunter in mehrere Instanzen unterteilt. Elementare Ereignisse werden nur dann als zusammengehörend erkannt, wenn sich die sendenden *Gateways* in Betriebsmitteln eines gemeinsamen Abzweiges von einem Umspannwerk befinden. Grund für diese Vereinfachung ist, dass die Netzverfolgungen mit steigender Anzahl an beteiligten Objekten länger dauern. Um auch bei größeren Störungsereignissen eine angemessene Performance bieten zu können, wird deshalb beschriebene Einschränkung in Kauf genommen.

Nach durchgeführter Analyse werden die Ergebnisse der Netzverfolgung in einer Datenbank gespeichert, auf die während der Geschäftszeiten stets etliche Zugriffe stattfinden. Die dadurch generierten *Locks* erschweren die automatisierte Speicherung enorm und schränken die Wahl der verwendeten Tools ein. Teils lassen sich die schnellsten Werkzeuge aufgrund der Sperren nicht anwenden, weshalb auf ältere, oft langsamere Verfahren zur Speicherung zurückgegriffen werden muss.

Werden von einer Störung betroffene Betriebsmittel gespeichert so werden die Objekte stets vervielfältigt. War eine Transformatorstation in der Vergangenheit von zwei Störungen betroffen, so ist deren räumliche und attributive Ausprägung zweifach in der Datenbank vorhanden. Die beiden Objekte unterscheiden sich lediglich anhand des Zeitstempel und einer zugewiesenen Störungsidentifikationsnummer. Diese Handhabung ermöglicht die Einführung eines *Time-Sliders* auf der Störungsplattform, bedingt dadurch aber eine höhere Datenmenge.

Ebenfalls im Bereich der Informationsübermittlung zu sehen sind die E-Mail- und SMS-Benachrichtigungen, die gleich nach dem Eintreffen des ersten Alarmes einer Störung gesendet werden. Der darin enthaltene Link zur Web-GIS-Plattform führt zu einer Seite, die weitere Informationen sowie eine kartographische Visualisierung zu diesem Ereignis bereithält. Liegt eine großflächige Störung mit einer Vielzahl an betroffenen Betriebsmitteln vor, so braucht die *CEP-Engine* einige Zeit zur Verarbeitung. Wird der Link gleich nach dessen Eintreffen angewählt, so öffnet sich unter Umständen eine Plattform, die noch keine Informationen bereithält. Im Falle dessen wird angezeigt, dass die Netzverfolgung noch nicht abgeschlossen ist, und eine manuelle Aktualisierung der Seite vorgeschlagen.

6. Fazit und Ausblick

6.1. Fazit

Energieversorgungsnetze bestehen meist aus räumlich weitläufig verteilten Betriebsmitteln, die in topologischen Relationen zueinander stehen. Der Faktor des Raumes spielt somit eine wichtige Rolle - ein Grund von vielen, weshalb auf GI-Systeme zurückgegriffen wird. Während der bisherige Fokus zumeist auf der Verwaltung und Präsentation von statischen, in einer Datenbank abgelegten Informationen liegt, ermöglichen neue Technologien die Einbeziehungen aktueller Zustände. Die Grundlage dafür bietet die Entwicklung miniaturisierter Computer, die als über das Internet verbundene Sensoren, im fachspezifischen Kontext auch als IoT-Sensoren bezeichnet, an jedwedem Ort einer Versorgungsinfrastruktur eingesetzt werden können. Aktuelle GI-Systeme eignen sich mittlerweile nicht nur für die zuvor beschriebene Verwaltung statischer Informationen, auch dynamische Echtzeitdaten können verarbeitet und abgebildet werden. Obwohl es rein technisch gesehen schon länger möglich ist, werden die Potentiale der räumlichen Analyse von Informationen der IoT-Sensoren in Versorgungsstrukturen bis dato oft noch gar nicht bzw. wenn, dann nur in geringem Maße, genutzt. Insbesondere in heiklen Situationen wie z.B. bei Störungsfällen bietet sich die Verarbeitung zur Verfügung stehender Informationen an. Vorliegende Masterarbeit greift dieses Thema auf und lässt entsprechend der theoretischen Abhandlungen und der Umsetzung eines eigenen Projektes folgende Aussagen zu.

1. Die Mehrwerte der Nutzung internetbasierter Sensoren liegen für Unternehmen im Bereich der Versorgungswirtschaft insbesondere darin begründet, dass aktuelle sowie valide Daten über den Zustand der Versorgungsinfrastruktur in Echtzeit oder naher Echtzeit zur Verfügung stehen. Es können durch die Nutzung von IoT-Sensoren in vielen Bereichen, welche im Zuge der Wertschöpfungskette eines Unternehmens durchlaufen werden, Verbesserungen erzielt werden. Gemein ist den Anwendungen zumeist, dass auf Basis von aktuellsten und nach definierten Gesichtspunkten analysierten Informationen Hilfsmittel bei der Entscheidungsfindung angeboten werden.
2. Aufgrund dessen, dass IoT-Sensoren in Versorgungsnetzen meist an Betriebsmittelstandorten verbaut sind, bietet sich überdies die Nutzung von GIS zur Verarbeitung akquirierter Daten an. Die Einbindung von Echtzeitdaten in netzwerkbasierter GIS-Analysen ermöglicht unter anderem die Identifikation von Betriebsmitteln, die mit dem Ursprung der Echtzeitmeldung in Verbindung stehen. Im Sinne der Tatsache, dass „das Ganze mehr ist als die Summe seiner Teile“ können

infolge durch die Kombination von IoT-Sensoren mit netzwerkbasierten GIS-Analysen Synergieeffekte erzielt werden.

