

Schlussbericht

Aufbau eines offenen Verteilnetz-Leitsystems mit Standard-Industriekomponenten für Netze mit hohem Anteil Erneuerbarer Energien

Akronym: ofVerte LeitStand
FKZ: 13FH112PA8

Version vom 31.05.2023

Projektlaufzeit: 01.12.2019 bis 31.05.2023

Projektpartner: Hochschulen
Hochschule Emden/Leer (HSEL)
Jade Hochschule (JADE)
Unternehmen
EWE NETZ GmbH (EWE)
Forschungs- und Wissenschaftseinrichtungen
OFFIS – Institut für Informatik (OFFIS)

Verbundkoordinator: Hochschule Emden/Leer
Constantiaplatz 4
26723 Emden

Ansprechpartner: Prof. Dr.-Ing. Johannes Rolink
Tel.: 04921 807-1811, Fax: 04921 807-1843
E-Mail: Johannes.Rolink@hs-emden-leer.de

GEFÖRDERT VOM



Bundesministerium
für Bildung
und Forschung



Inhaltsverzeichnis

Abbildungsverzeichnis	4
Tabellenverzeichnis	6
1 Ausgangssituation	7
2 Projektbeschreibung	7
2.1 Motivation.....	7
2.2 Stand von Wissenschaft und Technik.....	8
2.3 Wissenschaftliche und technische Arbeitsziele und angestrebte Innovationen	10
2.4 Zeit- und Arbeitsplan	10
3 Hintergrund und Anforderungen.....	12
3.1 Anwendungsfälle (HSEL, JADE)	12
3.2 Smart Grid Architecture Model (JADE).....	13
3.3 System-of-Systems (JADE).....	14
3.4 Projekt-Anwendungsfälle (HSEL, JADE)	16
3.4.1 UC 1 – Engpassmanagement: Steuerung von Erzeugungsanlagen und Lasten.....	16
3.4.2 UC 2 – Integration von Komponenten ins Netzleitsystem	17
3.4.3 UC 3 – Einfaches und schnelles Updaten des Netzleitsystems	17
3.4.4 UC 4 – Effektives rONT-Management	18
3.4.5 UC 5 – Netzsicherheitsrechnung mit Prognose vor einer Schalthandlung	18
3.4.6 UC 6 – Predictive Maintenance zur optimalen Wartung.....	19
3.4.7 UC 7 – Integration steuerbarer Kleinerzeuger in einem vorgeschalteten Leitsystem	19
3.5 Herausforderungen heutiger Netzleitsysteme (HSEL, JADE)	20
4 Systemarchitektur	21
4.1 Leitsystemsoftware (HSEL)	22
4.2 Simulationen, Netze und Anlagen	23
4.2.1 Batteriespeichersystem (HSEL)	24
4.2.2 Verteilnetz der Hochschule Emden/Leer in zenon (HSEL).....	27
4.2.3 Abbildung des physikalischen Netzmodells in zenon (HSEL)	28
4.2.4 Kopplung von PowerFactory und zenon (HSEL)	29
4.2.5 Gemeinsame Datenhaltung (HSEL)	36
4.2.6 Automatischer Aufbau rechenfähiger Netzmodelle in Netzberechnungssoftwares (HSEL) 38	
4.3 Datenaustausch und Kommunikation	42
4.3.1 Kommunikationsprotokoll-Auswahl (JADE)	42
4.3.2 MQTT (JADE)	44
4.3.3 Modbus-to-MQTT (JADE)	45
4.3.4 Kopplung SCADA-System und Netzsimulation (HSEL)	46
4.3.5 Einfache und schnelle Aktualisieren von Modulen (JADE)	48

4.3.6	Sichere, BSI-konforme Kommunikation (HSEL, JADE)	50
5	Test und Evaluation	52
5.1	Umsetzung der Anwendungsfälle	52
5.2	UC-1 – Engpassmanagement: Steuerung von Erzeugungsanlagen und Lasten (HSEL) .	52
5.3	UC-2 – Integration von Komponenten (JADE)	53
5.4	UC-3 – Einfaches und schnelles Aktualisieren (JADE)	53
5.5	UC-4 – Effektives rONT-Management (HSEL)	53
5.6	UC-5 – Netzsicherheitsrechnung mit Prognose vor einer Schalthandlung (HSEL)	53
5.7	UC-6 – Predictive Maintenance zur optimalen Wartung (JADE)	54
5.8	UC 7 – Integration steuerbarer Kleinerzeuger in einem vorgeschalteten Leitsystem (HSEL)	54
5.9	Fazit	54
6	Veröffentlichungen und Verbreitung von Projektergebnissen	56
6.1	Tagung Zukünftige Stromnetze 2021.....	56
6.2	ETG-CIRED-Workshop 2021 (D-A-CH): Innovationen im Verteilnetz	56
6.3	VDE FNN / ETG Tutorial Schutz- und Leittechnik – Online-Preview 2022	56
6.4	2022 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference Europe (ISGT-Europe)	56
6.5	VDE ETG Kongress 2023 – „Die Energiewende beschleunigen“	57

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Projektaufbau und Verantwortlichkeit pro Arbeitspaket	10
Abbildung 2: Zeitplan des Projektes	11
Abbildung 3: Detail- und Abstraktionsgrad verschiedener UC Typen in Anlehnung an 16	12
Abbildung 4: Reduktion des GWAC-Stack auf die SGAM Ebenen nach 21	14
Abbildung 5: Engpassmanagement: Steuerung von Erzeugungsanlagen und Lasten	17
Abbildung 6: Integration von Komponenten (Batteriespeicher) ins Netzleitsystem	17
Abbildung 7: Einfaches und schnelles Updaten des Netzleitsystems.....	18
Abbildung 8: Effektives rONT-Management.....	18
Abbildung 9: Netzsicherheitsrechnung mit Prognose vor einer Schalthandlung.....	19
Abbildung 10: Predictive Maintenance zur optimalen Wartung	19
Abbildung 11: Integration steuerbarer Kleinerzeuger in einem vorgeschalteten Leitsystem	20
Abbildung 12: Geplante Systemarchitektur.....	21
Abbildung 13: Ehemaliger Transformatorraum (vor der Installation des Batteriespeichers)	24
Abbildung 14: Ehemaliger Transformatorraum (nach der Installation des Batteriespeichers)....	25
Abbildung 15: Architektur des Steuerungssystems	26
Abbildung 16: WDF für die Leistung am NVP	27
Abbildung 17: Anwendung des Algorithmus zur LSK in der Praxis	27
Abbildung 18: Hochschul-Verteilnetz in zenon.....	28
Abbildung 19: Abbildung des Netzmodells in zenon	29
Abbildung 20: Schematische Übersicht des Mittelspannungsnetzes in PowerFactory	30
Abbildung 21: Schematische Darstellung der Kopplung von zenon und PowerFactory.....	31
Abbildung 22: Abbildung des Mittelspannungsnetzes in zenon.....	31
Abbildung 23: Sequenzdiagramm – Erstellung der Bedien- & Beobachtungselemente und veröffentlichen der Variablen per OPC UA	32
Abbildung 24: Ablaufplan – Konfiguration und Verknüpfung von OPC UA-Variablen mit externen Messobjekten in PowerFactory.....	33
Abbildung 25: Sequenzdiagramm – Kopplung von zenon und PowerFactory und Übertragung der Ergebnisse während einer Simulation	34
Abbildung 26: zenon Visualisierung mit Messwerten während einer (quasi-) dynamischen Simulation in PowerFactory	34
Abbildung 27: Ablaufplan – Steuerung von PowerFactory mittels zenon und Python-Skript	35
Abbildung 28: Stack (Protokolle und Hard-/Software).....	42
Abbildung 29: Drei Schritte zur Protokollauswahl	43
Abbildung 30: Webtool zur Kommunikationsprotokoll-Auswahl.....	44
Abbildung 31: Modbus-MQTT-Bridge	45
Abbildung 32: Flow zur Übermittlung der Daten eines Messgerätes	46
Abbildung 33: Konfigurationsdialog für die Modbus Operation "Mittelwert Ströme".....	46
Abbildung 34: Kopplung zenon und PowerFactory (1).....	47
Abbildung 35: Kopplung zenon und PowerFactory (2).....	48

Abbildung 36: Blue Green Deployment.....	49
Abbildung 37: Canary Deployment	49
Abbildung 38: Rolling Updates	50
Abbildung 39: Sichere, BSI-konforme Kommunikation mit Mehrwert-Konnektor (unten), SMGW (links) und Steuerbox/Mehrwert-Modul (rechts)	51
Abbildung 40: Datenbedarf der Anwendungen als Venn-Diagramm (AW: Anwendung).....	36
Abbildung 41: Verwendung verschiedener Sichten zur unterschiedlichen Darstellung der Stammdaten.....	37
Abbildung 42: Schieflage beim Datenbedarf verschiedener Anwendungen	37
Abbildung 43: Schematische Darstellung Konzept 1	38
Abbildung 44: Schematische Darstellung Konzept 2	39
Abbildung 45: Schematische Darstellung Konzept 3	40
Abbildung 46: Schematische Darstellung Konzept 4	41

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Bewertungsmatrix für SCADA-Systeme (Teil 1)	22
Tabelle 2: Bewertungsmatrix für SCADA-Systeme (Teil 2)	23
Tabelle 3: Bewertung der Server-Client-Konstellationen.....	47
Tabelle 4: Bewertung Konzept 1 (Pro und Contra)	39
Tabelle 5: Bewertung Konzept 2 (Pro und Contra)	39
Tabelle 6: Bewertung Konzept 3 (Pro und Contra)	40
Tabelle 7: Bewertung Konzept 4 (Pro und Contra)	41
Tabelle 8: Bewertungsmatrix Konzepte 1-4	41

1 Ausgangssituation

Forschungsaktivitäten im Bereich der elektrischen Verteilnetze stellen häufig das Stromverteilnetz sowie die intelligenten Funktionen, mit denen erneuerbare Energien besser in das Netz integriert werden sollen, in den Vordergrund. Nur wenige Projekte legen den Schwerpunkt speziell auf die Leittechnik. Dabei sind es eben diese Systeme, die künftig als „Backbone“ sicherstellen, dass unsere Netze nicht nur intelligent werden, sondern auch sicher bleiben¹. Leitsysteme müssen dafür so ausgelegt werden, dass auch neue Funktionen, die heutzutage noch nicht im Fokus der Forschung oder Umsetzung stehen, leicht implementierbar sind.

2 Projektbeschreibung

Im Rahmen des Forschungsprojektes *ofVerte LeitStand* wird ein Leitsystem für Stromverteilnetze mit hohem Anteil erneuerbarer Energien entwickelt und aufgebaut. Verbundpartner des Projektes sind die Hochschule Emden/Leer und die Jade Hochschule. Weitere Projektpartner sind die EWE NETZ GmbH und das OFFIS – Institut für Informatik. Das Ziel des Forschungsprojektes ist ein auf Standards und Standard-Industriekomponenten basierendes Netzleitsystem, das sich durch die Berücksichtigung von sowohl etablierten als auch neuartigen Konzepten und Technologien verschiedener Domänen auszeichnet. Ein solcher Ansatz kann eine günstigere und flexiblere Alternative zu Individuallösungen im Bereich der Netzleitsysteme darstellen und darüber hinaus eine signifikante Komplexitäts- und Kostenreduktion bieten.

2.1 Motivation

Ein Großteil der Windkraftanlagen in Deutschland ist in Norddeutschland installiert. Das hat erheblichen Einfluss auf die Stromverteilnetze, wo diese Anlagen üblicherweise angeschlossen sind. Im Wesentlichen betrifft dies die Mittel- und Niederspannungsnetze. Im Verteilnetz der EWE NETZ GmbH, das einen großen Bereich Nordwestdeutschlands abdeckt, liegt der Anteil der erneuerbaren Energien am Stromverbrauch gegenwärtig bei über 90 %². Dieser hohe Anteil stellt die Verteilnetzbetreiber (VNB) in der Region vor große Herausforderungen. Zur Bewältigung der Herausforderungen werden kostengünstige Ansätze und Lösungen gesucht, die durch eine stärkere Automatisierung und Digitalisierung der Netze realisiert werden sollen³.

Das übergeordnete Kontrollorgan einer jeden Netzautomatisierung bilden Netzleitsysteme. Ihre Aufgabe besteht in der Überwachung und Steuerung der Netze. Die Leitsysteme bzw. deren Kern sind meist historisch gewachsen. Die Anwendung belief sich in der Vergangenheit weitgehend auf passive Funktionen, d. h. die Überwachung des Netzes. Im Rahmen des Einspeisemanagements steigt die Zahl der aktiven, automatisierten Eingriffe in das Netz durch Steuer- oder Regelungen⁴. Im Kontext von Redispatch 2.0 und durch den steigenden Anteil der erneuerbaren Energien sowie den damit verbundenen Einsatz von Automatisierungstechnik im Verteilnetz wird sich die Anzahl der

¹ T. Aundrup und J. Zeidler, „Der Verteilnetzbetreiber erster Ordnung als Flächenorganisator und Mitgarant der Systemsicherheit“, Netzpraxis, Bd. 54, Nr. 9, S. 52–56, 2015.

² EWE AG, „Unsere Netze: sicher und intelligent“. <https://www.ewe.com/de/konzern/geschaeftszweige/energie/netz> (zugriffen Dez. 07, 2020).

³ H. Harms, C. Hille, und B. Hörpel, „Intelligente Technologien können Kosten drastisch senken“, ew - das Mag. für die Energiewirtschaft, Bd. 2, S. 72–78, 2014.

⁴ Bonn-Netz GmbH, „Einspeisemanagement“. <https://www.bonn-netz.de/Einspeisung/Einspeisemanagement> (zugegriffen Dez. 07, 2020).

aktiven Eingriffe voraussichtlich weiter erhöhen. Die bestehenden Systeme sind dafür jedoch originär nicht ausgelegt worden⁵.

Netzeitsysteme sind in der Regel maßgeschneiderte, proprietäre Softwarelösungen. Wesentliche Änderungen oder Erweiterungen der Systeme finden durch den Hersteller statt. Das ist kostspielig und stellt insbesondere für kleinere VNB eine finanzielle Herausforderung dar. Durch den Einsatz von Standard-Soft- und Hardware sollen künftig die Anschaffungskosten und damit die Hürden für die Einführung eines Verteilnetz-Leitsystems gesenkt werden. Eine Erhöhung der Modularität soll durch den Einsatz von offenen Standards und Standard-Systemkomponenten erreicht werden. Das verbessert auch die Flexibilität beim VNB hinsichtlich der Einführung neuer Funktionalitäten. Somit kann der VNB besser und insbesondere schneller auf die aktuellen Bedürfnisse reagieren, die durch den starken Anstieg der erneuerbaren Energien im Verteilnetz entstehen.

Eines dieser Bedürfnisse entsteht auf Seiten der Hersteller von dezentralen Erzeugungsanlagen. Diese sind bestrebt, mit ihren Produkten Mehrwertdienste anzubieten, um so den Wert ihrer Produkte zu erhöhen. Neben der primären Aufgabe der Stromerzeugung sind die Anlagen zusätzlich in der Lage, den Netzbetrieb aktiv zu unterstützen. Diese Dienste, wie z. B. das Liefern von Umgebungsmessdaten (Wetter, etc.), können vom VNB aber nur in Anspruch genommen werden, wenn seitens der Netzeitsysteme die entsprechenden Schnittstellen bereitgestellt werden.

2.2 Stand von Wissenschaft und Technik

Netzeitsysteme werden zur Führung von elektrischen Übertragungs- und Verteilnetzen eingesetzt. Die Netzeitsysteme und Netzeittechnik haben die Aufgabe, die Netzbetreiber in der Betriebsführung ihrer Stromnetze zu unterstützen. Hierzu zählen im Wesentlichen die Netzüberwachung sowie die Reaktion auf Störsituationen im Netz und die damit verbundenen Steuereingriffe in das Netzgeschehen.^{6,7}

Mit dem Einzug der erneuerbaren Energien in die Verteilnetze ist die Herausforderung diese zu überwachen und zu steuern deutlich gewachsen. Verteilnetze sind in der Regel nicht vollständig beobachtbar, da, im Gegensatz zum Übertragungsnetz, kaum Messungen zur Verfügung stehen⁵. Die eher passive Ausrichtung der Verteilnetz-Leitsysteme hat zur Folge, dass es an entsprechender Aktorik und Automatisierungstechnik zur Steuerung und Regelung der aktiven Anlagen, die durch den verstärkten Einsatz erneuerbarer Energien hinzugekommen sind, fehlt.

Bislang gibt es, abgesehen von der Schutztechnik, nur wenige aktive Netzeingriffe, die automatisiert durchgeführt werden. Ein Beispiel für einen solchen Eingriff ist das Einspeisemanagement, bei dem die Einspeiseleistung von Erzeugungsanlagen temporär reduziert wird, um lokale Netzüberlastungen zu vermeiden⁸. Durch die wachsende Anzahl erneuerbarer Energien im Verteilnetz und dem damit verstärkten Einsatz von Automatisierungstechnik wird sich die Zahl der aktiven Eingriffe in das Netz durch Steuer- oder Regelungen künftig weiter erhöhen⁵.

⁵ D. Timmermann und T. Aundrup, „Neue Anforderungen an die Netzeittechnik“, Netzpraxis, Bd. 53, Nr. 1–2, 2014.

⁶ A. J. Schwab, Elektroenergiesysteme. Wiesbaden: Springer Vieweg, 2020.

⁷ Next Kraftwerke GmbH, „Wie funktioniert der Netzbetrieb in Deutschland?“, 2017. <https://www.next-kraftwerke.de/wissen/netzbetrieb> (zugegriffen Sep. 30, 2020).

⁸ J. Gantenberg, „Einspeisemanagement als dezentrale Lösung im Mittelspannungsnetz“, ew - das Mag. für die Energiewirtschaft, Bd. 111, Nr. 17–18, 2012.

Viele Automatisierungsansätze aus dem Forschungsbereich beruhen auf Messungen, für deren Realisierung Messstellen kostenintensiv nachgerüstet werden müssen⁹. Daher ist es sinnvoll, neben Messungen auch weitere verfügbare Informationen für die Automatisierung des Netzes heranzuziehen (z. B. Verwendung von Einspeiseprognosen). Gerade im Verteilnetzbereich hat sich dies noch nicht etabliert. Ein Beispiel hierfür ist der Einsatz von Last- oder Einspeiseprognosen. Ein Argument gegen den Einsatz von Einspeiseprognosen ist z. B., dass Wetter- oder Leistungsvorhersagen für kleinere Gebiete ungenauer als für große sind¹⁰. Im Übertragungsnetz finden sie daher intensiv Verwendung. Im Verteilnetz ist noch unzureichend geklärt, inwieweit diese unsicherheitsbehafteten Prognosen für sicherheitsrelevante Anwendungen in der Verteilnetzautomatisierung nützlich sind.

Insbesondere im IT-Bereich des Energiesektors ist eine intensive Entwicklung in den letzten Jahren zu beobachten. Wesentliches Augenmerk gilt dem Kommunikationsstandard IEC 61850, der die Interoperabilität der intelligenten Komponenten im automatisierten Verteilnetz sicherstellen soll. Die Umsetzung der Norm im Verteilnetzbereich verläuft bislang nur zögerlich¹¹. Auch das Common Information Model (CIM; IEC 61970/61968), als Basis für eine gemeinsame Datenhaltung der einzelnen IT-Systeme eines VNB, hat sich noch nicht flächendeckend durchgesetzt. Es gibt somit verschiedene gute Lösungsansätze, die in der Praxis noch nicht ausreichend umgesetzt sind. Parallel verändert sich auch in anderen Branchen die IT-Landschaft. Hier ist insbesondere der Bereich Industrie 4.0 und der dortige Einsatz der OPC Unified Architecture (UA) zu nennen. Wichtig ist, dass für den Verteilnetzbereich keine singulären Lösungen entwickelt bzw. angestrebt werden. Daher ist eine ganzheitliche Betrachtung erforderlich, die u. a. den Bereich Industrie 4.0 mitberücksichtigt. Die fortschreitende Transformation hin zu Industrie 4.0 und der anhaltende Wandel des Stromnetzes weisen eine Vielzahl gemeinsamer An- und Herausforderungen auf, die es erlauben, intelligente Stromnetze (Smart Grids) „als einen ersten großen Pilotfall [...] für Industrie 4.0 (I4.0) zu betrachten und das Smart Grid quasi als großflächige Smart Factory“¹² zu interpretieren. Damit könnten die Ansätze zur Interoperabilität und Datenmodellierung, wie sie im I4.0 Kontext entwickelt werden, eine Schlüsselrolle einnehmen. Es gibt bereits mehrere Ansätze zu solchen, wo die OPC UA mit der IEC 61850 respektive dem CIM kombiniert wurden^{13,14}.

Die Alternative zu den hier beschriebenen Lösungsansätzen besteht für die VNB darin, weiter wie bisher proprietäre und damit kostspielige Softwarelösungen zu verwenden und die bestehenden Systeme, die ursprünglich nicht für die Herausforderungen der Energiewende konzipiert wurden, so gut es geht an die geänderten Anforderungen anzupassen, wodurch Ineffizienzen entstehen können.

⁹ N. Neusel-Lange, „Rückgrat für die Energiewende“, ew - das Mag. für die Energiewirtschaft, Bd. 14, 2013.

¹⁰ U. Focken, M. Lange, und H. Waldl, „Reduction of wind power prediction error by spatial smoothing effects“, 2001.

¹¹ J. Koch, Tanja; Hermsmeier, „Die IEC 61850 als Standard für die Digitalisierung des Energiesystems“, etz elektrotechnik Autom., 2015.

¹² Kreusel, Jochen: Smart Grids sind der erste Pilotfall für Industrie 4.0! (2013), Smart Grids sind der erste Pilotfall für Industrie 4.0!, von <https://www.smarterworld.de/smart-energy/smart-grid/artikel/96473/>

¹³ S. Rohjans, M. Uslar, und H. J. Appelrath, „OPC UA and CIM: Semantics for the smart grid“, 2010, doi: 10.1109/TDC.2010.5484299.

¹⁴ S. Lehnhoff, W. Mahnke, S. Rohjans, und M. Uslar, „IEC 61850 based OPC UA communication - The future of smart grid automation“, 2011.

2.3 Wissenschaftliche und technische Arbeitsziele und angestrebte Innovationen

Das Forschungsprojekt ist stark anwendungsorientiert, sodass ein intensiver Praxisbezug gegeben ist. Die Arbeitsziele berücksichtigen daher insbesondere die Anforderungen des Praxispartners. Anforderungen und Abgleich von Zwischenergebnissen wurden am 19.11.2020 in einem gemeinsamen Workshop erhoben bzw. abgeglichen.