3. Die Nutzung von Bestandteilen der Smart Meter-Kommunikationsinfrastruktur in Verbindung mit GIS-Analysen zur Störungserfassung bietet für Energieversorger große Vorteile im Vergleich zu den etablierten Vorgehensweisen. Unternehmen müssen nicht auf eingehende Telefonanrufe von Kunden warten, sondern werden direkt von eigenen Systemen über ein Problem im Leitungsnetz informiert. Störungen können somit insbesondere dann rascher als bisher erkannt werden, wenn Kunden sich nachts oder aufgrund von einer Abwesenheit nicht melden. Zudem gelangen AMI *Last Gasp* Meldungen trotz deren Verzögerung aufgrund der Kommunikationsinfrastruktur oder deren Verarbeitung in internen Systemen meist früher zu verantwortlichen Stellen als dies bei Telefonanrufen von Kunden möglich ist (vgl. dazu auch Tram 2008). Die Nutzung der Ereignismeldungen in geographischen Informationssystemen bzw. Systemen, die sich räumlichen Analysen bedienen, ermöglicht neben der kartographischen Darstellung der Stromausfälle auch die Dokumentation wichtiger Kennzahlen. Dazu zählen u.a. die Anzahl an betroffenen Stationen, Hausanschlüssen, Kundenanlagen und Einspeiser.

Neben den dargelegten Vorteilen, welche die IoT-basierte Störungserfassung für Versorgungsunternehmen bietet, ergeben sich auch Mehrwerte für Kunden. Gängige Rückfragen bei sich zuvor meldenden Kunden über den derzeitigen Stand des Stromausfalls sind hinfällig. Ungeachtet der Uhrzeit hat der Energieversorger Sensoren im Versorgungsnetz zur Verfügung, die zeigen, ob die durchgeführte Reparaturarbeiten den gewünschten Erfolg erzielt haben.

Einschränkungen bezüglich der Anwendbarkeit des vorgestellten Tools betreffen im Bereich von Daten insbesondere deren Korrektheit. Wie dargelegt haben topologische Fehler erhebliche Einflüsse auf die Feststellung eines Gebiets, aus dem eine Alarmmeldung eingegangen ist (Luan et al. 2013). Im schlimmsten Fall können fehlerhafte Informationen über die Zusammenhänge im geometrischen Netzwerk den Prozess der Wiederinstandsetzung verzögern, auch wenn unter normalen Umständen aufgrund der Einbindung von IoT-Sensoren im Detektionsprozess ein Zeitgewinn von 4 bis 6 Minuten erreicht werden kann (Tram 2008).

Vorliegende Anwendung kann des Weiteren kritisch betrachtet werden, da diese sich proprietärer Schnittstellen und eigens entwickelter Analyseverfahren bedient. Dem ist, wie im Zuge der Diskussion erläutert, allerdings entgegenzuhalten, dass sich aus unternehmens-technischer Sicht kein Mehrwert bei der Anwendung international definierter Normen des OGC

bietet. Interoperabilität im Sinne der OGC Normen wird durch die proprietäre Umsetzung zwar nicht erreicht, dennoch kann diese innerhalb des Unternehmens sichergestellt werden.

In Hinblick auf die durchgeführten Analysen darf bemängelt werden, dass zwar Kennzahlen über die Größe eines Ereignisses vollständig zur Verfügung stehen, Informationen zum Ursprung einer Störung aber fehlen. Obwohl ursprünglich angedacht und als Ziel der Applikation definiert, haben sich die durch GIS-basierte Analysen von IoT-Daten erzielten Ergebnisse nicht als hilfreich erwiesen. Hintergrund dessen ist der Sachverhalt, dass beispielsweise bei einer Beschädigung eines Freileitungsabschnittes nicht nur nachfolgende *Gateways*, sondern auch vorhergehende Geräte Alarmmeldungen senden werden. Geschuldet ist dieses Verhalten entsprechenden Schutzschaltern in Umspannwerken, die bei abnormalen Kennzahlen oft einen ganzen Abzweig vom Stromnetz trennen. Wird trotz des Sachverhaltes ein (vermutlich) fehlerhafter Ursprung angegeben, so werden Personen zur Störungsbehebung an falsche Orte geschickt und dies verursacht eine Verzögerung der Wiederversorgung. Besser werden daher keine, statt fehlerhafte Informationen zur Verfügung gestellt, weshalb von der Detektion des Ursprunges Abstand genommen wurde.