Gemäß dem Workshop tragen die folgenden Punkte zum Innovationspotenzial des Projektes bei:

1. Entwicklung einer Blaupause für künftige Verteilnetzleitsysteme unter,
2. Einsatz von Standard-Leitsystem-Software,
3. Einsatz von Standard-Industriekomponenten und
4. Nutzung von Ansätzen und Methoden aus dem Bereich Industrie 4.0.
5. Entwicklung von praxistauglichen Konzepten zur Überwachung und Steuerung von Netzen unter Einsatz von Prognosedaten.
6. Erarbeitung von Ansätzen zur Komplexitätsreduktion bei der Betriebsführung.
7. Entwicklung einer standardkonformen IKT-Architektur für den Datenaustausch.

2.4 Zeit- und Arbeitsplan

In Abbildung 1 ist die Struktur des Projektes wiedergegeben. Das Projekt gliedert sich in vier Phasen: Definition, Spezifikation, Inbetriebnahme und Validierung. Es gibt acht inhaltliche Arbeitspakete (AP), die den vier Phasen zugeordnet sind sowie ein AP für das Projektmanagement.

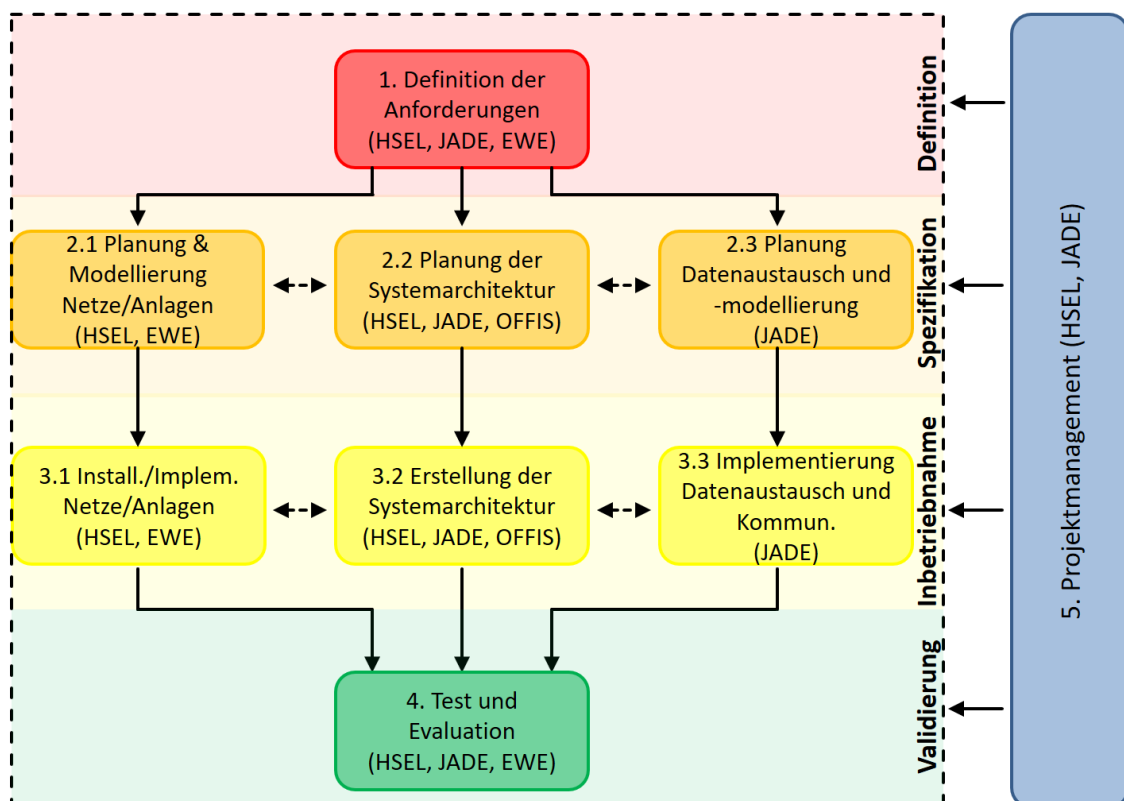


Abbildung 1: Projektaufbau und Verantwortlichkeit pro Arbeitspaket

In Abbildung 2 ist der Zeitplan des Projektes mit Anpassungen aufgrund der kostenneutralen Verlängerung wiedergegeben. Der entfallende Bearbeitungszeitraum von AP 4 (in rot) sagt lediglich aus, dass mit der Bearbeitung des Arbeitspaketes später begonnen wurde. Es gibt zwei Meilensteine, die jeweils als Workshop stattfinden und die nachfolgend kurz beschrieben werden:

- Meilenstein 1: Die Definition der Anforderungen ist abgeschlossen und die Anwendungsfälle für Systemtests werden festgelegt.
- Meilenstein 2: Die Planung ist abgeschlossen, das Gesamtsystem ist spezifiziert und Entscheidungen zur konkreten Umsetzung werden getroffen.

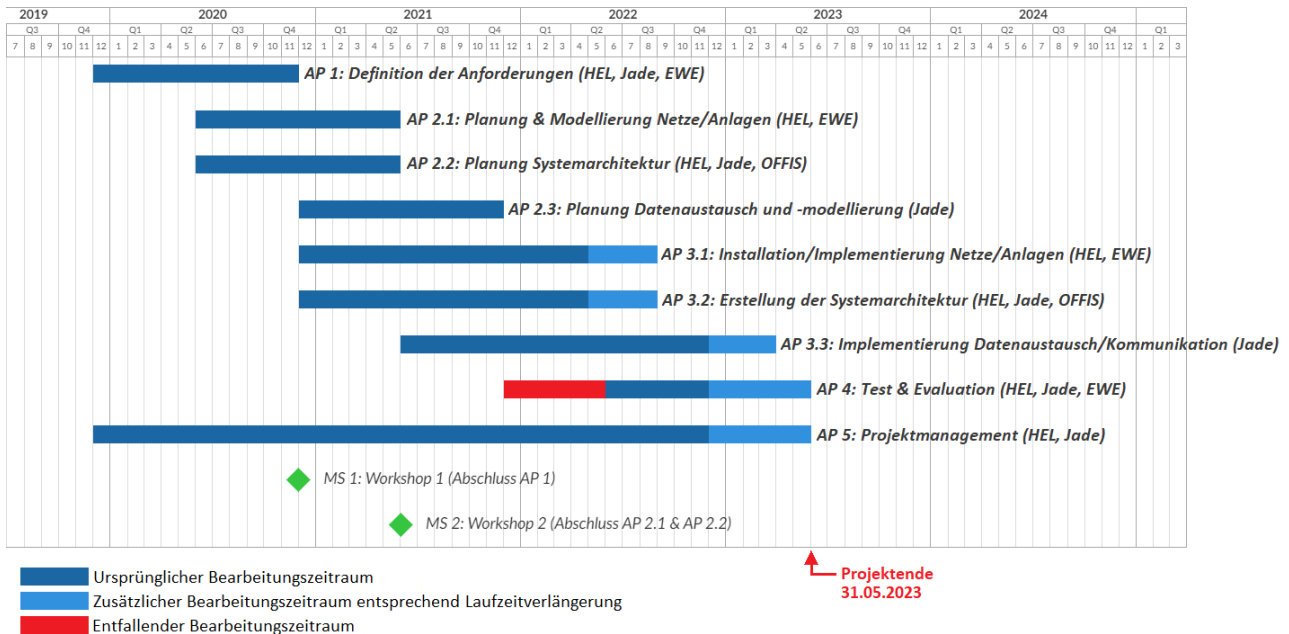


Abbildung 2: Zeitplan des Projektes

3 Hintergrund und Anforderungen

Die Inhalte dieses Kapitels resultieren aus den Arbeiten in AP 1 „Definition“.

In der Definitionsphase des Projektes wurden die Anwendungsfälle für die Systemtests im Projekt festgelegt. Als theoretischer Hintergrund wird hier zunächst auf (standardisierte) Anwendungsfälle und den daran anschließbaren Smart Grid Architecture Model, sowie den Besonderheiten von System-of-Systems eingegangen, bevor die einzelnen Anwendungsfälle des Projektes jeweils kurz vorgestellt werden und abschließend auf die identifizierten Herausforderungen heutiger Netzleitsysteme eingegangen wird.

3.1 Anwendungsfälle (HSEL, JADE)

Ein Anwendungsfall (im Nachfolgenden Use Case bzw. abgekürzt UC genannt) beschreibt das Verhalten eines Systems aus Sicht des mit dem System interagierenden Akteurs. Akteure sind nicht auf menschliche Personen beschränkt, sondern können beispielsweise durch Rollen, Organisationen oder auch andere Systeme repräsentiert sein¹⁵. Unter den an einem UC beteiligten Akteuren existiert ein sogenannter Primary Actor, der durch seine initiale Interaktion den UC auslöst und damit ein bestimmtes fachliches, als Business Goal bezeichnetes, Ziel erreichen möchte¹⁶. Der Standard ISO/IEC 19505-2:2012¹⁷ definiert einen UC als „*the specification of a set of actions performed by a system, which yields an observable result that is, typically, of value for one or more actors or other stakeholders of the system*“. Als Grundlage eines UC dient in der Regel ein abstrakterer Business Case, der selbst keine technischen Details zur Realisierung bereitstellt. Die im Business Case erfassten Geschäftsziele werden durch UCs unterschiedlicher Granularitäten weiter ausspezifiziert und realisiert. Allgemein kann zwischen „high level“, „generic“, „specialised“ und „individual“ UC unterschieden werden (siehe Abbildung 3). Der Abstraktionsgrad nimmt in absteigender Reihenfolge stetig ab, während der Detaillierungsgrad entsprechend zunimmt.¹⁶

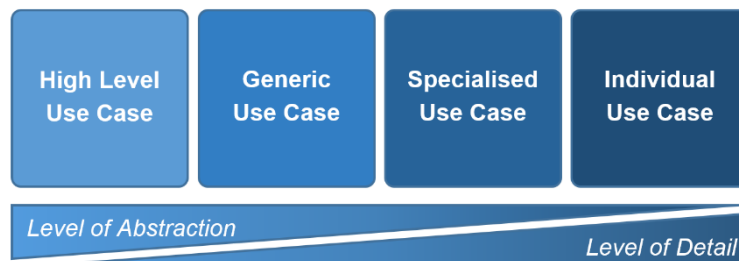


Abbildung 3: Detail- und Abstraktionsgrad verschiedener UC Typen in Anlehnung an ¹⁶

Ein strukturierter und standardisierter Prozess zur Erhebung und Verwaltung von UCs wird in den vier Teilen der IEC 62559 Serie beschrieben. Teil 1 legt die Grundlage für kollaborative Erhebung und das Teilen von Anwendungsfällen, indem dort Voraussetzungen und Anforderungen an ein sogenanntes UC Repository beschrieben werden. Die notwendigen Austausch- und Serialisierungsformate werden in Teil 3 der Serie beschrieben. Teil 4 schließt die Serie mit Best Practices zur Erhebung von UCs ab. Die strukturierte und standardisierte Erhebung der UCs wird durch eine in

¹⁵ A. Cockburn, Writing Effective Use Cases, 1st Aufl. USA: Addison-Wesley Longman Publishing Co., Inc., 2000.

¹⁶ M. Gottschalk, M. Uslar, und C. Delfs, „The Use Case and Smart Grid Architecture Model Approach“, Springer Briefs in Energy, 2017, doi: 10.1007/978-3-319-49229-2.

¹⁷ ISO/IEC, „ISO/IEC 19505-2:2012 Information technology — Object Management Group Unified Modeling Language (OMG UML) — Part 2: Superstructure“, 2012.

Teil 2 des Standards beschriebene Vorlage unterstützt. Diese einheitliche Erfassung ermöglicht das Vergleichen, Aggregieren und Abstrahieren unterschiedlichster UCs und damit auch das Bereitstellen potentieller Blaupausen für kommende Anwendungsfälle und Anforderungen an Leitsysteme. Darüber hinaus hilft die – auch in der Standardisierung eingesetzte – Vorlage, alle für eine Realisierung und den Ablauf wichtigen Anforderungen, Regularien und Informationen der unterschiedlichen Stakeholder in einem zentralen Dokument festzuhalten.

Anwendungsfälle stellen damit ein geeignetes Mittel zur Anforderungserhebung, Entwicklung und Evaluation eines Systems dar. Aufgrund des notwendigen Aufwands in der Erfassung, Ausarbeitung und Abstimmung eines IEC 62559 konformen UCs, wird im Rahmen des Projekts auf eine verkürzte Darstellung zurückgegriffen. Diese im späteren Abschnitt 3.4 vorgestellten, verkürzten UCs bilden die Grundlage für die Entwicklung des offenen Systems. Ein besonderer Fokus wird auf jene Aspekte gelegt, die aufgrund fehlender ökonomischer Anreize in naher Zukunft voraussichtlich nicht durch Hersteller und Betreiber adressiert werden, für die mittel- und langfristig jedoch eine erhöhte Relevanz zu erwarten ist. Aus technischer Sicht können hier die vermehrt Spannungsebenen-übergreifende Kommunikation sowie die damit einhergehende notwendige Interoperabilität der Systeme genannt werden. Organisatorisch ist die zunehmende Kooperation von Netzbetreibern zu erwarten, um gemeinsam und modular auf sich ändernde Anforderungen zu reagieren. Ein Beispiel für ebendiese konsortiale Entwicklung von modularer und sicherer Softwareentwicklung für den Netzbetrieb stellt die Genossenschaft openKONSEQUENZ eG dar¹⁸.

3.2 Smart Grid Architecture Model (JADE)

Referenzarchitekturmodelle, wie beispielsweise das Smart Grid Architecture Model (SGAM) oder das Referenzarchitekturmodell Industrie 4.0, können eingesetzt werden, um die in Smart Grids stetig wachsende Komplexität handhabbar zu gestalten. Das SGAM wurde ursprünglich mit dem Ziel entwickelt, Standardisierungslücken aufzudecken und die Standardisierung im Smart Grid voranzutreiben. Der tatsächliche Einsatz des Modells hat sich seither zu einem Entwicklungs- und Kommunikationswerkzeug gewandelt, da es eine holistische und hinreichend abstrakte Sicht auf die komplexen Systemlandschaften im Smart Grid bietet.^{16,19}

Das SGAM und dessen Derivate²⁰ sind dreidimensionale Modelle, die, wie Abbildung 4 zeigt, aus mehreren, vertikal ausgerichteten Ebenen bestehen. Jede dieser Ebenen entspricht einer Interoperabilitätsebene und zeigt eine Perspektive auf das betrachtete System. Die horizontalen Achsen, die diese Ebenen aufspannen, entsprechen domänenspezifischen Konzepten. Die Grundlage der Interoperabilitätsebenen bildet der Interoperabilitäts-Stack des GridWise Architecture Council (GWAC), der in acht Ebenen die organisationalen, semantischen und syntaktischen Aspekte der Interoperabilität von Systemen im Smart Grid abbildet²¹. Der GWAC-Stack wurde, wie nachfolgend

¹⁸ openKONSEQUENZ eG, „openKONSEQUENZ für Anwender“. <https://www.openkonsequenz.de/anwender> (zugegriffen Dez. 14, 2020).

¹⁹ M. Uslar und S. Hanna, „Model-driven Requirements Engineering Using RAMI 4.0 Based Visualizations“, in Modellierung 2018- AQEMO: Adequacy of Modeling Methods, 2018, S. 21–30.

²⁰ M. Uslar u. a., „Applying the smart grid architecture model for designing and validating system-of-systems in the power and energy domain: A European perspective“, *Energies*. 2019, doi: 10.3390/en12020258.

²¹ GridWise Architecture Council, „Smart Grid Interoperability Maturity Model Summary“. <https://www.grid-wiseac.org/about/imm.aspx> (zugegriffen Aug. 16, 2020).

dargestellt, für die Smart Grid Domäne angepasst, um die nach IEC 62559 erfassten UCs darzustellen und damit ein besseres Verständnis für einzelne UCs sowie deren Zusammenspiel und Gemeinsamkeiten zu ermöglichen.

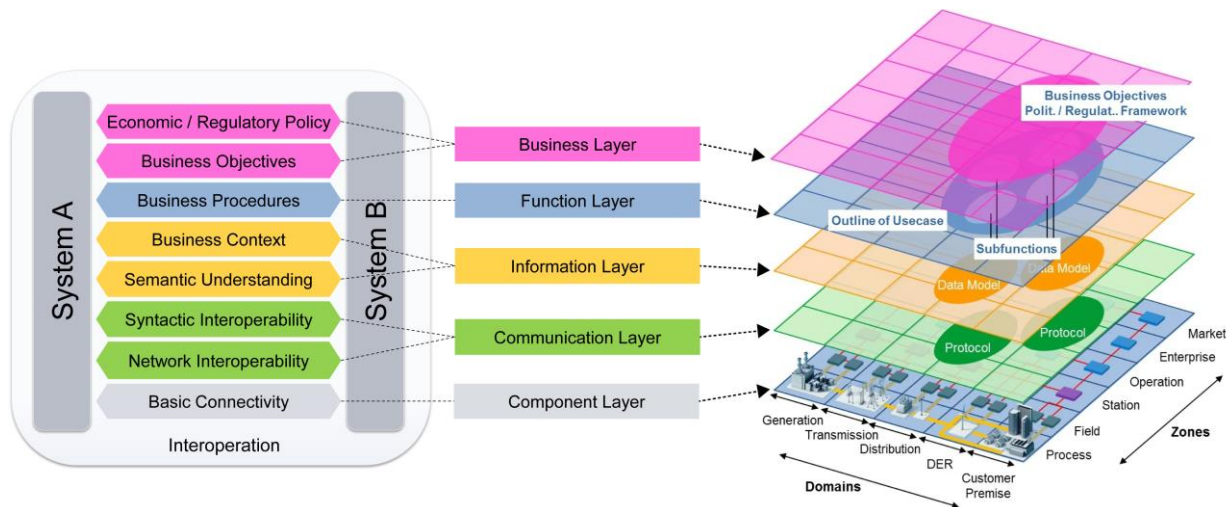


Abbildung 4: Reduktion des GWAC-Stack auf die SGAM Ebenen nach ²¹

Der Business Layer umfasst alle das Geschäftsmodell und den Business Case betreffenden Aspekte. Dazu gehören neben den eigentlichen Geschäftsprozessen auch regulatorische und rechtliche Aspekte. Unterhalb des Business Layers liegt der Function Layer, der all jene logischen Funktionen und Services abbildet, auf die zur Erfüllung der Geschäftsprozesse zugegriffen wird. Die durch die Bestandteile des Service Layers ausgetauschten Informationen und deren Formate, Standards und Modellierungsregeln werden auf dem Information Layer abgebildet. Der Communication Layer beschreibt die logische Kommunikationsinfrastruktur und eingesetzten Protokolle während der darunterliegende Component Layer die Komponenten und Akteure im Smart Grid erfasst. Aufgespannt wird jede Ebene durch die horizontalen Achsen „Domains“ und „Zones“ die einerseits die Energieerzeugung im Smart Grid abdecken und andererseits aus der Automatisierungspyramide, ergänzt um die Bereiche Enterprise und Market, bestehen.²²

Die Möglichkeit, alle relevanten Aspekte eines UC strukturiert und organisiert in einer visuellen Repräsentation abzubilden, wird im Rahmen des Projekts vor allem zur Dokumentation und Diskussion eingesetzt. Darüber hinaus unterstützt die visuelle Repräsentation auch bei der Analyse eines UC. So deutet eine leere Ebene des SGAM beispielsweise auf eine unvollständige Beschreibung des UC für eben genau diesen Bereich hin.

3.3 System-of-Systems (JADE)

Ein System-of-Systems (SoS) kann gemäß ISO/IEC/IEEE 21839²³ als eine Menge von Systemen bezeichnet werden, die miteinander interagieren oder wechselwirken und dadurch Fähigkeiten und Funktionalitäten anbieten können, die keines der konstituierenden Systeme (KS) alleine bereitstellen

²² CEN/CENELEC/ETSI Joint Working Group on Standards for Smart Grids, „CEN-CENELEC-ETSI Smart Grid Coordination Group: Smart Grid Information Security“, 2012, [Online]. Verfügbar unter: <ftp://ftp.cen.eu/EN/EuropeanStandardization/HotTopics/SmartGrids/Security.pdf>.

²³ International Organization for Standardization/International Electrotechnical Commission/Institute of Electrical and Electronics Engineers, "ISO/IEC/IEEE 21839:2019 - Systems and software engineering - System of systems (SoS) considerations in life cycle stages of a system," 2019

kann. Wo im Rahmen „einfacher“ Systeme von „Elementen“ oder „Teilen“ gesprochen wird, handelt es sich im SoS Kontext um „konstituierende Systeme“. Diese Abgrenzung ist wichtig, da, wie Maier beschreibt²⁴, anders als ein Element eines Systems, jedes Konstituierendes System (KS) selbst einem eigenen Zweck dient und diesen Zweck unabhängig des SoS auch tatsächlich erfüllt. Boardman und Sauser^{25,26,27} stellen fünf Charakteristiken zur Differenzierung von Systemen und SoS auf:

- Autonomie beschreibt die Fähigkeit der KS unabhängige Entscheidungen zu treffen und eigene Ziele zu verfolgen.
- Zugehörigkeit ist die Fähigkeit eines Systems, seinen Zweck auf das Ziel des SoS auszuweiten, während das SoS den Zweck des Systems erhöht.
- Konnektivität wird als die Fähigkeit angesehen, Verbindungen und Relationen nach Bedarf und zum Nutzen des SoS herstellen zu können.
- Diversität ist die auffällige Heterogenität der Systeme die in einem SoS zusammen existieren und arbeiten. Eine hohe Diversität wird durch Boardman und Sauser als Notwendigkeit dafür angesehen, dass das SoS auf verschiedenste Veränderungen, Unsicherheiten oder Disruptionen reagieren kann und fördert damit die Resilienz des Systems.
- Emergenz bedeutet für ein SoS Verhaltensweisen und Fähigkeiten, die unerwartet sind oder auch durch ausreichend Kenntnisse über die KS nicht vorhergesehen werden können. Dieses emergente Verhalten kann sowohl positiv als auch negativ für das SoS oder einzelne KS sein.

Der Einsatz von eigenständigen Off-the-Shelf-Komponenten unterschiedlicher Hersteller und offenen Standards führt damit zu einer Realisierung des Leitsystems als SoS. Die gewünschte Steigerung der Flexibilität und Unabhängigkeit kann jedoch nur erreicht werden, wenn vor allem Self-Contained Systems eingesetzt werden und tatsächlich auf eine ausreichend starke Entkopplung und Modularisierung geachtet wird.

Modularisierung bezeichnet im Kontext der Softwareentwicklung das Zerlegen eines Systems in voneinander möglichst entkoppelte Teile, die Module. Ein Modul zeichnet sich unter anderem dadurch aus, dass es eine definierte und in sich geschlossene Funktionalität – und nur diese Funktionalität – bewältigt. Das Modul muss dabei ohne Kenntnisse über den internen Aufbau nutzbar sein. Die dafür Notwendige Kommunikation findet über eine robuste und wohldefinierte Schnittstelle statt. Die Grenzen eines Moduls können entweder technischer Natur oder domänengetrieben sein.

Ein Architekturstil, der ebenfalls die Modularisierung komplexer Systeme zum Ziel hat, ist die Microservice Architektur. Anders, als in anderen Modularisierungsstrategien (z. B. Modular Monolith), entstehen durch die Zerlegung eigenständige und unabhängige Anwendungen, auch Microservices genannt. Ein Microservice entspricht ebenfalls den zuvor genannten Anforderungen eines Moduls, ist darüber hinaus jedoch für sich eigenständig lauffähig und kann alleinstehend deployed werden. Der Microservice Begriff und im speziellen der Umfang eines Microservice ist nach wie vor nicht eindeutig definiert. So kann im Kontext der einen Anwendung der Microservice die Datenbank und die Benut-

²⁴ M. Maier, "Architecting principles for systems-of-systems," Systems Engineering, vol. 1, no. 4, pp. 267-284, 1998.

²⁵ B. Sauser and J. Boardman, "Taking hold of system of systems management," EMJ - Engineering Management Journal, vol. 20, no. 4, 2008.

²⁶ J. Boardman and B. Sauser, "System of Systems - The meaning of of," in Proceedings 2006 IEEE/SMC International Conference on System of Systems Engineering, Los Angeles, CA, USA, 2006.

²⁷ W. C. Baldwin and B. Sauser, "Modeling the characteristics of system of systems," in 2009 IEEE International Conference on System of Systems Engineering (SoSE), Albuquerque, NM, 2009.

zerschnittstelle beinhalten während es sich in einem anderen Kontext um eigene Microservices handelt. Das Zusammenspiel verschiedener Microservices ergibt in der Regel erst das mehrwertbringende System und fördert Emergenz. Damit können alle zuvor genannten Strategien zum Zero Downtime Deployment auf einzelne Microservices angewandt werden, ohne dabei andere Teile der Architektur zu beeinflussen. Die Motivation zur Umsetzung einer Microservicearchitektur kann entweder technisch oder organisatorisch begründet sein.

Self Contained Services (SCSs) sind im Vergleich zu Microservices klar definiert. Ein SCS ist eine Anwendung, die jegliche Logik, Schnittstellen, Daten und deren Darstellungen sowie etwaige Oberflächen vollständig beinhaltet. Die Kombination verschiedenster SCSs ergibt letztlich die Mehrwertanwendung, wobei die Kommunikation der SCSs untereinander asynchron und über leichtgewichtige Messaging Protokolle umgesetzt werden sollte, um keine starken Abhängigkeiten der Systeme untereinander zu schaffen. Die polyglote Datenhaltung ermöglicht die optimale Form der Datenhaltung für den entsprechenden Anwendungszweck. Zwangsläufig auftretende Redundanzen müssen zwar in Kauf genommen werden, die Datenhoheit liegt jedoch weiterhin beim führenden System. Die interne Struktur eines SCS – sowohl technisch als auch organisatorisch – ist für das Gesamtsystem irrelevant und kann zwischen den SCSs stark variieren. Organisatorisch ist für jedes SCS eine Organisationseinheit zuständig. Eine Organisationseinheit kann je nach Scope ein Team, eine Fachabteilung oder ein ganzes Unternehmen sein. Die Unabhängigkeit der konstituierenden Systeme sowie die lose technische Kopplung führt zu einem robusten System-of-Systems, dessen konstituierende Systeme wesentlich einfacher ausgetauscht, skaliert und gewartet werden können, als es bei einer monolithischen und proprietären Gesamtlösung der Fall ist.

3.4 Projekt-Anwendungsfälle (HSEL, JADE)

In der Definitionsphase des Projektes wurden insgesamt sieben UCs identifiziert, die für die Umsetzung eines auf Standards und Standard-Industriekomponenten basierendes Netzleitsystems als relevant eingestuft wurden. Die UCs werden zur Entwicklung und Überprüfung des Netzleitsystems verwendet. Diese werden in den folgenden Unterabschnitten jeweils kurz vorgestellt. Später wird in Kapitel 5 auf die Umsetzung dieser UCs im Projektrahmen eingegangen.

3.4.1 UC 1 – Engpassmanagement: Steuerung von Erzeugungsanlagen und Lasten

Das Ziel des UC besteht im Steuern und Regeln von Erzeugungsleistung und Last erneuerbarer Energien und Batteriespeicher über das Netzleitsystem, um dadurch Engpässe zu vermeiden (siehe Abbildung 5). Die wichtigsten Akteure stellen dabei der Verteilnetzbetreiber (Bediener), das Netzleitsystem, steuerbare Erzeuger und Verbraucher sowie ein Expertensystem dar. Bei Auftreten einer Grenzwertverletzung oder eines Engpasses schlägt das Expertensystem potenzielle Speicher, Erzeuger und Verbraucher vor, um diesem Engpass entgegenzuwirken.

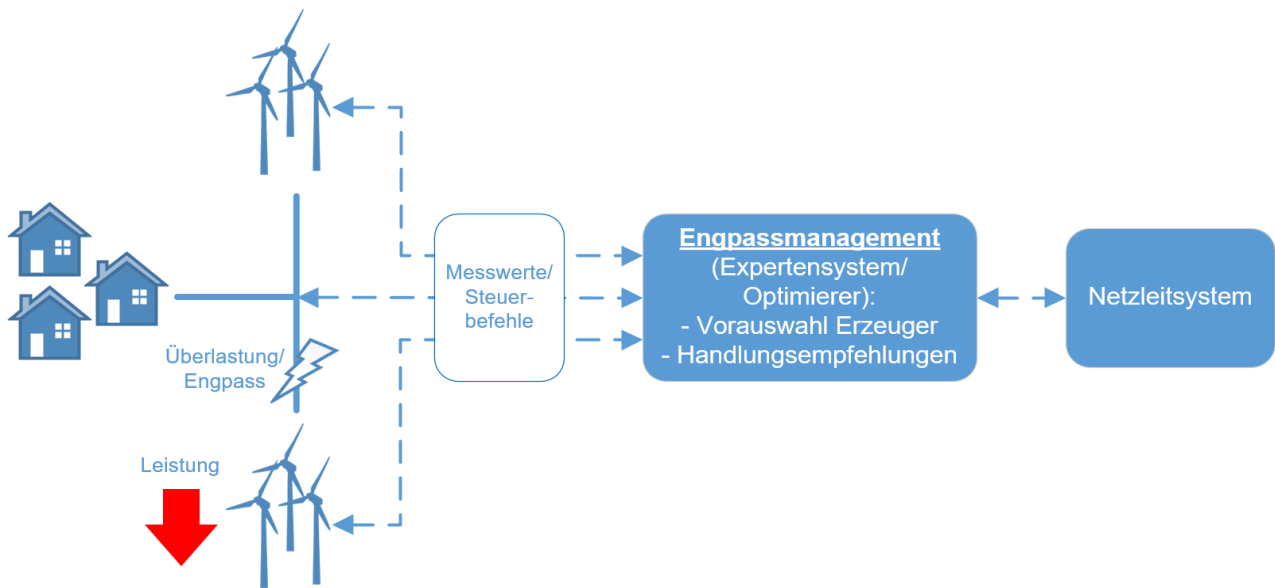


Abbildung 5: Engpassmanagement: Steuerung von Erzeugungsanlagen und Lasten

3.4.2 UC 2 – Integration von Komponenten ins Netzleitsystem

Die einfache und schnelle Integration von neuen Komponenten ins Netzleitsystem durch den Einsatz von Standards stellt das Ziel dieses UC dar (siehe Abbildung 6). Zu den beteiligten Akteuren gehören unter anderem der Netzbetreiber (Bediener), das Netzleitsystem, der Anlagenbetreiber sowie die Anlage selbst. Durch die CIM-konforme Beschreibung der Anlagen (konkret eines Batteriespeichers), sollen diese in einem möglichst einfachen Bild des Leitsystems integriert und ein standardisierter Datenaustausch realisiert werden können.

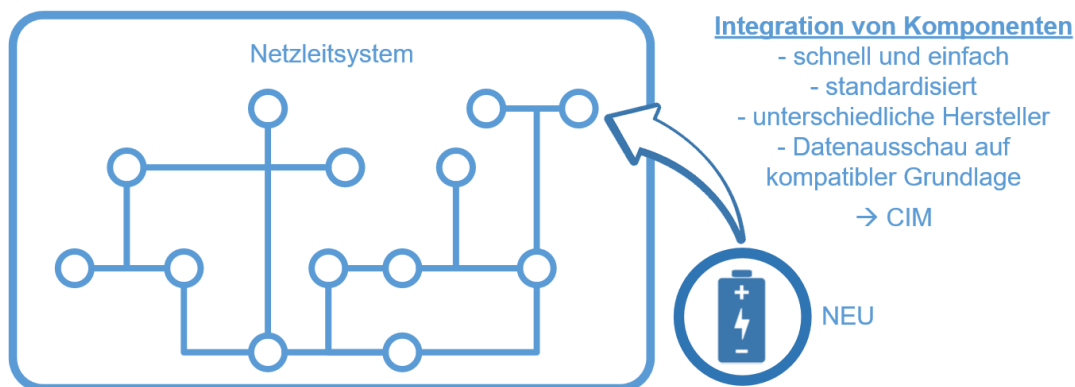


Abbildung 6: Integration von Komponenten (Batteriespeicher) ins Netzleitsystem

3.4.3 UC 3 – Einfaches und schnelles Updaten des Netzleitsystems

Die Möglichkeit, einzelne Module oder Untersysteme des Netzleitsystems aktualisieren zu können, ohne dabei das ganze Netzleitsystem updaten zu müssen, ermöglicht eine schnellere Reaktion auf z. B. neue regulatorische Vorgaben oder Sicherheitslücken. Das Ziel des UC besteht folglich in der Verbesserung der Reaktionszeit und der Verringerung der Komplexität sowohl der Updates als auch des Leitsystems selbst (siehe Abbildung 7). Zu den beteiligten Akteuren gehören, neben dem Netzleitsystem und dessen Hersteller, der Netzbetreiber sowie weitere Stakeholder, deren Aktivitäten ein Update des Leitsystems zur Folge haben können.

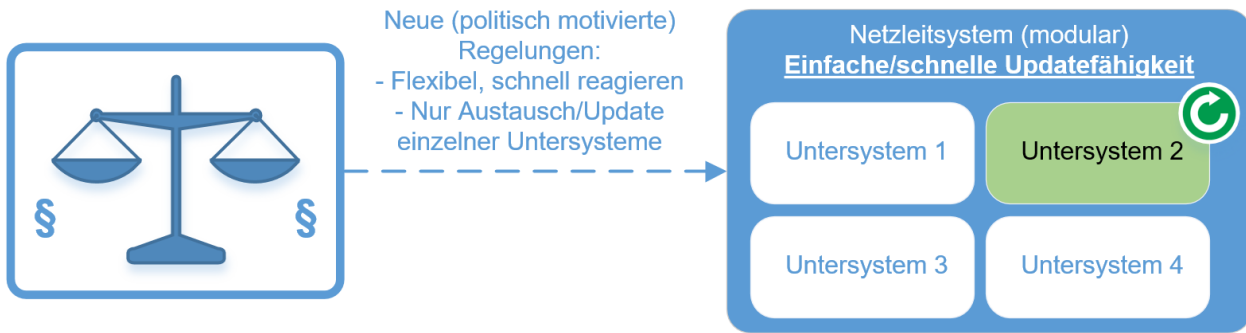


Abbildung 7: Einfaches und schnelles Updaten des Netzleitsystems

3.4.4 UC 4 – Effektives rONT-Management

Das effektive rONT-Management, u. a. durch das Filtern relevanter Meldungen der regelbaren Ortsnetztransformatoren (rONT), und das Ableiten von Handlungsempfehlungen zur Unterstützung des Bedieners entspricht dem Ziel dieses UC (siehe Abbildung 8). Ausgelöst wird der UC durch Meldungen der rONTs. Das Expertensystem filtert diese Nachrichten nach ihrer Relevanz und gibt dem Bediener Handlungsempfehlungen, die dieser entweder bestätigt oder ablehnt. Zu den beteiligten Akteuren gehören u. a. die rONTs, das Netzleitsystem und sein Bediener sowie ein entsprechendes Expertensystem.

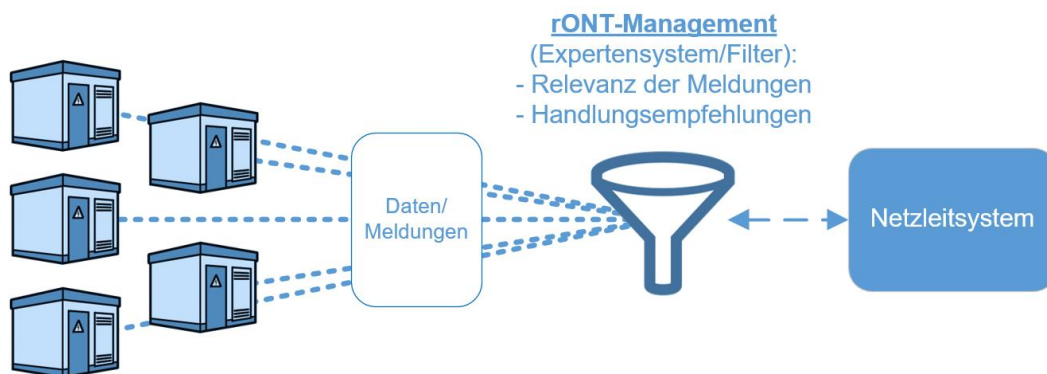


Abbildung 8: Effektives rONT-Management

3.4.5 UC 5 – Netzsicherheitsrechnung mit Prognose vor einer Schalthandlung

Der Erhalt einer Prognose bzw. Empfehlung bezüglich der Auswirkung einer Schalthandlung vor der Durchführung ebendieser ist das Ziel dieses UC (siehe Abbildung 9). Die Grundlage der Empfehlung stellt ein externes Expertensystem dar, das eine Netzsicherheitsrechnung durchführt. Der Trigger des UC ist eine beabsichtige Schalthandlung des Bedieners. Vor der Durchführung wird im Hintergrund eine Netzsicherheitsrechnung durchgeführt, auf deren Grundlage das Netzleitsystem eine entsprechende Meldung ausgibt. Der Bediener kann daraufhin die Schalthandlung vollziehen oder unterlassen. Folglich sind mindestens der Bediener, das Netzleitsystem, das Expertensystem und die zu schaltende Komponente an diesem UC beteiligt.

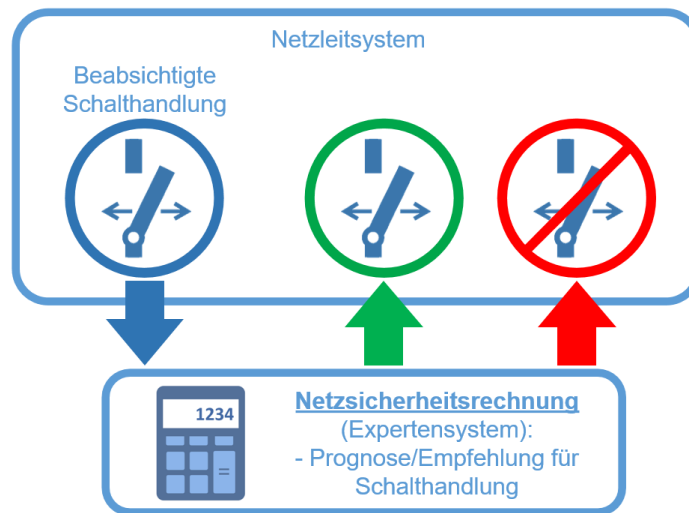


Abbildung 9: Netzsicherheitsrechnung mit Prognose vor einer Schalthandlung

3.4.6 UC 6 – Predictive Maintenance zur optimalen Wartung

Der Verteilnetzbetreiber möchte in diesem UC den sowohl wirtschaftlich als auch netzdienlich optimalen Zeitpunkt der Wartung seiner Assets kennen, statt diese beispielsweise periodisch zu planen (siehe Abbildung 10). Voraussetzung dafür sind ausreichende Schnittstellen und Informationen der Assets. Werden bei einem Betriebsmittel Grenzwertüberschreitungen festgestellt, kann eine Anlage zielgerichtet gewartet werden, bevor es zum Ausfall kommt. Das Einbinden der Statusinformationen erlaubt das Auslegen des Netzbetriebs auf den temporären Ausfall der zu wartenden Anlagen. Die mindestens beteiligten Akteure sind der Verteilnetzbetreiber, das Netzleitsystem, die Assets mit hinreichender Sensorik sowie ein entsprechendes Predictive Maintenance System.

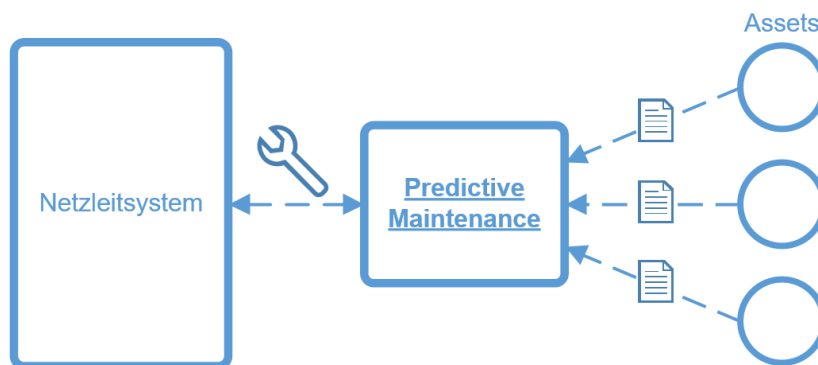


Abbildung 10: Predictive Maintenance zur optimalen Wartung

3.4.7 UC 7 – Integration steuerbarer Kleinerzeuger in einem vorgeschalteten Leitsystem

Die große Anzahl Klein- und Kleinstanlagen lässt sich nur sehr aufwendig in das „Hauptleitsystem“ der Netzbetreiber einbinden (siehe Abbildung 11). Durch das Zusammenfassen dieser Anlagen zu Clustern in einem vorgelagerten Leitsystem kann ein solches Cluster als eine einzige Anlage integriert und angesteuert werden. Dadurch reduziert sich der zentrale Überwachungs- und Steuerungsaufwand. Die Akteure umfassen u. a. den Netzbetreiber, das Netzleitsystem, die gebildeten Cluster inkl. rONT und Kleinstanlagen sowie das vorgeschaltete Leitsystem.

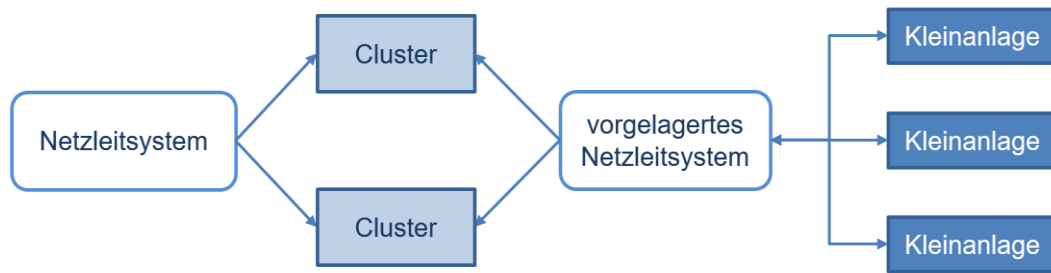


Abbildung 11: Integration steuerbarer Kleinerzeuger in einem vorgeschalteten Leitsystem

3.5 Herausforderungen heutiger Netzleitsysteme (HSEL, JADE)

Im Rahmen des 1. Meilensteins wurden die verschiedenen UCs mit den Projektpartnern aus Industrie und Forschung diskutiert. Das Ergebnis der Diskussion stellen folgende identifizierten Themenfelder, die die Herausforderungen heutiger Netzleitsysteme wiedergeben, dar:

- **Kommunikation:** Assets und Anlagen bieten zwar z. T. hinreichende Sensorik und Zustandsinformationen an, diese werden jedoch nur selten vollumfänglich abgefragt und ausgewertet. Die vermehrte Auswertung der Informationen ermöglicht eine bessere Nachvollziehbarkeit der Vorgänge und Status im Netz.
- **Datenhaltung:** Das Netzmodell, Informationen- und Stammdaten zu Anlagen sowie weitere Informationen zum Netzbetrieb werden in der Regel in proprietären Datenformaten und in verschiedensten Systemen vorgehalten. Es entsteht hierbei die Gefahr von Inkonsistenzen und unvollständigen Daten. Darüber hinaus werden Konverter, Importer und Exporter, die die proprietären Daten in ein standardisiertes Austauschformat umwandeln und wieder einlesen können, benötigt. Jeder dieser Schritte bedeutet erhöhten Aufwand und stellt eine Fehlerquelle dar. Der durchgängige Einsatz eines standardisierten Datenformats könnte eine Vielzahl der Schwierigkeiten in der Datenhaltung minimieren.
- **Architektur:** Leitsystemanwendungen sind historisch gewachsen bzw. besitzen einen „gewachsenen Kern“. Durch eine stärkere Modularisierung kann der Transformationsprozess hin zu modernen Techniken und „Best Practices“ beschleunigt werden, ohne dabei die für eine kritische Infrastruktur notwendige Vorsicht und Sorgfalt zu vernachlässigen. Ein verstärkt modularer Aufbau erlaubt das schnelle und gezielte Aktualisieren (Regulation, Sicherheitslücken, etc.) einzelner Komponenten, die Isolation von Fehlern sowie neue, modulbasierte Geschäftsmodelle.
- **Sicherheit:** Durch die wachsende Anzahl an dezentralen Anlagen in der Feldebene und Cloud-Lösungen steigt auch die Anzahl an Angriffsvektoren. Um diesem entgegenzuwirken, bietet sich beispielsweise Security-By-Design an, um Sicherheitsanforderungen über den gesamten Lebenszyklus hinweg zu berücksichtigen.

4 Systemarchitektur

Die Inhalte dieses Kapitels resultieren aus den Arbeiten in AP 2 „Spezifikation“ und AP 3 „Inbetriebnahme“.

Ein modularer Aufbau sowie eine praxisnahe Evaluation und Validierung des Netzleitsystems werden durch verschiedene Standard-Software- und Hardwarekomponenten, die an den Standorten Emden und Oldenburg zur Verfügung stehen, ermöglicht. Die geplante Systemarchitektur zeigt Abbildung 12. Im linken Teil der Abbildung ist der Standort Oldenburg am „OFFIS – Institut für Informatik“ dargestellt, während der rechte Teil den Standort „Hochschule Emden/Leer“ in Emden zeigt. Als weitere Unterteilung sind die Komponenten den Ebenen Leit-, Prozess- und (virtueller) Feldebene zugeordnet. Die Verbindungen zwischen den Komponenten zeigen die zur Kommunikation eingesetzten Protokollen.