6.2. Ausblick auf Möglichkeiten weiterer Forschung und Entwicklung

„Das Energiesystem 2050 basiert auf einer über alle energietechnischen Domänen integrierten Infrastruktur mit einem sehr hohen Anteil an erneuerbarer Energieerzeugung [...]. Viele NutzerInnen von Energienetzen machen von der Möglichkeit Gebrauch, eine aktive Rolle als EinspeiserInnen oder als BereitstellerInnen von Speicher- und Flexibilitätsservices zu spielen. Innovative Lösungen zur Gestaltung energieeffizienter, nachhaltiger und resilienter Energienetze werden [...] nachgefragt“ (Bundesministerium für Verkehr, Innovation und Technologie 2016, S. 3). Demnach bedarf es in Anbetracht der zu erwartenden Veränderungen der Energienetze innovativer Lösungen zur Sicherstellung einer effizienten und resilienten Infrastruktur. Die Nutzung von Bestandteilen zukünftiger intelligenter Stromnetze bietet sich dazu an, stehen diese doch untereinander und mit zentralen Anlaufstellen in Verbindung. Der Informationsaustausch geschieht dabei meist auf Basis des Internets, weshalb genutzte Sensoren als Bestandteile des IoT dienen. Der räumliche Aspekt, der sämtlichen Betriebsmitteln eigen ist, bietet überdies die Einbindung geographischer Informationssysteme an. Möglichkeiten weiterer Forschung im Bereich von Energieversorgung, IoT und Geoinformation liegen dabei zum einen bei der Verarbeitung von Daten zum Zwecke der Charakterisierung aktueller oder vergangener Zustände, zum anderen in der räumlichen Vorhersage. Die Einführung eines neuen Datensatzes namens *Utility Network* mit

der Software *ArcGIS Pro* wird hierbei in den kommenden Jahren im Bereich der Versorgungswirtschaft wichtige Impulse setzen. Im Gebiet der Interoperabilität liegen zukünftige Herausforderungen darin, bestehende Normen und *Best Practice* Spezifikationen auf die Anforderungen von Fachbereichen zuzuschneiden.

Bezugnehmend auf vorliegende Arbeit und die praktische Implementierung eines Störungserfassungssystems lassen sich ebenfalls zahlreiche Möglichkeiten weiterer Entwicklung erahnen. Einerseits bedarf es stetiger Verbesserungen existierender Funktionen zur Sicherstellung einer angemessenen Performance und Genauigkeit, andererseits können durch die Einführung neuer Funktionalitäten Mehrwerte erzielt werden. Ziel weiterer Bestrebungen könnte die Entwicklung einer Schnittstelle zu bestehenden fernmeldenden Schaltern in Umspannwerken sein, die derzeit oft über ein eigenständiges Netzleitsystem wichtige Informationen an Hauptschaltleitungen von EVU übermitteln. Schwierigkeiten ergeben sich dabei mitunter in Bezug auf bestehende Sicherheitslevel angesichts kritischer Informationen. Des Weiteren könnte mitunter die Einführung von Schnittstellen zu anderen Systemen von Interesse sein, die aufgrund gesetzlicher Vorgaben für die Archivierung von Störungsfällen genutzt werden. Selbstverständlich sind auch die Grundlagendaten für die Berechnung der Kennzahlen sowie für die Anzeige von betroffenen Gebieten nicht zu 100% frei von Fehlern. Diesbezügliche Verbesserungen durch Korrekturen vermeiden Falschaussagen des Programms und in weiterer Folge auch falsche Entscheidungen. Ebenfalls von Interesse ist die Möglichkeit zur Nutzung der Anwendung vor Abschluss des Rollouts der notwendigen Kommunikationsinfrastruktur. Auch wenn eine derartige Eingabe händisch erfolgen muss, wird diese Möglichkeit von zukünftigen Anwendern gefordert. Grund dafür ist der Wunsch, die Vorzüge des Systems so schnell wie möglich zu nutzen, und damit einhergehend ein räumlich auswertbares Archiv vergangener Ereignisse aufzubauen. Die dafür notwendige Entwicklung einer Applikation zur manuellen Eingabe hat deshalb eine hohe Priorität und ist zum Zeitpunkt der Erstellung vorliegender Arbeit bereits im Laufen.

Literaturverzeichnis

52°North (Hg.): Sensor Event Service (SES). Overview. Online verfügbar unter <https://wiki.52north.org/SensorWeb/SensorEventService>, zuletzt geprüft am 08.11.2018.

Atzori, Luigi; Iera, Antonio; Morabito, Giacomo (2010): The Internet of Things: A survey. In: *Computer Networks* 54 (15), S. 2787–2805.

Baimel, Dmitry; Tapuchi, Saad; Baimel, Nina (2016): Smart Grid Communication Technologies. In: *Journal of Power and Energy Engineering* (4), S. 1–8.

Baird, Gregory M. (2011): Expressway to the Future: GIS and Advanced Metering Infrastructure. In: *Journal American Water Works Association* 103 (1), S. 34–39.

Baral Geohaus-Consulting AG (Hg.): Web GEN. Online verfügbar unter <https://www.baral-geohaus.de/produkte/webgen>, zuletzt geprüft am 08.11.2018.

Barouni, Foued; Moulin, Bernard (2012): An Extended Complex Event Processing Engine to Qualitatively Determine Spatiotemporal Patterns Proceedings of global geospatial conference 2012, S. 14–17.

Bartelme, Norbert (2005): Geoinformatik. Modelle, Strukturen, Funktionen. 4. Aufl. Berlin, Heidelberg: Springer-Verlag Berlin Heidelberg.

Bermudez, Luis; Delory, Eric; O'Reilly, Tom; del Rio Fernandez, Joaquin (2009): Ocean Observing Systems Demystified. In: *Proceedings of OCEANS 2009, Marine Technology for Our Future: Global and Local Challenges*, S. 1–7.

Bishr, Yaser (1998): Overcoming the semantic and other barriers to GIS interoperability. In: *International Journal of Geographical Information Science* 12 (4), S. 299–314.

Bogdanović, Miloš; Stanimirović, Aleksandar; Davidović, Nikola; Stoimenov, Leonid: Web-based GIS Solution for Electric Power Supply Network Data Management. Poster abstract for 12th AGILE International Conference on Geographic Information Science. Faculty of Electronic Engineering Niš, University of Niš. Hannover.

Botts, Mike; Percivall, George; Reed, Carl; Davidson, John (2007): OGC Sensor Web Enablement. Overview and High Level Architecture. Open Geospatial Consortium (OpenGIS White Paper, OGC document 06-021r1). Online verfügbar unter http://portal.opengeospatial.org/files/?artifact_id=25562, zuletzt geprüft am 08.11.2018.

Botts, Mike; Percivall, George; Reed, Carl; Davidson, John (2008): OGC Sensor Web Enablement. Overview and High Level Architecture. In: F. Friedrich und B. van de Walle (Hg.):

Proceedings of the 5th International ISCRAM Conference. 5th International ISCRAM Conference. Washington, Mai 2008, S. 713–723.

Botts, Mike; Robin, Alexandre (2014): OGC SensorML. Model and XML Encoding Standard. Open Geospatial Consortium.

Brinkhoff, Thomas (2013): Geodatenbanksysteme in Theorie und Praxis. Einführung in objektrelationale Geodatenbanken unter besonderer Berücksichtigung von Oracle Spatial. 3. Aufl. Berlin: Wichmann.

Brodeur, Jean (2012): Geosemantic Interoperability and the Geospatial Semantic Web. In: Wolfgang Kresse und David M. Danko (Hg.): Springer Handbook of Geographic Information. Berlin, Heidelberg: Springer Berlin Heidelberg, S. 589–611.

Bröring, Arne; Echterhoff, Johannes; Jirka, Simon; Simonis, Ingo; Everding, Thomas; Stasch, Christoph et al. (2011): New generation Sensor Web Enablement. In: *Sensors* 11 (3), S. 2652–2699.

Bröring, Arne; Stasch, Christoph; Echterhoff, Johannes (2012): OGC Sensor Observation Service Interface Standard. Open Geospatial Consortium.

Bruns, Ralf; Dunkel, Jürgen (Hg.) (2015a): Complex Event Processing. Komplexe Analyse von massiven Datenströmen mit CEP. Wiesbaden: Springer Vieweg (essentials).

Bruns, Ralf; Dunkel, Jürgen (2015b): Complex Event Processing im Überblick. In: Ralf Bruns und Jürgen Dunkel (Hg.): Complex Event Processing. Komplexe Analyse von massiven Datenströmen mit CEP. Wiesbaden: Springer Vieweg (essentials), S. 9–17.

Budka, Kenneth C.; Deshpande, Jayant G.; Thottan, Marina (2014): Communication networks for smart grids. Making smart grid real. London: Springer-Verlag (Computer communications and networks).

Bundesministerium für Verkehr, Innovation und Technologie (Hg.) (2014): Smart Grids - Rechtliche Aspekte von Intelligenten Stromnetzen in Österreich. Österreichische Begleitforschung zu Smart Grids (Berichte aus Energie- und Umweltforschung, 14).

Bundesministerium für Verkehr, Innovation und Technologie (Hg.) (2016): Smart Grids für eine zukunftsfähige Energieversorgung. Aktuelle Strategien und Lösungen. Wien (Energy Innovation Austria, 2).

Bundesministerium für Wirtschaft, Familie und Jugend (2012): Intelligente Messgeräte-Einführungsverordnung. IME-VO.

Bundesministerium für Wissenschaft, Forschung und Wirtschaft (2017): Intelligente Messgeräte-Einführungsverordnung Novelle 2017. IME-VO Novelle 2017.

Chen, Chen; Yan, Xifeng; Zhu, Feida; Han, Jiawei; Yu, Philip S. (2008): Graph OLAP: Towards Online Analytical Processing on Graphs. In: Fosca Giannotti (Hg.): Eighth IEEE International Conference on Data Mining, 2008. ICDM '08 ; Pisa, Italy, 15 - 19 Dec. 2008. 2008 Eighth IEEE International Conference on Data Mining (ICDM). Pisa, Italy, 12/15/2008 - 12/19/2008. Institute of Electrical and Electronics Engineers; IEEE International Conference on Data Mining; ICDM. Piscataway, NJ: IEEE, S. 103–112.

Cox, Simon (2007): Observation and Measurement. Part 1 - Observation schema. Open Geospatial Consortium (OpenGIS Implementation Standard).

Crastan, Valentin (2015): Elektrische Energieversorgung 1. Netzelemente, Modellierung, stationäres Verhalten, Bemessung, Schalt- und Schutztechnik. 4. Aufl. Heidelberg: Springer Vieweg.