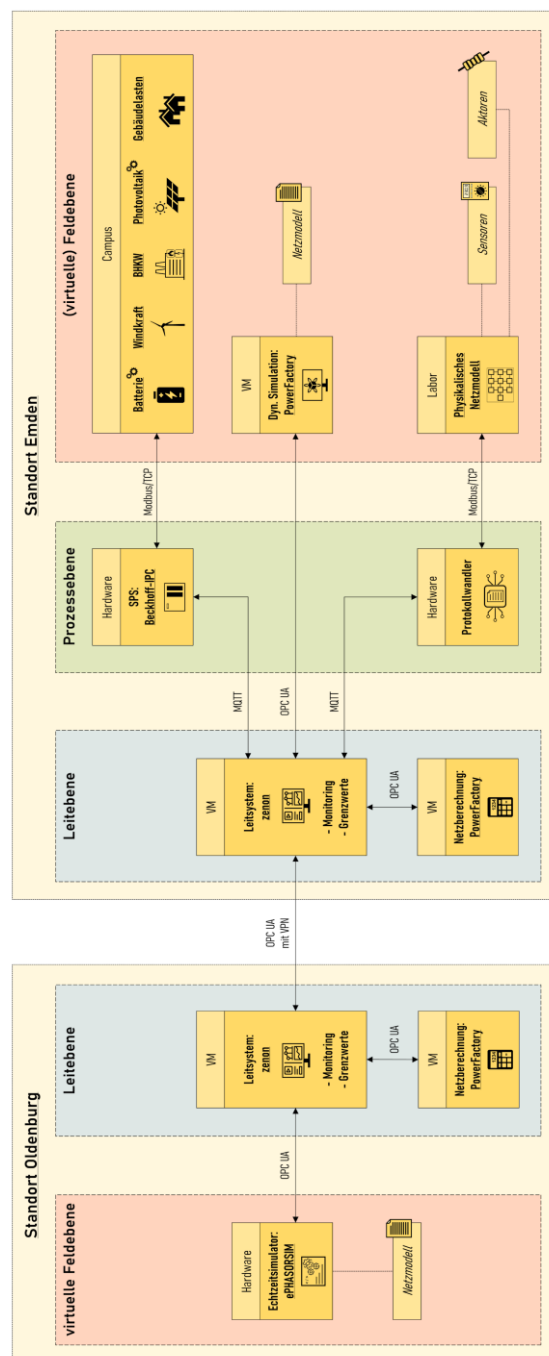


Abbildung 12: Geplante Systemarchitektur

4.1 Leitsystemsoftware (HSEL)

Zur Umsetzung des Leitsystems wird im Projekt auf Standard-Leitsystem-Software zurückgegriffen. Bei der Auswahl einer geeigneten Netzleitsystem-Software wurden sowohl kommerzielle als auch kostenfreie Produkte bewertet und verglichen. Zum einen wurden die verfügbaren Treiber und Kommunikationsprotokolle der Systeme untersucht. Zum anderen wurden auch der Aufwand für die Programmierung und Konfiguration eines Leitsystems bewertet.

Tabelle 1 und Tabelle 2 zeigen die untersuchten Softwarelösungen in einer Bewertungsmatrix. Insgesamt wurden die zum Zeitpunkt der Recherche verfügbaren, kommerziellen Produkte meist besser bewertet. Da im Forschungsprojekt darüber hinaus vor allem auf bereits im Einsatz erprobte Standard-Software zurückgegriffen werden soll, wurde der weitere Projektverlauf mit einer kommerziellen Software geplant. Im Rahmen einer Ausschreibung wurden die Softwarelösungen mit den Nummern 1, 3 und 4 berücksichtigt. Angeschafft wurde schließlich das Produkt mit der Nummer 1. Dabei handelt es sich um die Automatisierungssoftware „zenon“ des Unternehmens COPA-DATA, über die die beiden Standorte verfügen. Die beiden Instanzen sind mittels VPN miteinander verbunden, sodass auch verteilte Netzleitsysteme abgebildet werden können.

Tabelle 1: Bewertungsmatrix für SCADA-Systeme (Teil 1)

Software-Name	COPA-DATA zenon	OpenMUC	PSIcontrol, PSIPrins	KISTERS	HIGH-LEIT	Spectrum Power™ ANM	ScadaBR
Nr.	1	2	3	4	5	6	7
Branche	Energie, Industrielle Automatisierung	Energie	Energie, Gas, Fernwärme, Wasser	Energie, Gas, Wasser	Energie, Wasser	Energie	Energie, Haus-, Gebäude-autom., Indu. Autom.
Kommerziell / Kostenfrei	Kommerziell	Kostenfrei	Kommerziell	Kommerziell	Kommerziell	Kommerziell	Kostenfrei
Treiber / Protokolle	IEC 61850	x	x	x	x	x	-
	IEC 60870-5-104	x	x	x	x	x	-
	IEC60870-5-101	x	-	x	x	x	-
	IEC 60870-5-103	x	-	x	-	x	-
	OPC UA	x	-	x	x	?	x
	Modbus/TCP	x	x	x	x	x	x
	REST	-	x	x	-	-	-
	CSV	x	x	x	?	?	-
Eigener Code	x	x	?	?	?	?	?
Entwicklung: Bedienungs- und Beobachtungseditor	x	?	?	?	?	?	?
Geschätzter Aufwand für eigene Entwicklung (0: gering, 10: hoch)	1	7					
Kopplung andere Systeme	x	x (über verfügbare Treiber)	?	?	?	?	?
Weitere integrierte Funktionalitäten	Alarmer	x	x	x	x	x	x
	Verriegelung	x	-	x	x	?	-
	State Estimation	x	-	x	x	x	-
	GIS	x	-	x	x	x	-
	Historie/ Logging	x (SQL)	x (ASCII, SlotsDB, erweiterbar)	x	x	x	-
	Lastmanagement	x	-	x	-	x	-
	Lastfluss-berechnung	x	-	x	x	x	-

Tabelle 2: Bewertungsmatrix für SCADA-Systeme (Teil 2)

Software-Name	Volttron	IndigoSCADA	Eclipse NeoSCADA	QuickHMI	Movicon.NExT™	InduSoft Web Studio	MATLAB App Designer
Nr.	8	9	10	11	12	13	14
Branche	Energie	Energie	indu. Autom., Prozessdaten- erfassung	beliebig (allg. SCADA- SW)	SCADA-SW für "moderne" Autom.systeme	beliebig (allg. SCADA- SW)	beliebig (allg. SCADA- SW)
Kommerziell / Kostenfrei	Kostenfrei	Kostenfrei	Kostenfrei	Kommerziell	Kommerziell	Kommerziell	Kommerziell
Treiber / Protokolle	IEC 61850	-	-	-	-	-	-
	IEC 60870-5-104	-	x	x	-	-	-
	IEC60870-5-101	-	x	-	-	-	-
	IEC 60870-5-103	-	x	-	-	-	-
	OPC UA	-	x	-	x	x	x
	Modbus/TCP	x	x	-	x	x	x
	REST	x	-	x	-	-	x
	CSV	x	-	-	?	-	x
Eigener Code	?	?	?	x	?	?	x
Entwicklung: Bedienungs- und Beobachtungseditor	?	x	?	x	?	?	x
Geschätzter Aufwand für eigene Entwicklung (0: gering, 10: hoch)			5		4		4
Kopplung andere Systeme	?	x (über verfügbare Treiber)	?	x (über verfügbare Treiber)	?	?	x
Weitere integrierte Funktionalitäten	Alarmer	x	x	-	x	x	x
	Verriegelung	-	?	-	-	-	x (selbst prog.)
	State Estimation	-	-	-	-	-	x (selbst prog.)
	GIS	-	-	-	-	-	-
	Historie/ Logging	x	x	-	x	x	x
	Lastmanagement	-	-	-	-	-	-
	Lastfluss-berechnung	-	-	-	-	-	-

4.2 Simulationen, Netze und Anlagen

Der Standort Oldenburg verfügt über einen Echtzeitsimulator (Hardware-in-the-Loop) des Unternehmens OPAL-RT TECHNOLOGIES. Der Simulator wird für den Aufbau einer virtuellen Netzumgebung verwendet und ist in das Leitsystem integriert, um die Berechnung von Netzmodellen in Echtzeit zu ermöglichen. An beiden Standorten besteht die Möglichkeit, mittels der Netzberechnungssoftware „PowerFactory“ des Unternehmens DlgSILENT u. a. Netzsicherheits- und Lastflussrechnungen durchzuführen. Am Standort Emden wird PowerFactory zudem für (Quasi-)Dynamische- und Echtzeitsimulationen (RMS) eingesetzt. Daneben gibt es mehrere speicherprogrammierbare Steuerungen bzw. Industrie-PCs, die verschiedene Aktoren und Sensoren im Verteilnetz der Hochschule Emden/Leer steuern und auslesen. Außerdem stehen im Projekt ein Labor für intelligente Energiesimulation und -automatisierung, ein physikalisches Labornetzmodell und verschiedene Erzeugungsanlagen, wie eine Windkraftanlage, ein Blockheizkraftwerk und eine Photovoltaikanlage, zur Verfügung. Ein Batteriespeicher, der sowohl als Last als auch als Einspeiser operieren kann und im Rahmen des Projektes an der Hochschule Emden/Leer angeschafft und installiert wurde, ist ein weiterer Teil der Infrastruktur (siehe auch Abschnitt 4.2.1). Alle aufgeführten Software- als auch

Hardware-Komponenten wurden in das Leitsystem integriert und können darüber gesteuert und überwacht werden.

4.2.1 Batteriespeichersystem (HSEL)

Das Batteriespeichersystem wird in Bezug auf das Netzleitsystem universal eingesetzt, da es sowohl als Last als auch als Einspeiser fungiert. Hierdurch ließ sich das Leitsystem nicht nur virtuell, sondern auch praktisch gut validieren. Das Batteriespeichersystem wurde im Rahmen einer Ausschreibung an der Hochschule Emden/Leer im Projekt angeschafft. Im Vorfeld wurde nach passenden Räumlichkeiten an der Hochschule Emden/Leer gesucht. Dabei fiel die Wahl auf einen Raum, der sich in unmittelbarer Nähe zur Niederspannungshauptverteilung der Hochschule befindet und ursprünglich als Transformatorraum vorgesehen war, jedoch nicht genutzt wurde und leer stand (siehe Abbildung 13). Um die Eignung des Raumes zu prüfen, wurde ein Brandschutzgutachten in Auftrag gegeben. Die Stellungnahme des Brandschutzgutachtens bezüglich des Raums fiel positiv aus, sodass der Raum für die Installation eines Batteriespeichers geeignet ist.



Abbildung 13: Ehemaliger Transformatorraum (vor der Installation des Batteriespeichers)

Es wurde ein Batteriespeichersystem der Firma ads-tec GmbH mit einer Kapazität von 108 kWh und einer Lade-/Entladeleistung von 100 kW angeschafft. Das System wurde im März 2021 im ehemaligen Transformatorraum installiert (siehe Abbildung 14), mit dem Niederspannungsnetz der Hochschule verbunden und erfolgreich in Betrieb genommen.



Abbildung 14: Ehemaliger Transformatorraum (nach der Installation des Batteriespeichers)

4.2.1.1 Energiemanagementsystem

Das Batteriespeichersystem verfügt über ein internes Energiemanagementsystem (EMS) zur Lastspitzenkappung und zur Eigenverbrauchsoptimierung. Generell sind jedoch bestehende, herstellereigene EMS von Batteriespeichern nicht immer in der Lage, die individuelle lokale Situation von Last und Erzeugung angemessen zu berücksichtigen. Dies kann zu einem ineffizienten Verhalten des lokalen Energiesystems führen. Um diesem entgegen zu wirken und den Batteriespeicher besser in ein SCADA-System integrieren zu können, wurde ein externes EMS mithilfe einer speicherprogrammierbaren Steuerung umgesetzt. Das EMS wurde als Schnittstellensystem entwickelt, das ein Bindeglied zwischen dem lokalen SCADA-System, dem Batteriespeichersystem (BSS) sowie einem Multifunktionsmessgerät (MU) am Netzverknüpfungspunkt (NVP) zum übergeordneten Netz darstellt (siehe Abbildung 15). Da die Eigenerzeugung der Hochschule mittels Photovoltaik, Windkraft und Blockheizkraftwerk so dimensioniert ist, dass nahezu kein selbsterzeugter Strom in das öffentliche Netz eingespeist wird und der Großteil des erzeugten Stromes somit von der Hochschule selbst verbraucht wird, wird der Batteriespeicher hauptsächlich dazu eingesetzt, den maximalen Netzbezug zu senken (Lastspitzenkappung).

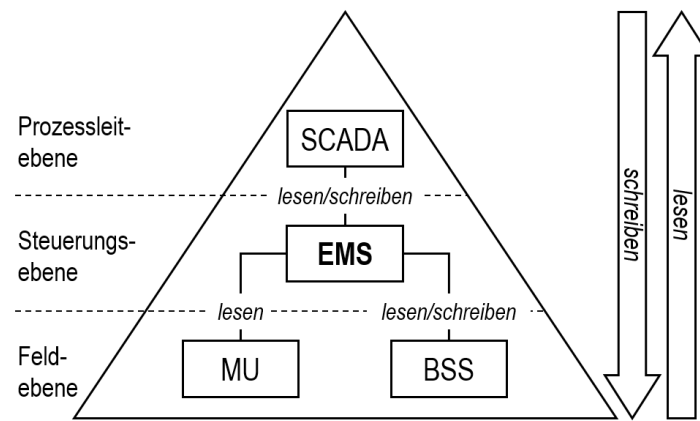


Abbildung 15: Architektur des Steuerungssystems

Die Funktion des entwickelten EMS ist die Umsetzung von Nutzungsstrategien für den Batteriespeicher durch die Bereitstellung von Sollwertvorgaben. Zur Umsetzung der Nutzungsstrategien gibt das EMS eine Wirkleistung vor, die das Speichersystem abgeben oder beziehen soll. Dabei stellt das EMS die Einhaltung der betrieblichen Grenzen des Batteriespeichers sicher, um kritische Systemzustände des Speichers zu verhindern. Die Nutzungsstrategien wird durch das lokale SCADA-System vorgegeben und formuliert einen Sollzustand am NVP. Die Kommunikation des EMS mit den angebundenen Systemen findet Ethernet-basiert über das Protokoll Modbus/TCP statt. Gegenüber dem bestehenden EMS kann das externe EMS u. a. beliebig erweitert und über das SCADA-System gesteuert werden.

4.2.1.2 Lastspitzenkappung

Das entwickelte EMS wurde für den UC der Lastspitzenkappung (LSK) implementiert. Die LSK kann von Verbrauchern in Deutschland eingesetzt werden, deren Stromverbrauch anhand einer registrierenden Lastgangmessung (RLM) ermittelt wird und die demnach für die maximale Last, die innerhalb eines Jahres über einen Zeitraum von 15 Minuten gemittelt bezogen wurde, ein Leistungsentgelt an den Netz-betreiber entrichten müssen. Eine RLM findet in der Regel bei Verbrauchern mit einem Jahresenergieverbrauch von über 100.000 kWh Anwendung.

Dieser UC erfordert neben dem EMS auch eine Methodik, die die Höhe der Lastspitzen innerhalb eines Jahres prognostizieren kann. Diese Aufgabe gewinnt durch die Situation am betrachteten Standpunkt zusätzlich an Komplexität, da neben dem elektrischen Energieverbrauch auch die Erzeugungsleistungen der Photovoltaikanlage, der Windkraftanlage und des Blockheizkraftwerks in die Betrachtung mit einbezogen werden müssen. Diese verringern durch ihre direkte Einspeisung in das Netz der Hochschule die am NVP abgerufene Leistung, die die Berechnungsgrundlage für die Höhe der zu entrichtenden Netzentgelte bildet.

Es wurde ein probabilistischer Ansatz gewählt, der mithilfe von Wahrscheinlichkeitsdichtefunktionen (WDF) für alle Erzeuger und den Gesamtverbrauch eine WDF für die am NVP abgerufene Leistung erzeugt (siehe Abbildung 16).

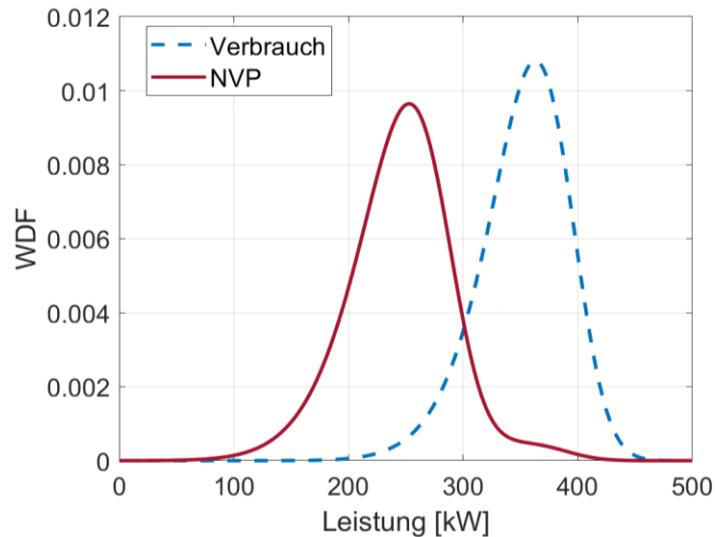


Abbildung 16: WDF für die Leistung am NVP

Mithilfe dieser WDF kann eine Verteilungsfunktion für das Ausmaß der höchsten Lastspitze im Jahresverlauf berechnet werden. Gemeinsam mit durchgeführten Simulationen zur Fähigkeit der Batterie, Lastspitzen abzufangen, ergab sich daraus die Höhe der einzustellenden Kappungsgrenze für die LSK.

Dieses Vorgehen wurde über einen begrenzten Zeitraum über drei Wochen im Januar 2023 getestet. Als einzustellende Kappungsgrenze wurden 220 kW identifiziert. Am 16. Januar 2023 trat eine Lastspitze auf, die ohne Eingreifen des Batteriespeichers den Leistungsbezug aus dem Netz über die gewünschte Schwelle bewegt hätte (virtuelle Last). Der Batteriespeicher konnte die Lastspitze erfolgreich abfangen und die Last auf dem gewünschten Niveau halten (siehe Abbildung 17). Die Validierung kam daher zu einer positiven Bewertung des Vorgehens.

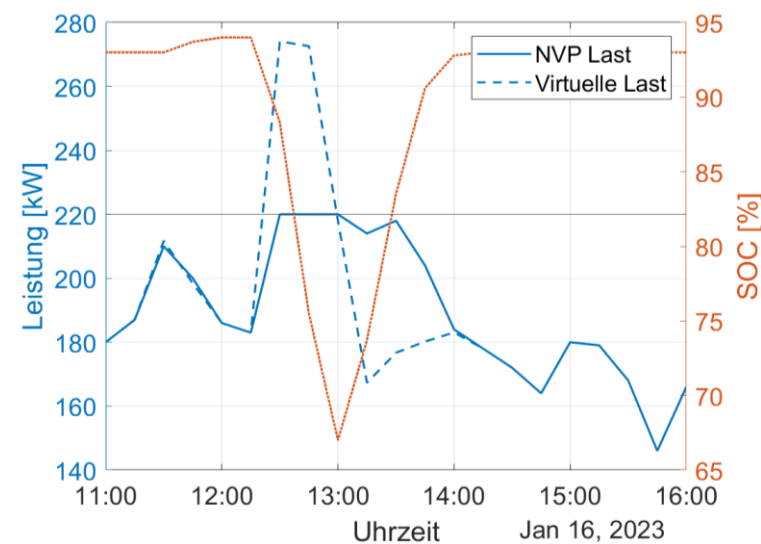


Abbildung 17: Anwendung des Algorithmus zur LSK in der Praxis

4.2.2 Verteilnetz der Hochschule Emden/Leer in zenon (HSEL)

Im Rahmen des Projektes fungiert das Verteilnetz der Hochschule Emden/Leer mit den verschiedenen Gebäudelasten und Erzeugerleistungen als weiteres Testnetz zur Überprüfung und Umsetzung

der UCs. Davon betroffen sind die UCs 1 und 2. Die Erfassung der Messwerte der Erzeugungsanlagen ist bereits teilweise vor dem Projekt umgesetzt worden. Um auch einen Überblick über die Lasten der verschiedenen Gebäude am Emden Campus zu erhalten, wurden bestehende Messgeräte an das Hochschulnetzwerk angeschlossen und fehlende Messgeräte nachträglich installiert. Die Hochschule verfügt über insgesamt 5 Dyn5-Transformatoren (20/0,4 kV), die den verschiedenen Gebäuden zugeordnet sind. Erfasst und verarbeitet werden die Werte der Messgeräte mithilfe eines Industrie-PCs via Modbus/TCP. Zur Bestimmung der Gebäudelast wird die gemessene Leistung an einem Transformator mit der Erzeugungsleistung der entsprechend angeschlossenen Erzeugungsanlagen verrechnet, wenn vorhanden. Abbildung 18 zeigt die Umsetzung der Verteilnetzüberwachung mithilfe von zenon.

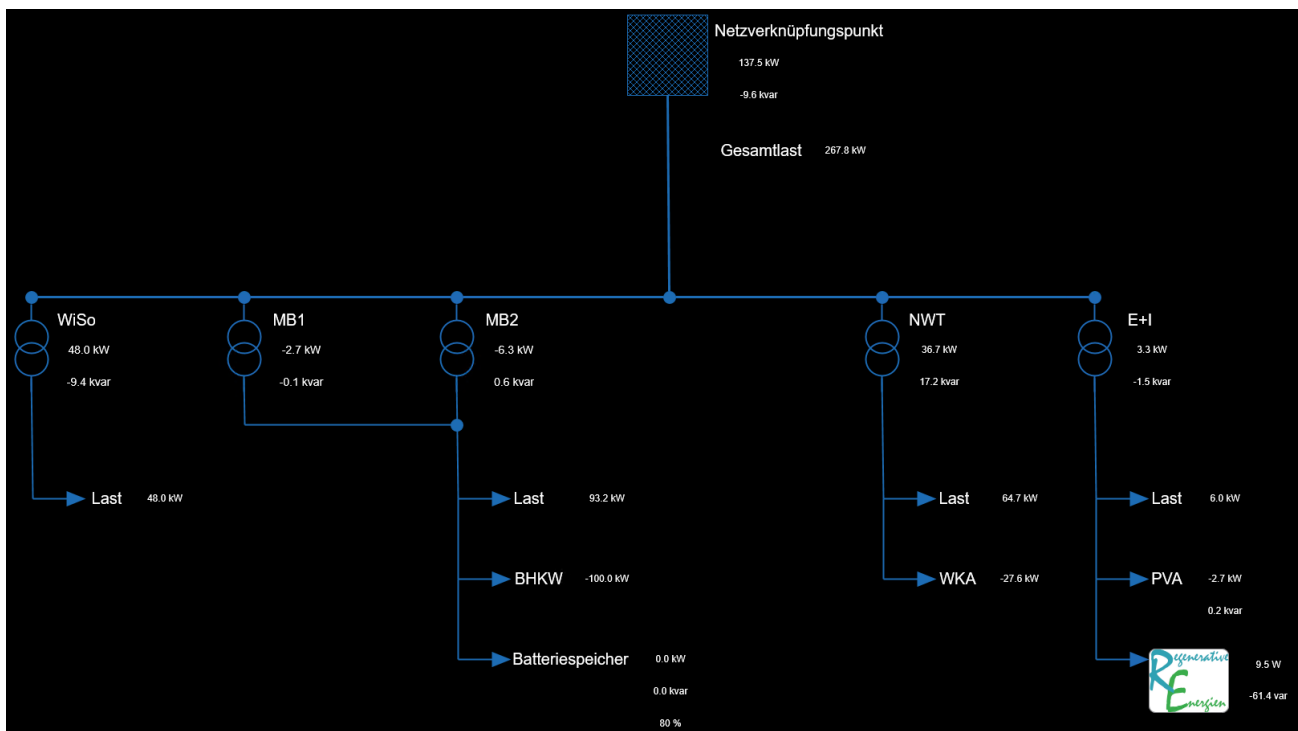


Abbildung 18: Hochschul-Verteilnetz in zenon

4.2.3 Abbildung des physikalischen Netzmodells in zenon (HSEL)

Das physikalische Netzmodell an der Hochschule Emden/Leer dient als weiteres Testnetz zur Überprüfung und Umsetzung der UCs. Davon betroffen sind die UCs 2 und 4. Das Netzmodell dient der Nachbildung von elektrischen Verteilnetzen im Labormaßstab. Die Netztopologie ist durch Ein- und Ausschalten von Leitungsmodulen, die sich zwischen den einzelnen Netzknoten befinden, frei wählbar. Mithilfe der Leitungsmodule können zudem die Spannungsebenen Nieder- und Mittelspannung nachgebildet werden, die eine elektrische Leitung in der jeweiligen Ebene darstellen. Zusammen mit den variablen Lasten und Einspeisern können unterschiedliche Ein- und Ausspeisesituationen nachgebildet werden. Durch den Einsatz von Sensorik ist das Netz vollständig beobachtbar und die vorhandene Aktorik ermöglicht ein aktives Netzmanagement. Die Aktorik und Sensorik des Netzmodells werden über das Kommunikationsprotokoll Modbus/TCP ausgelesen bzw. gesteuert. Die Steuerung und Überwachung des Netzmodells erfolgte ursprünglich mit einer Applikation, die mithilfe des MATLAB App Designers erstellt wurde. Im Rahmen des Forschungsprojektes wurde dies in zenon erfolgreich umgesetzt. Die dazugehörige Bedien- und Beobachtungsoberfläche ist in Abbildung 19 dargestellt.

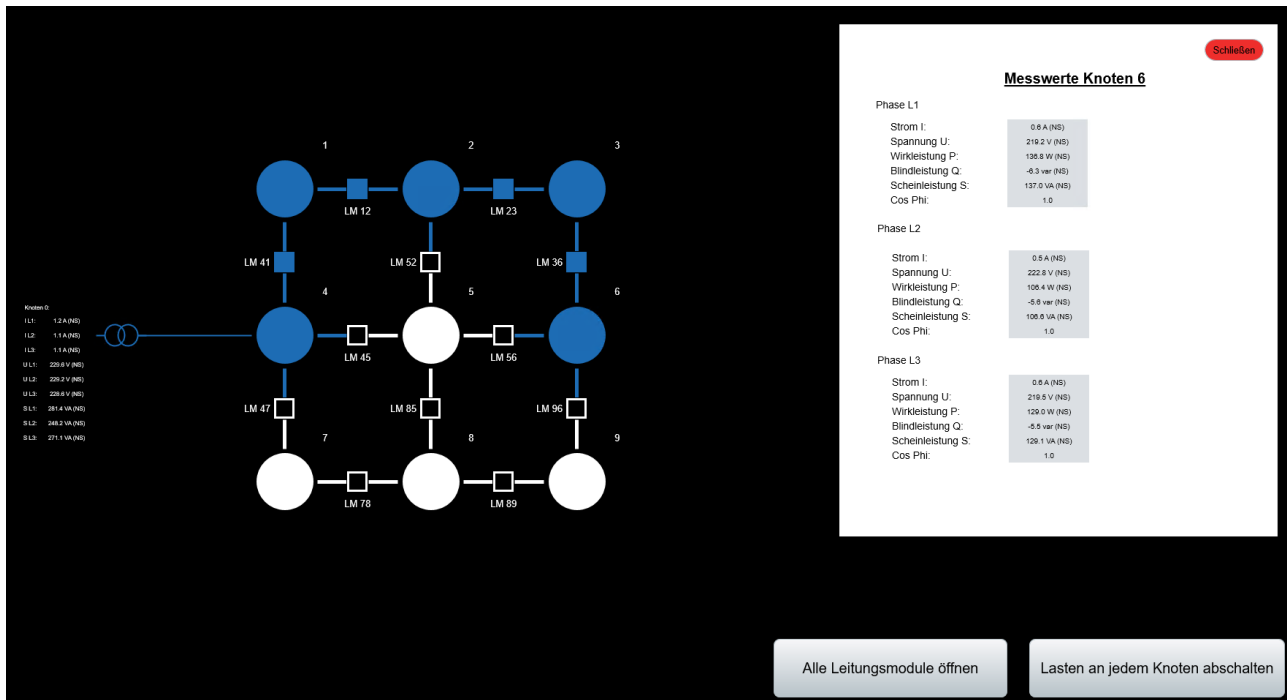


Abbildung 19: Abbildung des Netzmodells in zenon

4.2.4 Kopplung von PowerFactory und zenon (HSEL)

Ein Datenaustausch zwischen verschiedenen Hard- und Softwarekomponenten erfolgt in der Regel über Kommunikationsstandards/-protokolle. Die Auswahl eines geeigneten Kommunikationsprotokolls ist ein Schlüsselfaktor, um die notwendige Interoperabilität zwischen den jeweiligen Komponenten zu erreichen. Angesichts der großen Anzahl möglicher Protokolle wird dieser Auswahlprozess zunehmend schwieriger und zeitaufwändiger (siehe Abschnitt 4.3). Anderes sieht es aus, wenn von den Komponenten, die es zu koppeln gilt, nur wenige Protokolle angeboten werden oder sich bereitgestellte Funktionalitäten nur mit bestimmten Protokollen realisieren lassen, so wie in folgendem Fall.

Im Forschungsprojekt wird die Netzberechnungssoftware PowerFactory zur Simulation von elektrischen Verteilnetzen genutzt. Hierzu zählen sowohl statische Lastflussrechnungen, (quasi-) dynamische Simulationen mit entsprechenden Zeitreihen als auch Netzsicherheitsrechnungen. Über das SCADA-System zenon erfolgt die Bedienung und Überwachung der verschiedenen Hard- und Softwarekomponenten, wie z. B. das Verteilnetz der Hochschule Emden/Leer mit seinen unterschiedlichen Erzeugungsanlagen, das u. a. als Testnetze im Projekt dienen. Als weiteres Testnetz wurden vom Projektpartner EWE NETZ GmbH Netzdaten eines realen Mittelspannungsnetzes zur Verfügung gestellt. Das Mittelspannungsnetz kann mithilfe von PowerFactory (quasi-) dynamisch simuliert werden.

Die Software PowerFactory stellt dabei ein System dar, das als externe Leitsystem-Funktion an das SCADA-System angeschlossen wird. Durch das Anbinden externer Funktionen wird der Grad an Modularität erhöht. Dies wird in UC 3 genutzt.

4.2.4.1 Vorstellung des Mittelspannungsnetzes in PowerFactory

Bei dem Stromnetz handelt es sich um das Mittelspannungsnetz der Gemeinde Sögel im Landkreis Emsland im westlichen Niedersachsen. Zum Mittelspannungsnetz zählen unter anderem das Umspannwerk Sögel sowie die Schaltanlagen Spahnharrenstätte, Werlte, Lähden, Lorup und Vrees. Zwischen diesen Verteilanlagen befinden sich kleinere Stromnetze. Zu den Netzdaten gehören ent-

sprechende Zeitreihen zu verschiedenen Lasten und Einspeisern. Die Zeitreihen liegen als 15-Minuten-Mittelwerte eines kompletten Jahres in einer CSV-Datei vor, die von PowerFactory während einer Simulation eingelesen wird und mit den entsprechenden Netzelementen bereits verknüpft sind. Abbildung 20 zeigt eine schematische Übersicht des Mittelspannungsnetzes.

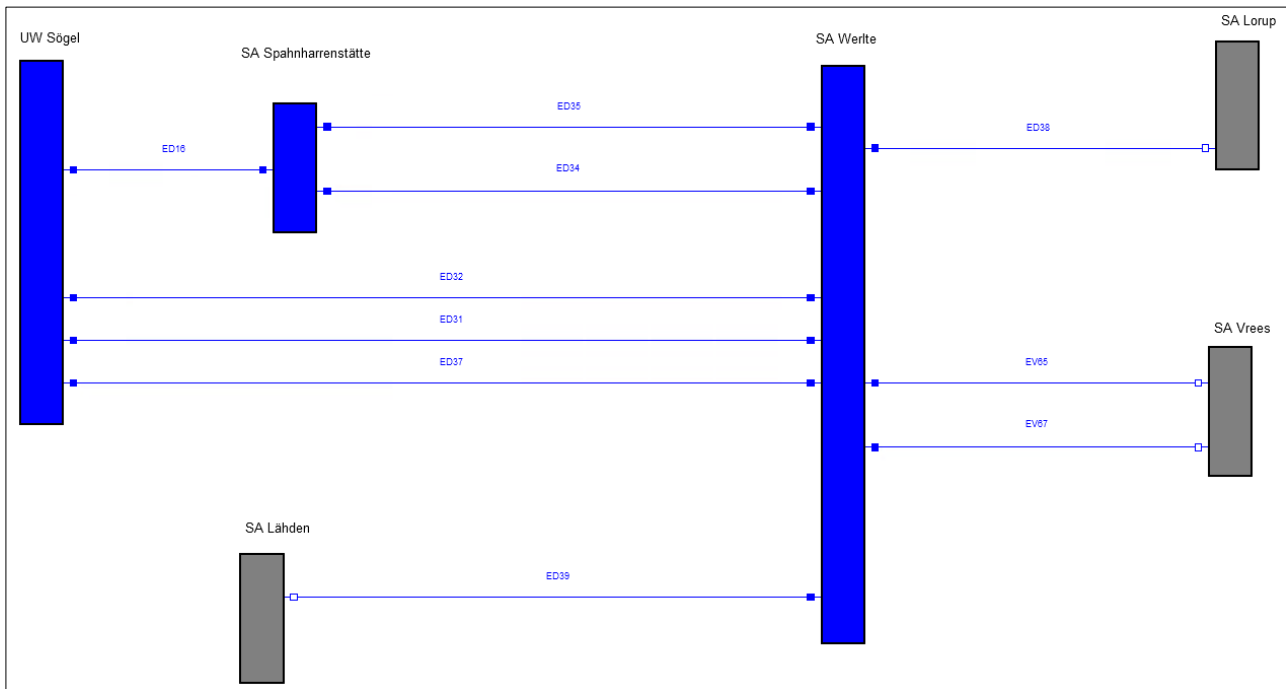


Abbildung 20: Schematische Übersicht des Mittelspannungsnetzes in PowerFactory

4.2.4.2 Möglichkeiten zur Kopplung

Zur Kopplung der Netzberechnungssoftware PowerFactory und des SCADA-Systems zenon gibt es verschiedene Möglichkeiten. Ziel ist die Übertragung von Ergebnissen während einer (quasi-dynamischen) Simulation in PowerFactory an zenon, sodass sich das virtuelle Stromnetz in PowerFactory während der Simulation in zenon steuern und überwachen lässt.

Die Kopplung der beiden Systeme lässt sich u. a. über das API von PowerFactory realisieren. Dabei können beispielsweise mittels C++ oder Python-Skript die berechneten Variablen und Objekte ausgelesen, verarbeitet und über ein geeignetes Kommunikationsprotokoll an das SCADA-System zenon geschickt werden. Bei dieser Variante ist der Aufwand jedoch relativ hoch. Zum einen kann das API nur von einer Anwendung genutzt werden, die sich auf demselben System wie PowerFactory befindet. Die Übertragung der Daten an das SCADA-System muss somit ebenfalls umgesetzt werden.

Als zweite Variante zur Kopplung der Systeme bietet PowerFactory eine OPC-Schnittstelle (OPC UA) an, über die die Integration von PowerFactory in SCADA-Systemen erfolgen kann²⁸. Bei dieser Variante ist der Konfigurationsaufwand deutlich geringer als bei der ersten Variante, da die PowerFactory-OPC-Schnittstelle für diesen UC speziell entwickelt wurde.

Bei der Nutzung der PowerFactory-OPC-Schnittstelle ist das SCADA-System (zenon) stets der Server und PowerFactory der Client (siehe auch Abbildung 21). Während einer Simulation werden die

²⁸ DigSILENT | POWER SYSTEM SOLUTIONS, SYSTEM-INTEGRATION, <https://www.digsilent.de/de/it-projekte.html> (zugegriffen Sep. 6, 2022).

vom Server bereitgestellten Variablen vom Clienten beschrieben bzw. gelesen. Da in dieser Konstellation der Verbindungsaufbau über den Clienten, sprich PowerFactory erfolgt, wird zugleich sichergestellt, dass nur ein SCADA-System zeitgleich das Stromnetz beobachten und steuern kann.

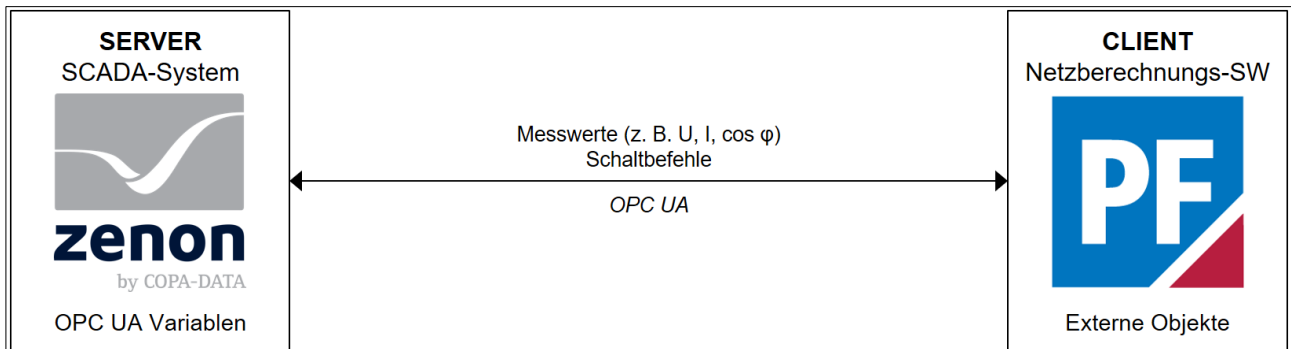


Abbildung 21: Schematische Darstellung der Kopplung von zenon und PowerFactory

Diese Zuordnung der Rollen als Server und Client für den Datenaustausch unterscheidet sich von anderen, üblicheren Konstellationen. Im Vergleich zu anderen Komponenten, wie beispielsweise einem Batteriespeicher-System oder einer Photovoltaikanlage, die über das SCADA-System gesteuert und beobachtet werden können, nimmt das SCADA-System die Rolle des Clients ein und die anderen Komponenten jeweils die Rolle als Server.

Die Methode zur Kopplung von zenon und PowerFactory mittels OPC UA wurde aufgrund des geringeren Aufwandes im nachfolgenden Abschnitt weiterverfolgt und umgesetzt.

4.2.4.3 Abbildung des Mittelspannungsnetzes in zenon

In zenon wird die in Abbildung 20 dargestellte schematische Übersicht des Mittelspannungsnetzes abgebildet. Von PowerFactory werden während einer Simulation als Werte die Spannung, Stromstärke und der Wirkfaktor ($\cos \varphi$) am Anfang und am Ende eines kleineren Stromnetzes zwischen den Verteilanlagen gelesen und in zenon angezeigt. Textfelder und geometrische Formen sind hierfür in zenon entsprechend angeordnet und platziert worden (siehe Abbildung 22).

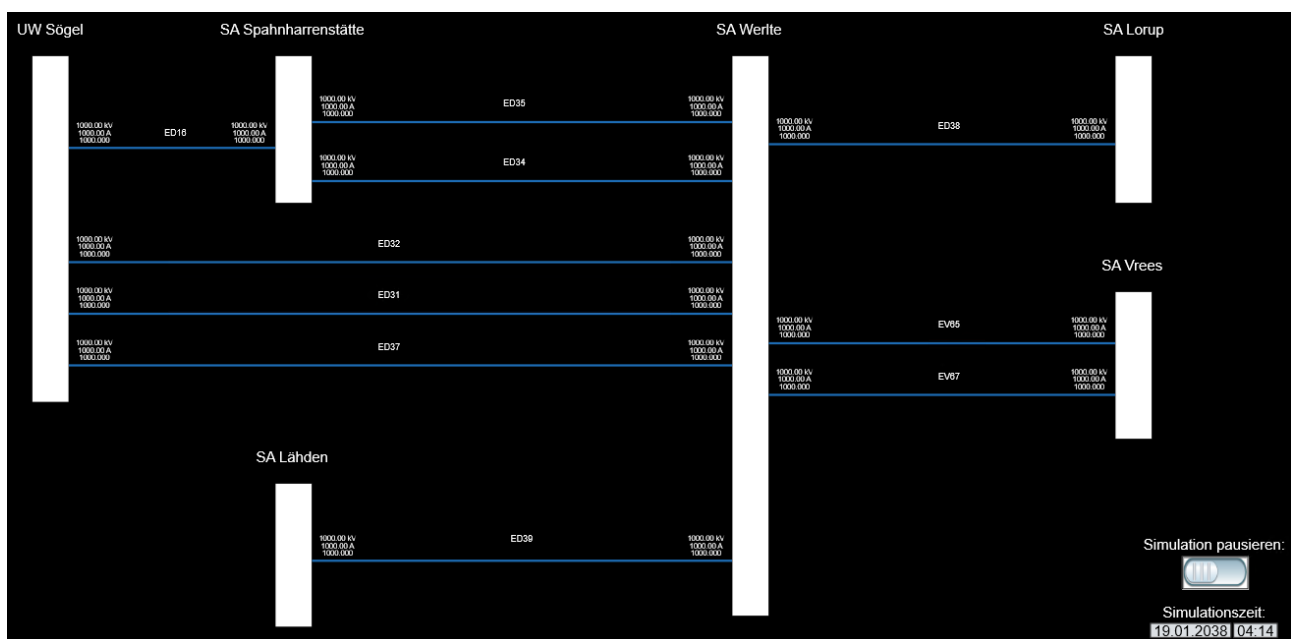


Abbildung 22: Abbildung des Mittelspannungsnetzes in zenon

Des Weiteren sind u. a. mehrere Variablen für die Messwerte im SCADA-System angelegt worden, die mit den entsprechenden Textfeldern und geometrischen Formen (Bedien- und Beobachtungselemente) verknüpft sind. Zudem werden diese Variablen als OPC UA-Server-Variablen über das sogenannte zenon Process Gateway zur Verfügung gestellt, sodass Clients (PowerFactory) die Variablen lesen und beschreiben können. Abbildung 23 verdeutlicht das Vorgehen hierzu.

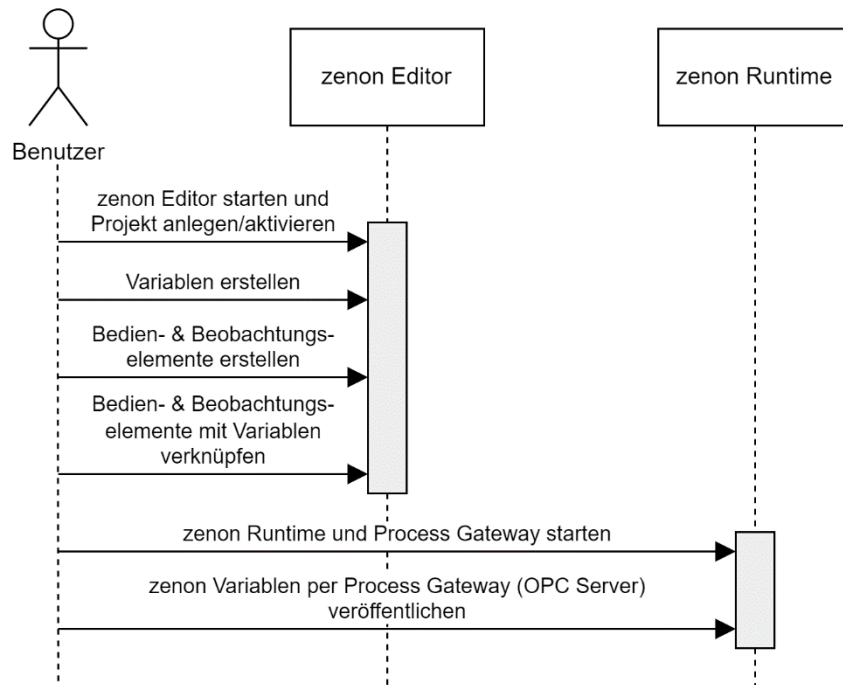


Abbildung 23: Sequenzdiagramm – Erstellung der Bedien- & Beobachtungselemente und veröffentlichen der Variablen per OPC UA

4.2.4.4 Konfiguration des Mittelspannungsnetzes in PowerFactory

Zum Aufbau einer Kommunikationsverbindung zum zenon OPC UA-Server müssen im Vorfeld einige Einstellungen in PowerFactory getätigt werden. Hierzu zählen die Einrichtung der OPC UA-Verbindung zum Server (zenon), das Erstellen von externen Messobjekten an den gewünschten Stellen im Stromnetz sowie das Verknüpfen der OPC UA-Variablen des Servers mit den entsprechenden Messobjekten. Abbildung 24 stellt dieses Vorgehen vereinfacht dar. Zur Konfiguration eines Messobjektes zählen beispielsweise der Datentyp des Objektes, der Status (lesend/schreibend), der Pfad zum Berechnungswert des Objektes aus der Simulation sowie der Name der OPC UA-Variablen, mit der das Objekt verknüpft werden soll.