Crastan, Valentin (2018): Elektrische Energieversorgung 2. Energiewirtschaft und Klimaschutz, Elektrizitätswirtschaft und Liberalisierung, Kraftwerktechnik und alternative Stromversorgung, chemische Energiespeicherung. 4. Aufl. Berlin: Springer Vieweg (Elektrische Energieversorgung, 2).

Crastan, Valentin; Westermann, Dirk (2012): Elektrische Energieversorgung 3. Dynamik, Regelung und Stabilität, Versorgungsqualität, Netzplanung, Betriebsplanung und -führung, Leit- und Informationstechnik, FACTS, HGÜ. 3. Aufl. Berlin: Springer.

Danko, David M. (2012): Geospatial Metadata. In: Wolfgang Kresse und David M. Danko (Hg.): Springer Handbook of Geographic Information. Berlin, Heidelberg: Springer Berlin Heidelberg, S. 359–391.

Depuru, Soma Shekara Sreenadh Reddy; Wang, Lingfeng; Devabhaktuni, Vijay; Gudi, Nikhil (2011): Smart Meters for Power Grids - Challenges, Issues, Advantages and Status. In: IEEE/PES Power Systems Conference and Exposition (PSCE), 2011. 20 - 23 March 2011, Phoenix, AZ, USA. Piscataway, NJ: IEEE, S. 2736–2742.

Deutsches Institut für Normung (2018): DIN - kurz erklärt. Online verfügbar unter <https://www.din.de/de/ueber-normen-und-standards/basiswissen>, zuletzt geprüft am 08.11.2018.

Diallo, Ousmane; Rodrigues, Joel J.P.C.; Sene, Mbaye; Lloret, Jaime (2014): Simulation framework for real-time database on WSNs. In: *Journal of Network and Computer Applications* (39), S. 191–201.

Echterhoff, Johannes; Everding, Thomas (2008): OpenGIS Sensor Event Service Interface Specification (proposed). Open Geospatial Consortium.

- E-Control (Hg.) (2011a): 10 Jahre Energiemarkt-Liberalisierung. Ein Geburtstag, von dem alle profitieren. Wien.
- E-Control (2011b): Intelligente Messgeräte-AnforderungsVO 2011. IMA-VO 2011.
- E-Control (2012): Datenformat- und VerbraucherinformationsdarstellungsVO 2012. DAVID-VO 2012.
- E-Control (Hg.) (2017a): Statistikbroschüre 2017. Wien.
- E-Control (Hg.) (2017b): Technische und organisatorische Regeln für Betreiber und Benutzer von Netzen. Teil A: Allgemeines, Begriffsbestimmungen, Quellenverweis. Wien.
- Ehlers, Manfred; Schiewe, Jochen (2012): Geoinformatik. Darmstadt: WBG (Geowissen kompakt).
- ESRI (Hg.) (2009): Enterprise GIS and the Smart Electric Grid. An ESRI White Paper. Redlands, CA.
- ESRI (Hg.) (2017): Making the Most of the Internet of Things. The Power of Location. Redlands, CA.
- ESRI (Hg.) (2018): Was sind geometrische Netzwerke? Online verfügbar unter <http://desktop.arcgis.com/de/arcmap/10.3/manage-data/geometric-networks/what-are-geometric-networks-.htm>, zuletzt geprüft am 08.11.2018.
- European Commission (2006): European technology platform SmartGrids. Vision and strategy for Europe's electricity networks of the future. Luxembourg: Office for Official Publications of the European Communities (Sustainable energy systems, 22040).
- Everding, Thomas; Echterhoff, Johannes (2008): Event Pattern Markup Language (EML). Open Geospatial Consortium.
- Farhangi, Hassan (2010): The path of the smart grid. In: *IEEE Power and Energy Magazine* 8 (1), S. 18–28.
- Faruqui, Ahmad; Harris, Dan; Hledik, Ryan (2010): Unlocking the €53 billion savings from smart meters in the EU. How increasing the adoption of dynamic tariffs could make or break the EU's smart grid investment. In: *Energy Policy* 38 (10), S. 6222–6231. DOI: 10.1016/j.enpol.2010.06.010.
- Flath, Christoph; Nicolay, David; Conte, Tobias; van Dinther, Clemens; Filipova-Neumann, Lilia (2012): Clusteranalyse von Smart-Meter-Daten. In: *Wirtschaftsinf* 54 (1), S. 33–42.

- Fuchs, Gerhard (2017): Lokale Impulse für Energieinnovationen. Bürgerwind, Contracting, Kraft-Wärme-Kopplung, Smart Grid. Wiesbaden: Springer Fachmedien Wiesbaden (Energie in Naturwissenschaft, Technik, Wirtschaft und Gesellschaft).
- Gershenfeld, Neil (1999): Wenn die Dinge denken lernen. München: Econ.
- GSM Association (Hg.) (2017): The IoT development journey for utility enterprises in emerging markets. Unter Mitarbeit von Helene Smertnik und Michael Nique. London.
- Güngör, Vehbi C.; Sahin, Dilan; Kocak, Taskin; Ergüt, Salih; Buccella, Concettina; Cecati, Carlo; Hancke, Gerhard P. (2011): Smart Grid Technologies: Communication Technologies and Standards. In: *IEEE Transactions on Industrial Informatics* 7 (4), S. 526–539.
- Güngör, Vehbi C.; Sahin, Dilan; Kocak, Taskin; Ergüt, Salih; Buccella, Concettina; Cecati, Carlo; Hancke, Gerhard P. (2013): A Survey on Smart Grid Potential Applications and Communication Requirements. In: *IEEE Transactions on Industrial Informatics* 9 (1), S. 28–42.
- Hand, David J.; Mannila, Heikki; Smyth, Padharic (2007): Principles of Data Mining. In: *Drug Safety* 30 (7), S. 621–622.
- Hedtstück, Ulrich (2017): Complex Event Processing. Verarbeitung von Ereignismustern in Datenströmen. Berlin: Springer Vieweg (eXamen.press).
- Heuck, Klaus; Dettmann, Klaus-Dieter; Schulz, Detlef (2010): Elektrische Energieversorgung. Erzeugung, Übertragung und Verteilung elektrischer Energie für Studium und Praxis. 8. Aufl. Wiesbaden: Vieweg+Teubner Verlag / Springer Fachmedien Wiesbaden GmbH.
- Hosseini, Masoud; Dixon, Brian E. (2016): Syntactic Interoperability and the Role of Standards. In: Brian E. Dixon (Hg.): Health information exchange. Navigating and managing a network of health information systems. Amsterdam, Boston, Heidelberg: Academic Press an imprint of Elsevier, S. 123–136.
- International Organization for Standardization: Norm: Geographic information - Filter encoding. 1. Aufl. (19143:2010) (ISO 19143).
- International Organization for Standardization: Norm: Geographic information - Geography Markup Language (GML). 9. Aufl. Berlin: Beuth Verlag (19136: 2007) (ISO 19136: 2007 09 01).
- International Organization for Standardization: Norm: Information Technology - Vocabulary (2382:2015) (ISO/IEC 2382:2015).
- International Telecommunication Unit ITU (2013): Location matters: Spatial standards for the Internet of Things. Genf (ITU-T Technology Watch Report).

International Telecommunication Unit ITU - Telecommunication Standardization Sector (Hg.) (2012): Overview of the Internet of things. Next Generation Networks - Frameworks and functional architecture models. Genf (Series Y: Global Information Infrastructure, Internet Protocol Aspects and Next-Generation Networks, 6).

Jagstaidt, Ullrich C. C.; Kossahl, Janis; Kolbe, Lutz M. (2011): Smart Metering Information Management. In: *Wirtschaftsinf* 53 (5), S. 313–317.

Kresse, Wolfgang; Danko, David M. (Hg.) (2012): Springer Handbook of Geographic Information. Berlin, Heidelberg: Springer Berlin Heidelberg.

Kresse, Wolfgang; Danko, David M.; Fadaie, Kian (2012): Standardization. In: Wolfgang Kresse und David M. Danko (Hg.): Springer Handbook of Geographic Information. Berlin, Heidelberg: Springer Berlin Heidelberg, S. 393–565.

Lange, Norbert de (2013): Geoinformatik. In Theorie und Praxis. 3. Aufl. Berlin, Heidelberg: Springer.

Lerch, Reinhard (2016): Elektrische Messtechnik. Analoge, digitale und computergestützte Verfahren. 7. Aufl. Berlin, Heidelberg: Springer Vieweg.

Liu, Guangyi; Zhu, Wendong; Saunders, Chris; Gao, Feng; Yu, Yang (2015): Real-time Complex Event Processing and Analytics for Smart Grid. In: *Procedia Computer Science* 61, S. 113–119.

Liu, Shu-jin; Zhu, Guo-qing (2014): The Application of GIS and IOT Technology on Building Fire Evacuation. In: *Procedia Engineering* 71, S. 577–582.

Luan, Wenpeng; Peng, Joshua; Maras, Mirjana; Lo, Joyce (2013): Distribution network topology error correction using smart meter data analytics. In: IEEE Power and Energy Society general meeting (PES), 2013. 21 - 25 July 2013, Vancouver, BC, Canada. 2013 IEEE Power & Energy Society General Meeting. Vancouver, BC. Power & Energy Society; IEEE Power and Energy Society (PES) general meeting. Piscataway, NJ: IEEE, S. 1–5.

Luckham, David C. (2013): The power of events. An introduction to complex event processing in distributed enterprise systems. Harlow: Pearson Education.

Marenbach, Richard; Nelles, Dieter; Tuttas, Christian (Hg.) (2013): Elektrische Energietechnik. Grundlagen, Energieversorgung, Antriebe und Leistungselektronik. Wiesbaden, s.l.: Springer Fachmedien Wiesbaden.

Mattern, Friedemann (2005): Die technische Basis für das Internet der Dinge. In: Elgar Fleisch und Friedemann Mattern (Hg.): Das Internet der Dinge. Ubiquitous Computing und RFID in der

Praxis: Visionen, Technologien, Anwendungen, Handlungsanleitungen. Berlin, Heidelberg: Springer-Verlag Berlin Heidelberg, S. 39–66.

McKinsey Global Institute (Hg.) (2015): *The Internet of Things. Mapping the Value beyond the Hype*. San Francisco, Stamford, Shanghai, London, Brussels, New York.

Meehan, Bill (2013a): *GIS for enhanced electric utility performance*. Boston, Massachusetts: Artech House.