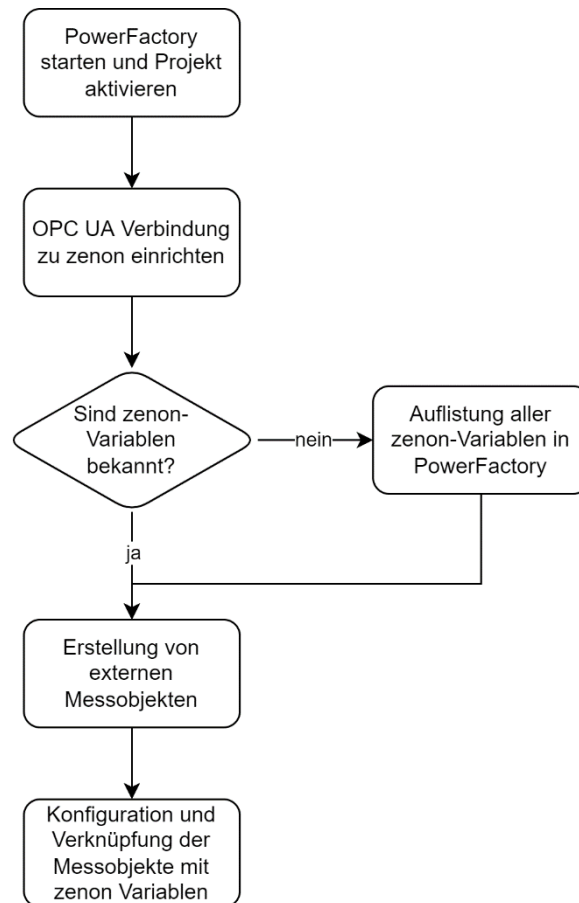


Abbildung 24: Ablaufplan – Konfiguration und Verknüpfung von OPC UA-Variablen mit externen Messobjekten in PowerFactory

4.2.4.5 Übertragung der Messwerte während einer (quasi-) dynamischen Simulation

Nach dem Starten der zenon Runtime und des Prozess Gateways kann eine Verbindung seitens PowerFactory zu zenon mittels OPC UA hergestellt werden. Anschließend kann eine (quasi-) dynamische Simulation in PowerFactory gestartet werden. Die Simulation wurde so eingestellt, dass das komplette Jahr 2017 mit einer Schrittweite von 15 Minuten simuliert wird und pro Zeitschritt eine Zeit von 1 Sekunde vergeht. Das Sequenzdiagramm in Abbildung 25 stellt diese Schritte und das Zusammenspiel der Softwarekomponenten vereinfacht dar. Nach dem Starten der Simulation werden die Simulationsergebnisse von PowerFactory an zenon übertragen.

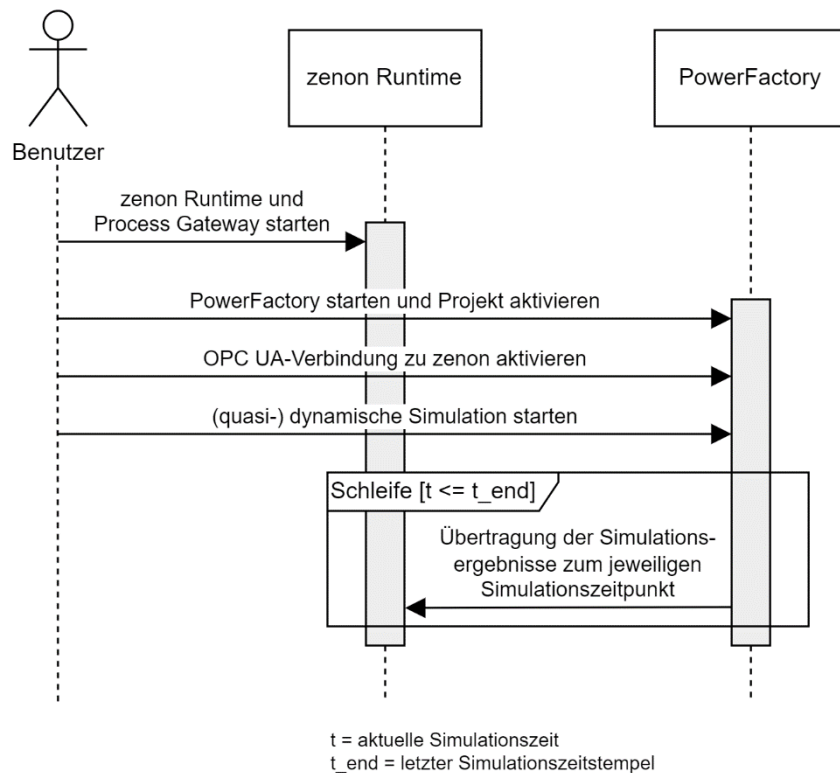


Abbildung 25: Sequenzdiagramm – Kopplung von zenon und PowerFactory und Übertragung der Ergebnisse während einer Simulation

Abbildung 26 zeigt die zenon Visualisierung des Mittelspannungsnetzes während der Simulationen in PowerFactory zum Zeitpunkt 08.01.2017, 14:30 Uhr.

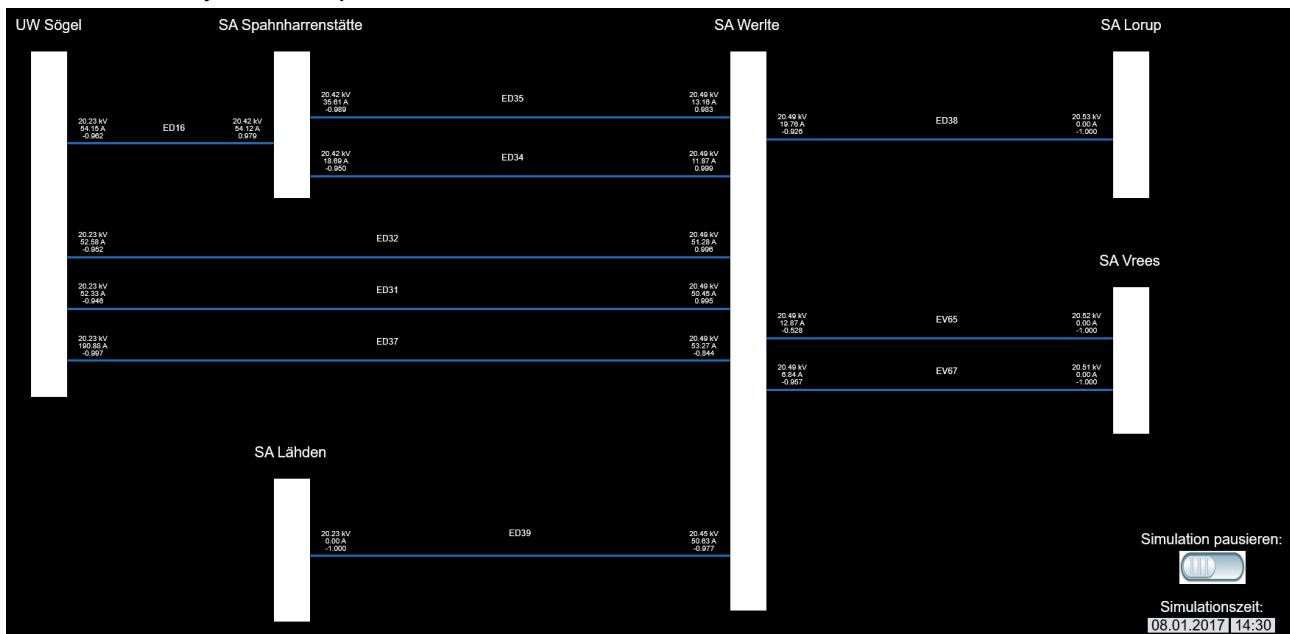


Abbildung 26: zenon Visualisierung mit Messwerten während einer (quasi-) dynamischen Simulation in PowerFactory

4.2.4.6 Aktivierung des Netzes und der Simulation durch externe Anwendung

Der manuelle Aufwand in PowerFactory wird vereinfacht. Dies dient der Umsetzung von UC 3 und 5. Mithilfe des SCADA-Systems zenon wird PowerFactory, das auf einem anderen System (Server)

installiert ist und betrieben wird, gestartet, das entsprechende Projekt aktiviert, eine OPC UA-Verbindung zum Server (zenon) hergestellt und die (quasi-) dynamische Simulation ausgeführt werden können.

Hierfür bietet PowerFactory ein API an. Das PowerFactory-API ist eine logische Schicht über der PowerFactory-Anwendung, die die internen Datenstrukturen kapselt und sie für externe Anwendungen verfügbar macht. Diese Anwendungen müssen sich dabei auf demselben System befinden. So ist es möglich, mithilfe eines Skriptes oder Programms (beispielsweise in der Programmiersprache Python) das API anzusprechen. Die Interaktion zu PowerFactory erfolgt dann über das API. PowerFactory wird dabei im Non-Interactive Mode betrieben. Das Skript/Programm nimmt via OPC UA Befehle seitens zenon entgegen, verarbeitet diese und führt entsprechende Funktion über das PowerFactory-API aus (siehe Abbildung 27). Dadurch wird der manuelle Aufwand, der beim Austausch von Daten zwischen zenon und PowerFactory im Vorfeld auf Seiten PowerFactorys durchgeführt werden muss, stark reduziert, sodass nur noch die Runtime von zenon sowie das Process Gateway gestartet werden müssen.

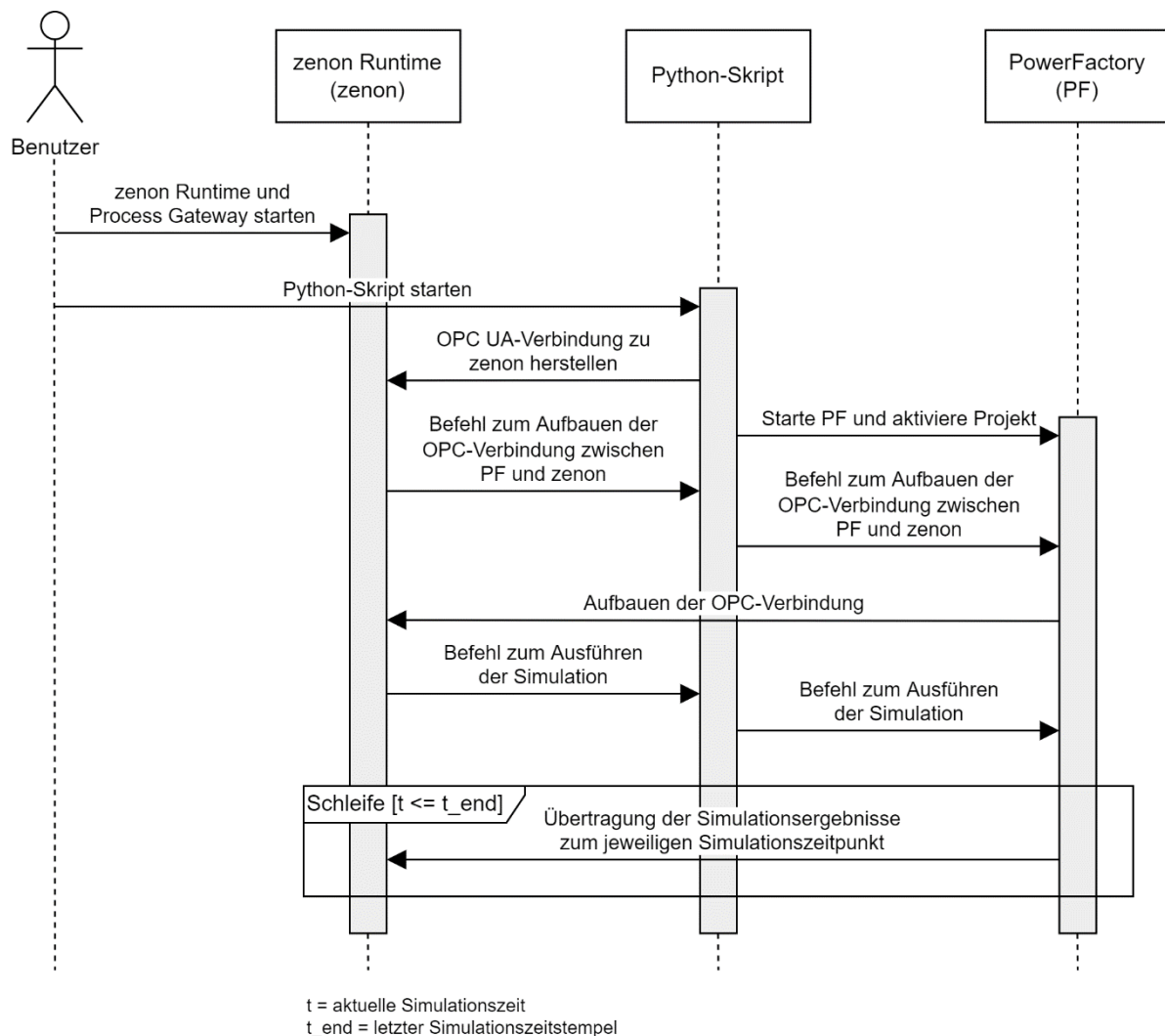


Abbildung 27: Ablaufplan – Steuerung von PowerFactory mittels zenon und Python-Skript

Dieses Vorgehen wurde auch für die Umsetzung von UC 5 genutzt. Hierfür wurde in PowerFactory ein einfaches Stromnetz modelliert. Über das API von PowerFactory und eine C++-Applikation (App) können auf verschiedenen Steuerungsparameter und Eigenschaften des Netzes zugegriffen und diese

verändert/manipuliert werden. Hierzu zählen beispielsweise Kabellängen, Lasten von Verbrauchern oder der Zustand von Schaltern.

Die C++-App integriert das SCADA-System (zenon) über OPC UA und verbindet es mit dem Simulationsmodell (PowerFactory). Dadurch besteht die Möglichkeit, anstehende Schaltvorgänge im realen Stromnetz zunächst zu analysieren und zu bewerten, indem sie mit dem Simulationsmodell verknüpft werden. Basierend auf dieser Analyse und Bewertung kann dann entschieden werden, ob die Schaltaktion durchgeführt werden kann oder nicht.

4.2.5 Gemeinsame Datenhaltung (HSEL)

Wenn verschiedene Softwareanwendungen gleiche Daten nutzen (Stammdaten, siehe Abbildung 28), bietet es sich an, über eine gemeinsame Datenhaltung nachzudenken. Beispielsweise können Stromnetzparameter sowohl vom Leitsystem, von Netzberechnungsprogrammen als auch vom Assetmanagement-System genutzt werden. Hält jedes dieser Systeme die Daten separat vor, kann es zu Inkonsistenzen im Datenbestand kommen, insbesondere, wenn die Datenbestände nicht ordnungsgemäß gepflegt und regelmäßig miteinander abgeglichen werden. Ein solcher Abgleich kann unter Umständen sehr aufwendig sein. Eine gemeinsame Datenhaltung kann dabei helfen, Inkonsistenzen bzw. unterschiedliche Datenstände und damit Fehler zu vermeiden. Ferner lassen sich Redundanzen reduzieren und Ressourcen schonen. Dies soll nachfolgend erläutert werden.

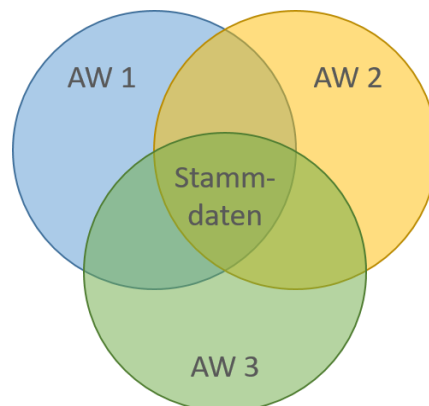


Abbildung 28: Datenbedarf der Anwendungen als Venn-Diagramm (AW: Anwendung)

4.2.5.1 Verwendung von Sichten (Views)

Damit unterschiedliche Anwendungen auf die gleichen Stammdaten zugreifen können, müssen diese über eine einheitliche Schnittstelle verfügen. Bei vielen Anwendungen besteht die Möglichkeit auf Datenbanken zuzugreifen, so dass nachfolgend die Voraussetzung gemacht wird, dass alle Anwendungen auf den gleichen Datenbanktyp zugreifen können. Nun ergeben sich zwei weitere Herausforderungen. Zum einen benötigen die Anwendungen nicht alle exakt die gleichen Daten, so dass die Daten für jede Anwendung entsprechend gefiltert werden müssen. Zum anderen kann jede Anwendung ein eigenes Format haben, die Daten in der Datenbank abzulegen bzw. auszulesen. Sollen alle Anwendungen auf die gleichen Stammdaten zugreifen können, müssen diese jeder Anwendung individuell bereitgestellt werden. Das kann durch sogenannte Sichten (Views) erzielt werden (siehe Abbildung 29). Diese Sichten können bei SQL-Datenbanken wie reguläre Tabellen genutzt werden, mit dem Unterschied, dass alle Daten, die in der Tabelle sichtbar sind, auf die Stammdaten referenzieren, d. h. keinen zusätzlichen Speicherplatz in Anspruch nehmen. Somit besteht die Möglichkeit, einen Datensatz verschiedenen Anwendungen in unterschiedlicher Form anzeigen zu lassen. Über die Sichten können die Stammdaten von den Anwendungen nicht nur ausgelesen,

sondern auch geändert werden. Soll eine neue Anwendung auf die Stammdaten zugreifen, muss eine neue Sicht erstellt werden. Ändert sich das Datenformat einer Anwendung, muss die entsprechende Sicht angepasst werden.

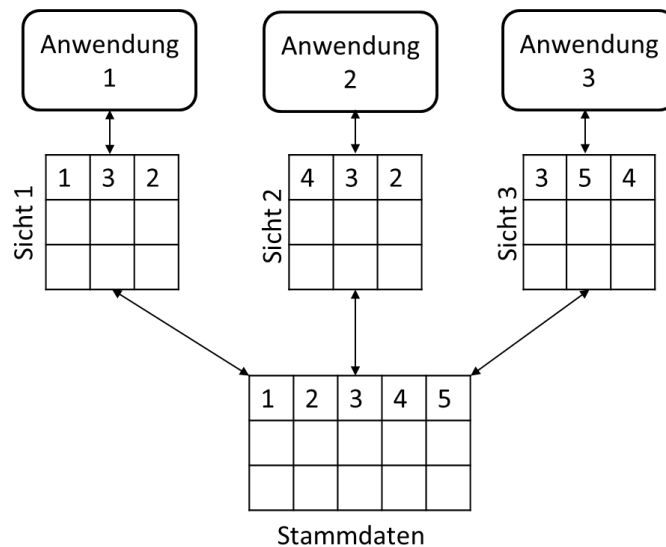


Abbildung 29: Verwendung verschiedener Sichten zur unterschiedlichen Darstellung der Stammdaten

4.2.5.2 Wahl des Datenformates

In der Regel bestehen Unterschiede zwischen den von den Anwendungen genutzten Daten. Benötigt ein Netzleitsystem von einer Leitung die Strombelastbarkeit zur Erkennung von Netzengpässen, braucht ein Netzberechnungsprogramm weitere Parameter dieser Leitung, um das zugehörige Netz berechnen zu können. Ein Assetmanagement-System hingegen ist auch an dem Alter der Leitung, dem Zustand und der genauen Lage interessiert. Unterscheiden sich die benötigten Datensätze stark voneinander, so lässt sich nur ein kleiner Teil als Stammdaten gemeinsam vorhalten. Die restlichen Daten müssten in anwendungsspezifischen Tabellen gespeichert werden. Der Nutzen einer gemeinsamen Datenhaltung ist in diesem Fall begrenzt. Sind die Schnittmengen hingegen ausreichend groß, kann es dennoch zu Situationen kommen, in denen eine Anwendung deutlich mehr Daten als die anderen benötigt (siehe Abbildung 30). In einem solchen Fall liegt es zum einen nahe, die vollständigen Daten dieser Anwendung (AW1) in die gemeinsame Datenbank zu hinterlegen (erweiterte Stammdaten) und ferner die Daten in einem Format zu hinterlegen, welches für diese spezielle Anwendung (AW1) günstig ist. Das gilt insbesondere dann, wenn von der Anwendung ein proprietäres Datenformat genutzt wird. Die Verwendung eines gemeinsamen standardisierten Datenformates wie CIM wäre aus Verteilnetzsicht wünschenswert, aber nicht jede Anwendung kann dieses Format aktuell verarbeiten.

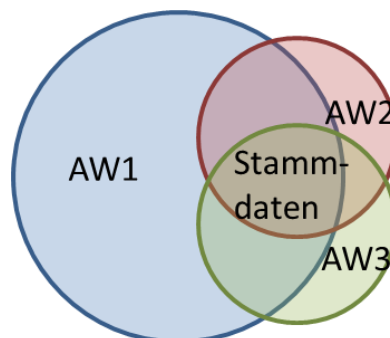


Abbildung 30: Schiefeite beim Datenbedarf verschiedener Anwendungen

4.2.5.3 Bewertung

Eine gemeinsame Datenhaltung lohnt sich insbesondere dann, wenn eine große Schnittmenge zwischen den benötigten Daten der Anwendungen besteht. Sichten (Views) sind eine Möglichkeit, gemeinsam gehaltene Daten den Anwendungen in unterschiedlichen Formaten zur Verfügung zu stellen. Dabei ist es vorteilhaft, wenn sich die Struktur der bereitgestellten Datensätze sowie der Stammdaten möglichst nicht ändert. Überwiegt der Datenbedarf einer Anwendung, kann dies ausschlaggebend für die Wahl des Datenformates sein. Redundante Datenhaltung kann durch Views verringert, aber nicht vollständig vermieden werden. Ändern sich die Anwendungen bzw. die Datenbedarfe der Anwendungen häufig, kann die Anpassung der Datenstruktur der Stammdatenbank sowie die Anpassung der Sichten höhere Aufwände erzeugen. Hier ist der Aufwand gegenüber dem Nutzen abzuwägen.

4.2.6 Automatischer Aufbau rechenfähiger Netzmodelle in Netzberechnungssoftwares (HSEL)

Zur Erhöhung der Geschwindigkeit beim Aufbau von Netzmodellen in verschiedenen Netzberechnungssoftwares sowie zur Verringerung des entsprechenden zeitlichen Aufwands, wurden verschiedene Konzepte zur Kopplung der Netzberechnungssoftware und einer Datenbank ausgearbeitet und verglichen, die in den nachfolgenden Abschnitten beschrieben werden. Jedes Konzept setzt auf die Nutzung einer zentralen Datenhaltung in Form einer relationalen Datenbank, in der die Netzmodelle gespeichert werden. Für eine universale Bewertung und Nutzung der Konzepte, soll neben der Netzberechnungssoftware PowerFactory auch PandaPower eingesetzt werden. Die verschiedenen Konzepte sollen den Im- und Export von Netzmodellen aus bzw. in eine Datenbank ermöglichen und das Modell in der jeweiligen Software zur Simulation automatisch aufbauen können.

4.2.6.1 Konzept 1: Aufbau mittels DGS-Schnittstelle und Python-Skript

Bei diesem Konzept wird die integrierte DGS-Schnittstelle von PowerFactory sowie ein Python-Skript in PandaPower zum Im- und Exportieren von Netzmodellen mit Datenbankbindung genutzt. Eine schematische Darstellung dieses Konzeptes ist in Abbildung 31 dargestellt. Tabelle 3 enthält die Vor- und Nachteile dieses konzeptionellen Ansatzes.