Meehan, Bill (2013b): *Modeling Electric Distribution with GIS*. Redlands: ESRI Press.

Meehan, Bill (2016): *IoT and GIS: Transforming the Utility Industry*. Online verfügbar unter <https://www.geospatialworld.net/article/iot-gis-transforming-utility-industry/>, zuletzt geprüft am 08.11.2018.

Meehan, Bill; Brook, Robert G.; Wyland, Jessica (2012): *GIS in Energy and Utilities*. In: Wolfgang Kresse und David M. Danko (Hg.): *Springer Handbook of Geographic Information*. Berlin, Heidelberg: Springer Berlin Heidelberg, S. 887–910.

Meyers, J. R. (2005): *GIS in the utilities*. In: Paul A. Longley (Hg.): *Geographical information systems. Principles, techniques, management, and applications*. 2. Aufl. Hoboken, NJ: Wiley, S. 801–818.

Nourjou, R.; Hashemipour, M. (2017): *Smart Energy Utilities based on Real-Time GIS Web Services and Internet of Things*. In: *Procedia Computer Science* 110, S. 8–15.

Open Geospatial Consortium (2018a): *OGC Standards and Supporting Documents*. Open Geospatial Consortium. Online verfügbar unter <http://www.opengeospatial.org/standards>, zuletzt geprüft am 08.11.2018.

Open Geospatial Consortium (2018b): *Sensor Model Language (SensorML)*. Online verfügbar unter <http://www.opengeospatial.org/standards/sensorml>, zuletzt geprüft am 08.11.2018.

Open Geospatial Consortium (2018c): *Sensor Planning Service (SPS)*. Online verfügbar unter <http://www.opengeospatial.org/standards/sps>, zuletzt geprüft am 08.11.2018.

Open Geospatial Consortium (2018d): *Sensor Web Enablement (SWE)*. Open Geospatial Consortium. Online verfügbar unter <http://www.opengeospatial.org/ogc/markets-technologies/swe>, zuletzt geprüft am 08.11.2018.

Open Geospatial Consortium (2018e): *Sensor Web Enablement DWG*. Online verfügbar unter <http://www.opengeospatial.org/projects/groups/sensorwebdwg>, zuletzt geprüft am 08.11.2018.

Open Geospatial Consortium (2018f): SWE Service Model Implementation Standard. Online verfügbar unter <http://www.opengeospatial.org/standards/swes>, zuletzt geprüft am 08.11.2018.

Open Geospatial Consortium (2018g): Welcome to the OGC. Online verfügbar unter <http://www.opengeospatial.org/>, zuletzt geprüft am 08.11.2018.

Parikh, P. A.; Nielsen, T. D. (2009): Transforming traditional geographic information system to support smart distribution systems. In: *Power Systems Conference and Exposition, PSCE 2009*.

Paruchuri, Vamsi; Durresti, Arjan; Ramesh, M. (2008): Securing powerline communications. In: IEEE International Symposium on Power Line Communications and Its Applications, 2008. ISPLC 2008 ; 2 - 4 April 2008, Ramada Plaza Jeju Hotel, [Jeju City], Jeju Island, Korea. 2008 IEEE International Symposium on Power Line Communications and Its Applications (ISPLC). Jeju City, Jeju Island, South Korea, 4/2/2008 - 4/4/2008. Institute of Electrical and Electronics Engineers; IEEE International Symposium on Power Line Communications and Its Applications; IEEE ISPLC. Piscataway, NJ: IEEE, S. 64–69.

Peuquet, Donna J.; Duan, Niu (1995): An event-based spatiotemporal data model (ESTDM) for temporal analysis of geographical data. In: *International journal of geographical information systems* 9 (1), S. 7–24.

PwC Österreich (2010): Studie zur Analyse der Kosten-Nutzen einer österreichweiten Einführung von Smart Metering. Hg. v. E-Control. Wien.

Ramamurthy, Arun; Jain, Pramod (2017): The Internet of Things in The Power Sector. Opportunities in Asia and the Pacific: Asian Development Bank.

Reed, Carl (2017): The OGC Community Standard Process. Open Geospatial Consortium. Online verfügbar unter <http://www.opengeospatial.org/blog/2543>, zuletzt geprüft am 08.11.2018.

Resch, Bernd; Mittlboeck, Manfred; Lippautz, Michael (2010): Pervasive monitoring -an intelligent sensor pod approach for standardised measurement infrastructures. In: *Sensors* 10 (12), S. 11440–11467.

Rottmaier, Michael (2016): Elektrische Energieversorgungsnetze. Fachkurs Elektrotechnik - 2016/2017. WIFI; WKO.

Rouached, Mohsen; Baccar, Sana; Abid, Mohamed (2012): RESTful Sensor Web Enablement Services for Wireless Sensor Networks. In: 2012 IEEE Eighth World Congress on Services. 2012 IEEE World Congress on Services (SERVICES). Honolulu, HI, USA, 24.06.2012 - 29.06.2012. IEEE Institute of Electrical and Electronics Engineers: IEEE, S. 65–72.

- Schmidt, Dirk (2011): GeoCEP - RTLS und GIS unterstütztes Event Processing. In: Josef Strobl, Thomas Blaschke und Gerald Griesebner (Hg.): Angewandte Geoinformatik 2011. Beiträge zum 23. AGIT-Symposium Salzburg. Berlin: Wichmann.
- Schufft, Wolfgang (2007a): Energiebegriff, allgemeine Grundlagen. In: Wolfgang Schufft (Hg.): Taschenbuch der elektrischen Energietechnik. Mit 388 Bildern und 102 Tabellen. Unter Mitarbeit von Jürgen Backes. München: Fachbuchverlag Leipzig im Carl-Hanser-Verlag, S. 13–39.
- Schufft, Wolfgang (Hg.) (2007b): Taschenbuch der elektrischen Energietechnik. Mit 388 Bildern und 102 Tabellen. Unter Mitarbeit von Jürgen Backes. München: Fachbuchverlag Leipzig im Carl-Hanser-Verlag.
- Simonis, Ingo; Echterhoff, Johannes (2011): OGC Sensor Planning Service Implementation Standard. Open Geospatial Consortium.
- Sioshansi, Fereidoon P. (Hg.) (2012): Smart grid. Integrating renewable, distributed & efficient energy. 1. Aufl. Amsterdam: Elsevier/Academic Press.
- Smart Grids Austria (Hg.) (2016): Was sind Smart Grids? Definition von Smart Grids der Technologieplattform Smart Grids Austria. Online verfügbar unter <https://www.smartgrids.at/smart-grids.html>, zuletzt geprüft am 08.11.2018.
- Sondheim, M.; Gardels, K.; Buehler, K. (2005): GIS interoperability. In: Paul A. Longley (Hg.): Geographical information systems. Principles, techniques, management, and applications. 2. Aufl. Hoboken, NJ: Wiley, S. 347–358.
- Srinivasagopalan, Srivathsan; Mukhopadhyay, Supratik; Bharadwaj, Ramesh (2012): A Complex-Event-Processing Framework for Smart-Grid Management. In: *2012 IEEE International Multi-Disciplinary Conference on Cognitive Methods in Situation Awareness and Decision Support*, S. 272–278.
- Stasch, Christoph; Janowicz, Krzysztof; Bröring, Arne; Reis, Ilka; Kuhn, Werner (2009): A Stimulus-Centric Algebraic Approach to Sensors and Observations. In: *Lecturer Notes in Computer Science* (5659), S. 169–179.
- Tolk, Andreas (2013): Interoperability, Composability, and Their Implications for Distributed Simulation: Towards Mathematical Foundations of Simulation Interoperability. In: Alexander Verbraeck (Hg.): *2013 IEEE/ACM 17th International Symposium on Distributed Simulation and Real Time Applications (DS-RT)*. Oct. 30, 2013 - Nov. 1, 2013, Delft, Netherlands. *2013 IEEE/ACM 17th International Symposium on Distributed Simulation and Real Time Applications (DS-RT)*. Delft, Netherlands, 10/30/2013 - 11/1/2013. Institute of Electrical and Electronics Engineers; Association for Computing Machinery; IEEE/ACM International

Symposium on Distributed Simulation and Real Time Applications; DS-RT. Piscataway, NJ: IEEE, S. 3–9.

Tram, Hahn (2008): Technical and operation considerations in using Smart Metering for outage management. In: IEEE/PES Transmission and Distribution Conference and Exposition, 2008. T & D ; 21 - 24 April 2008, [Chicago, IL]. Exposition. Chicago, IL, USA. IEEE Power Engineering Society. Piscataway, NJ: IEEE, S. 1–3.

Udayakumar, P.; Indhumathi, M. (2012): Semantic web based Sensor Planning Services (SPS) for Sensor Web Enablement (SWE). In: *International Journal of Computer Engineering Science (IJCES)* 2 (7), S. 45–59.

van Zyl, T. L.; Simonis, I.; McFerren, G. (2009): The Sensor Web. Systems of sensor systems. In: *International Journal of Digital Earth* 2 (1), S. 16–30. DOI: 10.1080/17538940802439549.

Verma, Navneet Kumar; Kumar, Dinesh; Kumar, Ishan; Ashok, Aishwarya (2018): Automation of boiler process at thermal power plant using sensors and IoT. In: *Journal of Statistics and Management Systems* 21 (4), S. 675–683. DOI: 10.1080/09720510.2018.1475078.

Vorarlberger Energienetze GmbH (Hg.) (2018a): Strom-Netzdaten. Stromnetz-Kennzahlen der Vorarlberger Energienetze GmbH, Stand 31.12.2017. Online verfügbar unter <https://www.vorarlbergnetz.at/Netzdaten-Strom.htm>, zuletzt geprüft am 11.08.2018.

Vorarlberger Energienetze GmbH (Hg.) (2018b): Warum eine Technologie tauschen, die eigentlich funktioniert? Online verfügbar unter <https://www.vorarlbergnetz.at/intelligenter-stromzaehler.htm>, zuletzt geprüft am 08.11.2018.

Vretanos, Peter (2010): OpenGIS Filter Encoding 2.0 Encoding Standard. 2. Aufl. Open Geospatial Consortium.

Weber, Rolf H. (2009): Internet of things – Need for a new legal environment? In: *Computer Law & Security Review* 25 (6), S. 522–527.

Worboys, Michael (2005): Event-oriented approaches to geographic phenomena. In: *International Journal of Geographical Information Science* 19 (1), S. 1–28.