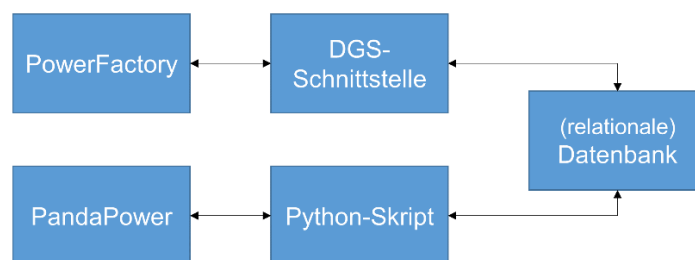


Abbildung 31: Schematische Darstellung Konzept 1

Tabelle 3: Bewertung Konzept 1 (Pro und Contra)

Pro	Contra
Einfache Umsetzung Geringer Zeitaufwand	<p>Netzmodelle in Datenbank nur für PowerFactory nutzbar (Abhängigkeit vom PowerFactory-Format) bzw. andere Netzberechnungssoftwares müssten sich dem Format anpassen oder ggf. eigene Tabellen anlegen.</p> <p>Jede Software benötigt ggf. ein eigenes Datenformat.</p> <p>Die Informationen in den Tabellen müssten redundant vorgehalten werden (für jede SW ein Tabellentyp).</p> <p>Updates müssen an allen Tabellen vorgenommen werden.</p> <p>Es können nur Datenbankmanagementsysteme genutzt werden, die von den geplanten Datenbanknutzern auch unterstützt werden.</p>

4.2.6.2 Konzept 2: Aufbau mittels Python-Skripten

Dieses Konzept sieht die Nutzung eines Python-Skriptes je Netzberechnungssoftware vor, über das der Im-, Export und das automatische Aufbauen von Netzmodellen mit zentraler Datenhaltung übernommen wird (siehe Abbildung 32). Die Vor- und Nachteile sind in Tabelle 4 aufgeführt.

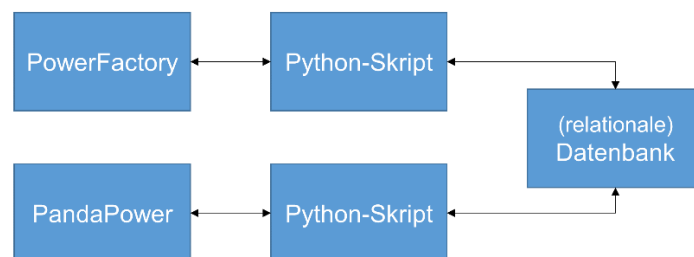


Abbildung 32: Schematische Darstellung Konzept 2

Tabelle 4: Bewertung Konzept 2 (Pro und Contra)

Pro	Contra
<p>Durch Python-Skript keine Abhängigkeit von einem bestimmten Datenformat der Datenbank.</p> <p>Nutzung einer zentralen Datenbank mit festgelegtem (standardisierten) Aufbau.</p> <p>Unterstützung verschiedener Datenbankmanagementsysteme durch die Nutzung von Python.</p> <p>Verschiedene Netzberechnungssoftwares nutzbar.</p>	<p>Der Aufbau und das Einlesen eines Netzmodells müssen ebenfalls über das Skript erfolgen (dies wurde vorher von der DGS-Schnittstelle in PowerFactory übernommen).</p> <p>Die Möglichkeit einer Programmierungsumgebung ist nicht bei jeder Software gegeben.</p> <p>Konzept ist nicht universal anwendbar.</p> <p>Erstellung der Python-Skripte kann aufwendiger sein.</p>

4.2.6.3 Konzept 3: Aufbau mittels DGS-Schnittstelle, Python-Skript und Observer

Die schematische Darstellung dieses Konzeptes ist in Abbildung 33 dargestellt. In PowerFactory wird die DGS-Schnittstelle zum Im- und Exportieren sowie Aufbau von Netzmodellen im CSV- oder JSON-Format genutzt. Dies wird in PandaPower mithilfe eines Python-Skriptes umgesetzt. Ein 2. Python-Skript („Observer“) überprüft zyklisch die Dateien der jeweiligen Softwares auf mögliche Änderungen und schreibt die neuen Netzmodelle bei Bedarf in die Datenbank. Das Skript übernimmt zudem die Rolle eines Mappers. Eine Pro-Contra-Gegenüberstellung dieses Konzeptes ist in Tabelle 5 aufgeführt.

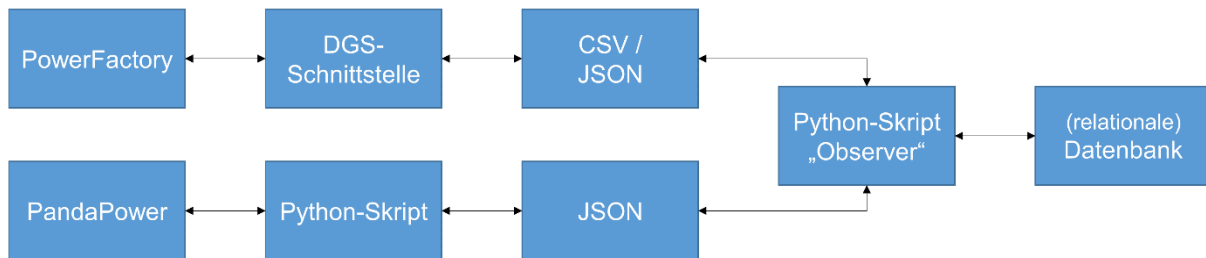


Abbildung 33: Schematische Darstellung Konzept 3

Tabelle 5: Bewertung Konzept 3 (Pro und Contra)

Pro	Contra
<p>Durch Python-Skript keine Abhängigkeit von einem bestimmten Datenformat der Datenbank.</p> <p>Nutzung einer zentralen Datenbank mit festgelegtem (standardisierten) Aufbau.</p> <p>Unterstützung verschiedener Datenbankmanagementsysteme durch die Nutzung von Python.</p> <p>Der Aufbau und das Einlesen eines Netzmodells können in PowerFactory weiterhin über die DGS-Schnittstelle erfolgen.</p> <p>Aktualität der Daten wird durch Python-Skript als „Observer“ sichergestellt.</p> <p>Python-Skript stellt sicher, dass Im- und Export-Dateien (CSV/JSON) nach Nutzung wieder gelöscht werden.</p>	<p>Import von Daten ist voraussichtlich problematisch: Fraglich ob CSV- bzw. JSON-Dateien als Dummy genutzt werden können, die erst über das Python-Skript mit Daten aus der Datenbank gefüllt werden können, sobald ein Netzmodell angefragt wird.</p>

4.2.6.4 Konzept 4: Aufbau mittels DGS-Schnittstelle, Python-Skript und virtuellen Tabellen

Bei diesem konzeptionellen Ansatz wird die DGS-Schnittstelle von PowerFactory zum Im- und Exportieren sowie Aufbau von Netzmodellen genutzt. In PandaPower wird dies über ein Python-Skript realisiert. Es gibt eine Quelltablette mit mehreren virtuellen Tabellen (Views/Sichten). In den virtuellen Tabellen werden die Daten entsprechend der jeweiligen Software aufbereitet zur Verfügung gestellt. Die Quelltablette enthält das eigentliche Netzmodell in einem vorher festgelegten Format. In Abbildung 34 ist die schematische Darstellung dieses Konzeptes abgebildet, während Tabelle 6 die Vor- und Nachteile enthält.

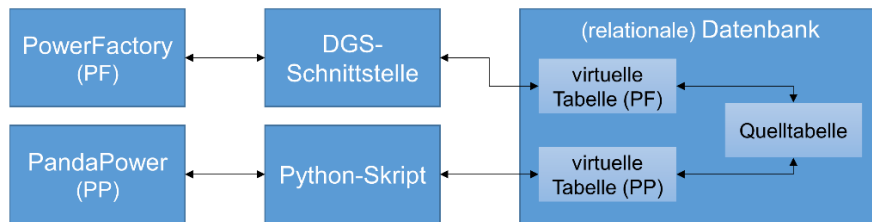


Abbildung 34: Schematische Darstellung Konzept 4

Tabelle 6: Bewertung Konzept 4 (Pro und Contra)

Pro	Contra
<p>Durch virtuelle Tabellen („View“) keine Abhängigkeit vom PowerFactory-Format.</p> <p>Nutzung einer zentralen Datenbank mit festgelegtem (standardisierten) Aufbau mit je einer Quelltable pro Netzmodell.</p> <p>Der Aufbau und das Einlesen eines Netzmodells können in PowerFactory weiterhin über die DGS-Schnittstelle erfolgen.</p> <p>Durch virtuelle Tabellen („View“) entstehen keine zusätzlichen Kopien der Quelltable.</p> <p>Sowohl das Auslesen der Daten als auch Updates sollten durch die Sichten („View“) sichergestellt werden.</p> <p>Aktualität der Daten wird durch virtuelle Tabellen sichergestellt.</p>	<p>Es können nur Datenbankmanagementsysteme genutzt werden, die von PowerFactory unterstützt werden.</p>

4.2.6.5 Bewertung der Konzepte

Zur Bewertung der in den Abschnitten 4.2.6.1 bis 4.2.6.4 beschriebenen Konzepte dient die nachfolgende Tabelle (Tabelle 7).

Tabelle 7: Bewertungsmatrix Konzepte 1-4

	Konzept 1	Konzept 2	Konzept 3	Konzept 4
Aufwand Umsetzung	niedrig	mittel	hoch	mittel
Aufwand Erweiterbarkeit	niedrig	mittel	mittel	mittel
Universell einsetzbar	nein	nein	ja	ja
Machbarkeit	ja	ja	vsl. nein	ja
Datenkonsistenz	nein	nein	ja	ja

Im weiteren Projektverlauf wurde Konzept 4 (siehe Abschnitt 4.2.6.4) weiterverfolgt und an einem praktischen Beispiel erfolgreich umgesetzt. Dabei wurden verschiedene Netzberechnungssoftwares (PowerFactory und PandaPower) eingesetzt, die zum automatischen Aufbau eines Stromnetzes auf gemeinsame Netzparameter (Stammdaten) in einer SQL-Datenbank zugreifen. Da jede Software die Parameter in einem anderen Format benötigt, erhielten die Softwares keinen direkten Zugriff auf die Stammdaten. Stattdessen wurden die Parameter über Sichten (virtuelle Tabellen) im jeweiligen Format bereitgestellt. Diese Arbeit ist für UC 3 relevant.

4.3 Datenaustausch und Kommunikation

Zur Steuerung und zum Auslesen der verschiedenen Teilnehmer und Komponenten im Leitsystem soll, entgegen der ursprünglichen Planung mit OPC UA, MQTT zum Einsatz kommen. Die Evaluation und der Vergleich von OPC UA und MQTT haben gezeigt, dass MQTT das für das Projektvorhaben geeignetere Protokoll ist. OPC UA weist eine zu hohe Komplexität und einen zu großen Overhead auf und bietet gleichzeitig für das Projekt einen zu geringen Mehrwert. Die nur sehr rudimentäre Unterstützung von OPC UA in den Teilsystemen erschwert den Einsatz außerdem. Darüber hinaus stößt MQTT im Energiesektor zunehmend auf Interesse, da es bereits als Cloud-Protokoll etabliert ist.

Die sich aus der Architektur und den Komponenten ergebenden Schnittstellen und Protokolle werden in Abbildung 35 als übersichtlicher „Stack“ dargestellt. Die blauen Elemente entsprechen Hard- und Softwarekomponenten während die grünen Elemente die Protokolle zwischen ebenen Komponenten abbilden.

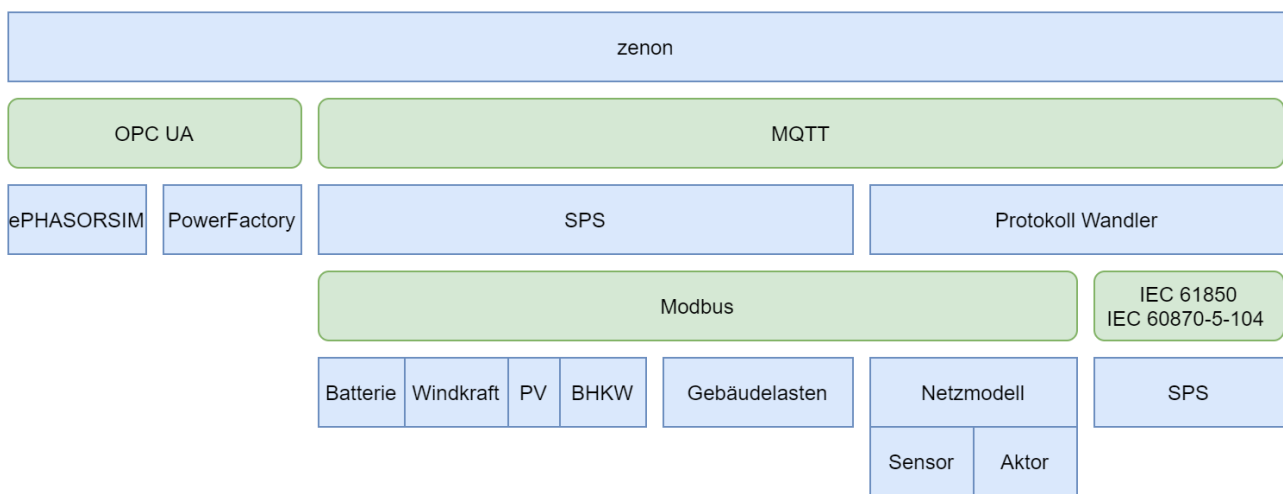


Abbildung 35: Stack (Protokolle und Hard-/Software)

4.3.1 Kommunikationsprotokoll-Auswahl (JADE)

Die Entscheidung für ein Protokoll hängt von verschiedenen Kriterien und Kompromissen ab. Ein gängiger Ansatz besteht darin, die Anforderungen an ein Protokoll aus Sicht der UCs zu ermitteln und zu prüfen, ob ein Protokoll diese Anforderungen erfüllt. Zu diesen Kriterien gehören neben den technischen Anforderungen auch die Anforderungen der Domäne sowie nicht-funktionale Anforderungen und Einschränkungen. Letztere werden besonders wichtig, wenn verschiedene Protokolle die gleichen technischen Möglichkeiten bieten. Während technische Aspekte in der Literatur bereits ausgiebig bewertet und verglichen werden, werden diese Ergebnisse oft isoliert betrachtet. Doch erst die Kombination aus technischen und fachlichen Anforderungen liefert einen validen Überblick für die Auswahl eines geeigneten Protokolls.

Um die Aufwände und Kosten für die Identifikation der zu evaluierenden Parameter und die darauf aufbauende Auswahl eines Protokolls in Zukunft auch für Folgeprojekte und andere Interessenten minimieren zu können, wurde ein Werkzeug zur Auswahl eines möglichst passenden Protokolls in Form einer morphologischen Box entwickelt. Die Kriterien und deren Werte wurden basierend auf

Literaturrecherchen und Expertengesprächen ausgewählt und in den Kategorien „Technical“, „Domain“ und „Constraints“ zusammengefasst. Weitere Information zur Auswahl der Kriterien und der Entwicklung des Werkzeugs sind in der Veröffentlichung in Abschnitt 6.4 zu finden.

Die folgende Abbildung zeigt exemplarisch eine ausgefüllte morphologische Box für einen UC aus dem Projekt TDX-Assist und das Protokoll MQTT. Die so ausgefüllten Boxen entsprechen den Profilen der Anwendungsfälle bzw. Protokolle. Die Auswahl eines geeigneten Protokolls erfolgt in drei in Abbildung 36 dargestellten Schritten. In einer ersten Box werden jene Zellen markiert, die für die Realisierung des UC notwendig sind (A). Danach werden in einer zweiten Box die Kriterien markiert, die das zu evaluierende Protokoll abbilden kann (B). Anschließend werden beide Boxen „übereinandergelegt“, um erfüllte und nicht erfüllte Anforderungen auf einen Blick sichtbar zu machen (C).

(A)

Category	Attribute	Values			
Technical	Latency	<100ms	100ms – 10s	>10s	
	QoS	no	limited	yes	
	Scalability	no		yes	
	Overhead	low	medium	high	
	Architecture	centralized		decentralized	
	Protocol complexity	low	medium	high	
	Documentation	sufficient		third-party	
	Security	none	simple	strong	
Domain	Network Level	WAN	NAN	HAN	
	Real Time	hard	firm	soft	
	Payload Flexibility	low	medium	high	
	Availability	none	integrated	external	
	Complexity	low	medium	high	
	Message Distribution	unicast	anycast	multicast	
	Constraints	Power Consumption	permanent supply		battery operated
		Connection reliability	poor	average	good
Device Resources		limited		not limited	

(B)

Category	Attribute	Values			
Technical	Latency	<100ms	100ms – 10s	>10s	
	QoS	no	limited	yes	
	Scalability	no		yes	
	Overhead	low	medium	high	
	Architecture	centralized		decentralized	
	Protocol complexity	low	medium	high	
	Documentation	sufficient		third-party	
	Security	none	simple	strong	
Domain	Network Level	WAN	NAN	HAN	
	Real Time	hard	firm	soft	
	Payload Flexibility	low	medium	high	
	Availability	none	integrated	external	
	Complexity	low	medium	high	
	Message Distribution	unicast	anycast	multicast	
	Constraints	Power Consumption	permanent supply		battery operated
		Connection reliability	poor	average	good
Device Resources		limited		not limited	

(C)

Category	Attribute	Values			
Technical	Latency	<100ms	100ms – 10s	>10s	
	QoS	no	limited	yes	
	Scalability	no		yes	
	Overhead	low	medium	high	
	Architecture	centralized		decentralized	
	Protocol complexity	low	medium	high	
	Documentation	sufficient		third-party	
	Security	none	simple	strong	
Domain	Network Level	WAN	NAN	HAN	
	Real Time	hard	firm	soft	
	Payload Flexibility	low	medium	high	
	Availability	none	integrated	external	
	Complexity	low	medium	high	
	Message Distribution	unicast	anycast	multicast	
	Constraints	Power Consumption	permanent supply		battery operated
		Connection reliability	poor	average	good
Device Resources		limited		not limited	

Abbildung 36: Drei Schritte zur Protokollauswahl

Die grünen Zellen zeigen die Überlappungen der Boxen A und B und damit die UC Anforderungen, die durch das Protokoll realisiert werden können. Die roten Zellen stellen die Bereiche dar, in denen keine Deckung zwischen UC Profil und Protokollprofil existiert. Die blauen Zellen zeigen Fähigkeiten des Protokolls, die so nicht im UC Profil gefordert wurden, wodurch beispielsweise Kompromisslösungen aufgezeigt werden können.

Gemäß der Idee offener Systeme kann die gemeinsame Nutzung der erstellten Protokollprofile durch verschiedene Personen, auch außerhalb des Projektes – zum Beispiel in einem öffentlichen Repository – einerseits die Korrektheit der Profile überprüfen und andererseits die Effizienz für andere Teilnehmer erhöhen. Um wiederverwendbare Use-Case-Profile zu erstellen, können diese als Blueprints auf der Grundlage von generischen High-Level-Use-Cases entworfen werden. Die aus einem Blueprint abgeleiteten Anwendungsfälle müssen dann nur noch in bestimmten Kriterien angepasst werden. Als Ausgangspunkt für eine offene Sammlung und gemeinsame Nutzung von erstellten Profilen wurde mit der prototypischen Entwicklung des morphologischen Kastens als Webanwendung begonnen, die auszugsweise in Abbildung 37 dargestellt ist.

Die Analysen haben ergeben, dass MQTT das geeignetste Kommunikationsprotokoll für das Erreichen der Projektziele ist.

Abbildung 37: Webtool zur Kommunikationsprotokoll-Auswahl

4.3.2 MQTT (JADE)

MQTT ist ein offenes und leichtgewichtiges Publish-Subscribe-Protokoll mit einem starken Fokus auf Machine-to-Machine-Kommunikation. Es wurde mit Blick auf Netzwerke mit hohen Latenzzeiten und geringer Bandbreite sowie auf Geräte mit begrenzten Ressourcen entwickelt. Das Protokoll wurde von der Organization for the Advancement of Structured Information Standards (OASIS) standardisiert und ist verhältnismäßig einfach zu implementieren.

Publish-Subscribe (PubSub) beschreibt ein Messaging Pattern, das die Entkopplung von Informationsproduzenten und -konsumenten ermöglicht, indem es Nachrichten an ein so genanntes "Topic" sendet und von diesem liest, anstatt sie direkt über Punkt-zu-Punkt-Verbindungen zu übertragen. Ein Topic ist eine bekannte und benannte Ressource, in der Informationsproduzenten ihre Nachrichten veröffentlichen können. Informationskonsumenten bekunden ihr Interesse an diesen veröffentlichten Nachrichten, indem sie ein bestimmtes Topic abonnieren. Alle Systeme, die ein Topic abonnieren, erhalten jede Nachricht, die in diesem Topic veröffentlicht wird, ohne dass sie explizit nach neuen Nachrichten fragen müssen (Polling).

PubSub-Protokolle erfordern in der Regel einen zentralen Broker. Im Falle von MQTT ist dies der MQTT-Broker, der für die Verteilung und Verbreitung der Nachrichten über Topics verantwortlich ist. Topics sind in einer hierarchischen Weise organisiert, die URLs ähneln und die Verwendung von Wildcards unterstützen. Außerdem unterstützt MQTT drei QoS-Stufen für die Zuverlässigkeit der Nachrichtenzustellung: höchstens einmal (0), mindestens einmal (1), genau einmal (2).

Darüber hinaus gibt es Unterstützung für Retained Messages und "Last Will and Testament" (LWT). Retained Messages werden vom Broker für das Topic, in dem sie veröffentlicht wurden, gespeichert. Jeder neue Abonnent des Topics erhält die zurückbehaltene Nachricht sofort nach erfolgreicher Anmeldung. Während Retained Messages z. B. dazu verwendet werden können, neue Abonnenten über den aktuellen Status zu informieren, bietet LWT die Möglichkeit, über einen Ungraceful Disconnect zu informieren und zusätzliche Informationen bereitzustellen, um entsprechend reagieren zu können.

Reines MQTT spezifiziert die Struktur des Nachrichteninhalts oder die Organisation der Topics nicht weiter und überlässt es dem Benutzer, die semantische Interoperabilität durch ebenjene zu gewährleisten. Die Eclipse Foundation hat sich dieser Thematik angenommen und die Sparkplug-Spezifikation entwickelt, die unter anderem Topic-Namensräume und -Strukturen spezifiziert und damit die

Interoperabilität zwischen verschiedenen Sparkplug-kompatiblen Diensten ermöglicht. Die standardisierte Topic-Hierarchie ermöglicht es auch, verschiedene Strategien zur Nachrichtenverteilung zu implementieren. Wildcards ermöglichen das Auffinden von Informationen über potentiell unbekannte Geräte, wenn diese auf dem entsprechenden Topic veröffentlichen. Da der Nachrichteninhalt stark variieren kann, ist es vor allem die Topic-Struktur, die semantische Informationen transportiert.

4.3.3 Modbus-to-MQTT (JADE)

Die einheitliche Kommunikation der verschiedenen Systemkomponenten wird über MQTT sichergestellt. Da ein Großteil der Komponenten MQTT nicht direkt unterstützt, wurde mit der Entwicklung einer Modbus-zu-MQTT-Bridge, wie sie Abbildung 38 zeigt, begonnen.

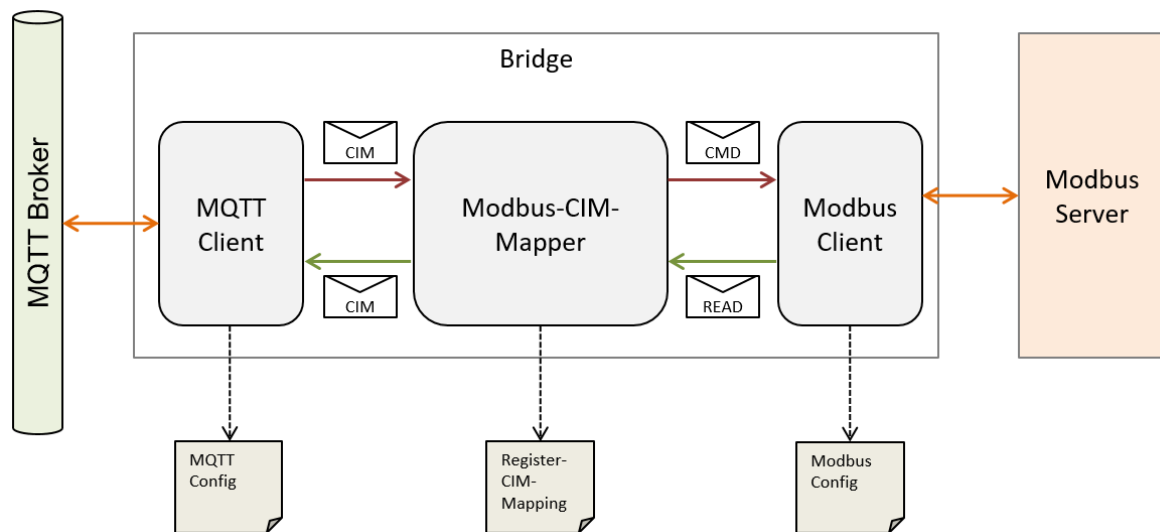


Abbildung 38: Modbus-MQTT-Bridge

Im Zuge der Entwicklung wurde deutlich, dass durch eine möglichst allgemeine Struktur und vielseitige Einsetzbarkeit, ein erheblicher Konfigurationsaufwand auf Seite der Anwender entsteht. Aus diesem Grund wurde schließlich Abstand von einer Neuimplementierung genommen und auf eine sogenannte Low-Code-Plattform gesetzt.

Eine Low-Code-Plattform zeichnet sich dadurch aus, dass sie den Einsatz klassischer, textbasierter Programmierung auf das notwendige Minimum reduziert. Stattdessen wird vor allem durch die Kombination von und die Interaktion mit grafischen/visuellen Bausteinen eine Anwendung entwickelt. Existiert für die gewählte Plattform eine ausreichend große Anwenderbasis, können die für die meisten Anwendungen notwendigen Bausteine bereits kostenfrei heruntergeladen und genutzt werden. Der Aufwand beschränkt sich in diesem Fall vor allem – analog zu der bereits beschriebenen begonnenen Neuentwicklung – auf die Konfiguration der existierenden Bausteine. Da zumeist keine oder nur sehr geringe Programmierkenntnisse notwendig sind, erlaubt eine solche Plattform das schnelle Einarbeiten und die Fokussierung auf das tatsächliche Domänenproblem.

NodeRed ist eine solche kostenfreie Low-Code-Plattform mit einer sehr großen Nutzerbasis und einer Vielzahl an existierenden Bausteinen. NodeRed ist Open Source und basiert auf NodeJS. Sogenannte Flows – die Kombination verschiedener Bausteine oder Knoten – können im Browser erstellt und direkt gestartet werden. Die leichtgewichtige NodeJS Runtime hat zur Folge, dass der Einsatz als Edge-Device auf kostengünstiger Hardware – wie zum Beispiel auf Raspberry Pi und vergleichbarer industrietauglicher Hardware – möglich ist.

Abbildung 39 zeigt beispielhaft einen Flow zur Übermittlung der Daten eines Messgerätes des in Kapitel 4.2.3 vorgestellten Netzmodells.

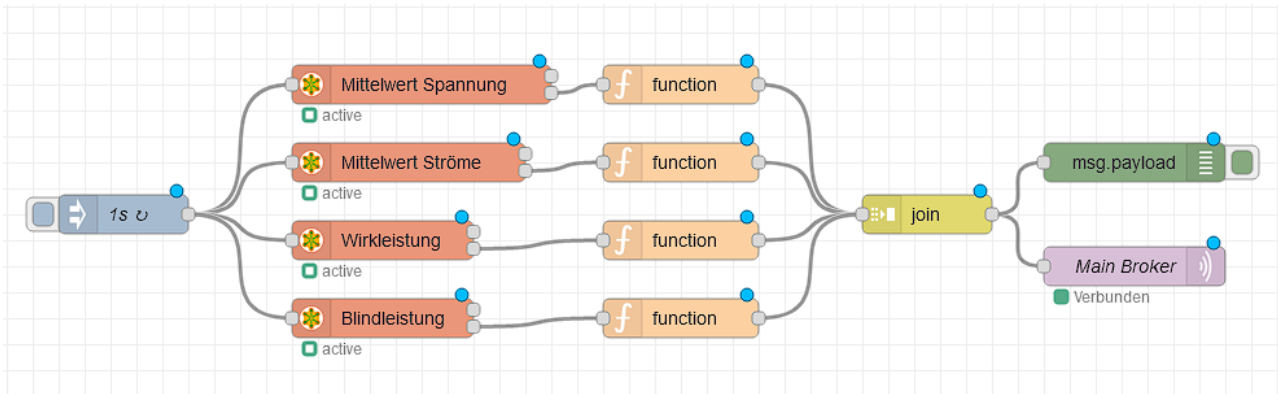


Abbildung 39: Flow zur Übermittlung der Daten eines Messgerätes

Der blaue Knoten definiert das Intervall, in dem die nachfolgend verbundenen Funktionen ausgeführt werden, hier eine Sekunde. Die orangenen Knoten entsprechen Modbus Operationen. In diesem Fall werden die jeweils konfigurierten Register gelesen. Der zugehörige Konfigurationsdialog ist in Abbildung 40 dargestellt.

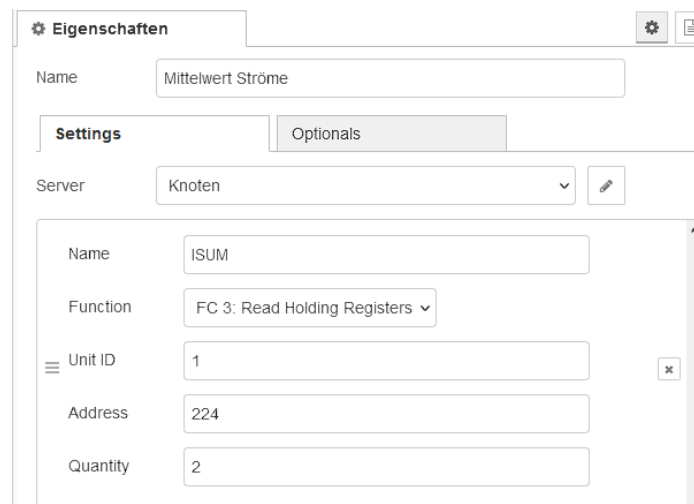


Abbildung 40: Konfigurationsdialog für die Modbus Operation "Mittelwert Ströme"

Die erhaltenen Informationen werden an die folgenden Funktionsknoten weitergereicht und in diesen umgewandelt. Da die abgefragten Informationen im Projekt immer zusammen genutzt oder dargestellt werden sollen, fast der anschließende Join-Knoten die vorherigen vier Nachrichten zu einer Nachricht zusammen. Abschließend werden die Nachrichten an den konfigurierten MQTT-Broker übergeben und somit verteilt.

4.3.4 Kopplung SCADA-System und Netzsimulation (HSEL)

In diesem Abschnitt wird die Nutzung einer solchen Bridge bei der Kopplung zwischen SCADA-System (zenon) und Netzsimulation (PowerFactory) beschrieben. Dabei wird zunächst die Methode der (von der Netzsimulationssoftware vorgesehenen) direkten Kopplung beschrieben, die zwar einfach umzusetzen ist, jedoch auch stets den gleichen Konfigurationsaufwand aufweist und mit unterschiedlichen Datenmodellen zwischen den Systemen arbeitet. Um diesen Nachteilen entgegenzuwirken, wird im weiteren Verlauf als Methode die Kopplung der Systeme mittels Bridge beschrieben.

Direkte Verbindung

Entgegen der Analysen von Abschnitt 4.3.1 erfolgt die Kopplung von PowerFactory und zenon mit OPC UA, sodass sich darüber Messwerte und Schaltbefehle austauschen lassen. In diesem Fall ist der Einsatz von OPC UA alternativlos, da PowerFactory nur mit diesem Protokoll über ein SCADA-System (zenon) gesteuert und ausgelesen werden kann. Eine schematische Darstellung der Kopplung mit den Vor- und Nachteilen dieser direkten Kopplung ist in Abbildung 41 dargestellt.

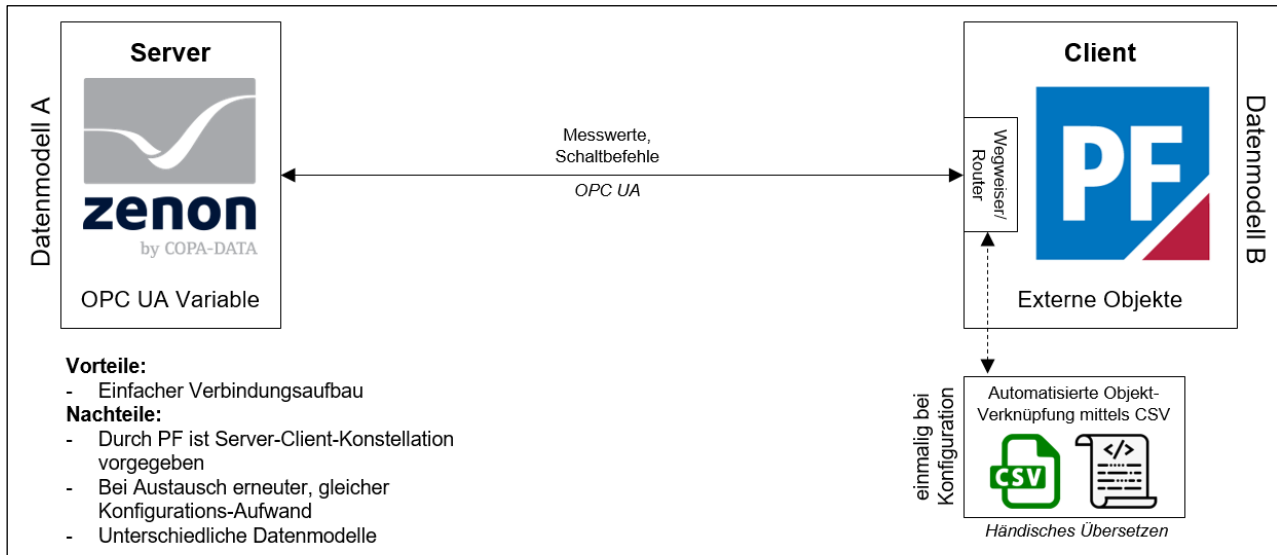




Abbildung 41: Kopplung zenon und PowerFactory (1)

Bei dieser Variante müssen sowohl in zenon als auch in PowerFactory die Netze manuell erstellt und die entsprechenden Variablen bzw. Objekte den Elementen des Schaltplans zugeordnet werden. Zur schnelleren Zuordnung der Variablen und Objekte auf der Seite von PowerFactory wurden 2 Skripte erstellt. Diese automatisieren größtenteils die Zuordnung, die bei größeren Netzen ansonsten sehr zeitintensiv sein würde.

Da PowerFactory nur die Rolle des Clients einnehmen kann, um über ein SCADA-System gesteuert und überwacht werden zu können, sind die möglichen Server-Client-Konstellationen eingeschränkt. Folgende Konstellationen sind möglich bzw. nicht möglich (siehe Tabelle 8).

Tabelle 8: Bewertung der Server-Client-Konstellationen

<div> <div> <div>*</div> <div>  </div> </div> <div>  </div> </div>	Server	Client
Server	Nicht möglich	Nicht möglich
Client	Vorgesehene Konstellation	Bridge erforderlich

Verbindung mittels CIM-Übersetzer/Bridge

Diese Variante beschreibt eine automatische Kopplung von zenon und PowerFactory (siehe Abbildung 42). Idealerweise liegen die Informationen eines Netzes (Netzmodell) an einer zentralen Stelle

in einem einheitlichen Datenformat (ggf. CIM) vor, beispielsweise in einer Datenbank. Über eine Bridge, die OPC UA und MQTT entsprechend bereitstellt, können nun sowohl zenon als auch PowerFactory auf diese Netzmodelle zugreifen. zenon sollte dann Anhand dieser Daten automatisch die entsprechenden Bedien- und Beobachtungselemente automatisch aufbauen sowie verknüpfen und PowerFactory den Schaltplan automatisch erstellen. Die Bridge übernimmt dabei die Übersetzung in die unterschiedlichen Datenformate. Auch der Datenaustausch zwischen zenon und PowerFactory erfolgt über die Bridge.

Zur Gewährleistung der Datenaktualität (z. B. von Netzmodellen), werden eine zentrale Datenhaltung und das Publish-Subscriber-Prinzip genutzt. Dies ist jedoch nur mit einem Standard möglich, der Notifications erlaubt und diese umsetzen kann.

Diese Variante beschreibt einen optimalen Zustand der Kopplung der Systeme. Die Vor- und Nachteile sind ebenfalls in der Abbildung aufgeführt. Gegenüber der zuvor beschriebenen direkten Verbindung zwischen den Systemen, verursacht die Bridge zwar einen höheren, einmaligen Entwicklungsaufwand, jedoch sind der voraussichtlich geringere Aufwand für das Hinzufügen und Austauschen der Komponenten sowie ein einheitliches Datenmodell als ausschlaggebende Vorteile zu bewerten, sodass diese Variante im Projekt weiterverfolgt und umgesetzt werden soll.

Diese Möglichkeit wurde aufgrund der Zeit nur konzeptionell umgesetzt. Die Möglichkeit zur direkten Kopplung der Systeme wurde hingegen erfolgreich umgesetzt (siehe Abschnitt 4.2.4.2).

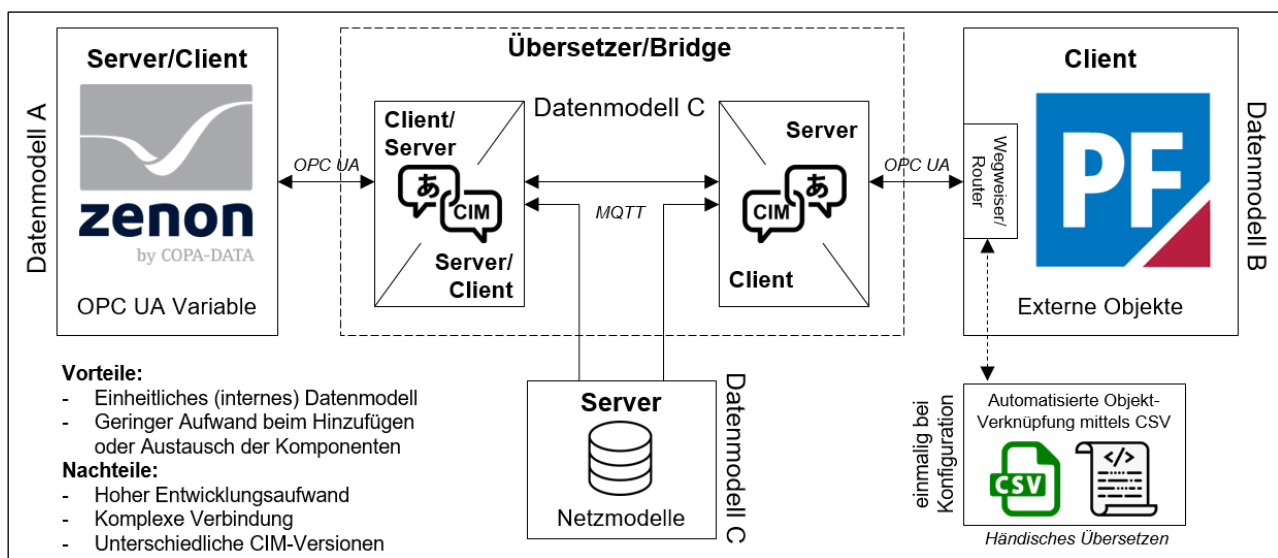


Abbildung 42: Kopplung zenon und PowerFactory (2)

4.3.5 Einfache und schnelle Aktualisieren von Modulen (JADE)

Im Folgenden wird der fachliche Hintergrund²⁹ näher beleuchtet.

Webanwendungen und Webservices sind fester Bestandteil unseres Alltags und werden von einer Vielzahl an Nutzern gleichzeitig und zu jeder Tageszeit genutzt. Die Nutzerbasis von großen Diensten wie Facebook, Google Suche, Google Maps oder Spotify umfasst mehrere Millionen Nutzer auf allen Kontinenten und in allen Zeitzonen. Ein klassisches Zeitfenster mit nur wenigen Nutzern, um die Anwendungen und zugehörigen Infrastrukturen aktualisieren und warten zu können, ist damit

²⁹ <https://www.innoq.com/de/articles/2016/11/services-soa-microservices-scs/#fn:6>

nicht mehr vorhanden. Auch auf technischer Sicht existiert kein Zeitpunkt mehr, an dem die Entwicklung dieser komplexen und verteilten Systeme stillsteht. Bugfixes und Sicherheitsupdates sowie die kontinuierliche Entwicklung und das kontinuierliche Deployment der Anwendungen erfordern neue Vorgehen und Strategien um Ausfallzeiten zu verhindern.

Diese Strategien und Vorgehensweisen können im Kleinen als Grundlage für das einfache und schnelle Aktualisieren einzelner Module und Komponenten dienen. Drei bekannte und häufig beschriebene Strategien um ein Zero Downtime Deployment zu erreichen sind „Blue Green Deployment“, „Canary Deployment“ und „Rolling Updates“. Zwar können diese drei Strategien nicht per se in allen Situation angewandt werden, sie stellen jedoch eine gute Basis dar und werden deshalb im Folgenden kurz beschrieben:

Blue Green Deployment: Hinter einem Load Balancer existieren zwei Deploymentumgebungen, „Blue“ und „Green“. Der Loadbalancer leitet einkommende Anfragen an das aktuelle Produktionssystem auf Blue (1). Das neue System wird auf Green ausgerollt. Nach fehlerfreiem Deployment der neuen Version auf Green werden neu eingehenden Anfragen durch den Load Balancer zu Green geroutet. Bereits auf Blue existierende Anfragen und Sessions werden abgearbeitet (2). Sobald keine weiteren Verbindungen zu Blue vorhanden sind wird das System heruntergefahren (3).

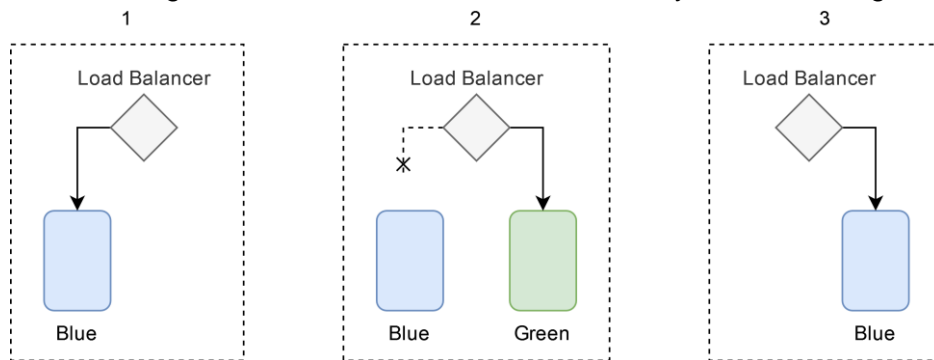


Abbildung 43: Blue Green Deployment

Canary Deployment: Im Gegensatz zum zuvor beschriebenen Blue Green Deployment erlaubt das Canary Deployment einen sukzessiven, metrikbasierten Übergang von der aktuellen zur neuen Version. Das aktuelle Produktionssystem ist zunächst wieder in Blue installiert (1). Analog zum Blue Green Deployment wird die neue Version in einer eigenen Umgebung ausgerollt. Nach erfolgreicher Validierung des Systems wird jedoch nicht der gesamte Verkehr auf die neue Umgebung geroutet, sondern zunächst nur ein geringer Anteil (2). Anhand des Systemverhaltens und der erhobenen Metriken kann dann entschieden werden, ob der Anteil erhöht wird oder ein Rollback stattfinden muss (3). Sobald der gesamte Verkehr auf das neue System geroutet wird und alle Anfragen auf dem Altsystem abgearbeitet sind, kann das alte System heruntergefahren werden (4).

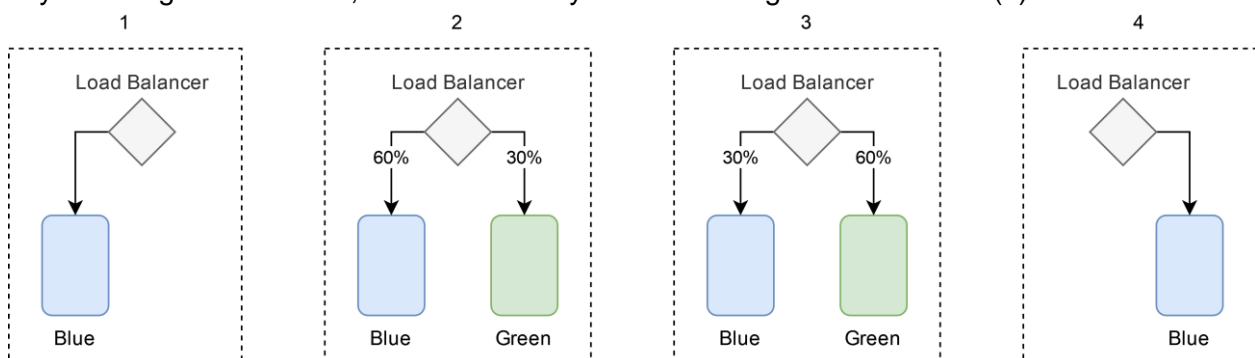


Abbildung 44: Canary Deployment

Rolling Updates: Ein wichtiger Unterschied zu den zuvor genannten Vorgehen besteht darin, dass mehrere, aktive Instanzen des aktuellen Systems (blau) existieren (1). Diese werden schrittweise auf die neue Version (grün) aktualisiert. Nachdem die zu aktualisierende Instanz keine aktiven Verbindungen mehr aufweist, wird durch den Load Balancer kein Verkehr mehr zu dieser Instanz geroutet (2) und das Deployment der neuen Version durchgeführt (3). Nach erfolgreichem Deployment wird die Instanz wieder dem aktiven Pool der Instanzen zugeordnet und kann erneut Anfragen empfangen und bearbeiten (4). Dieser Vorgang wird so oft wiederholt, bis alle Instanzen aktualisiert wurden (5).

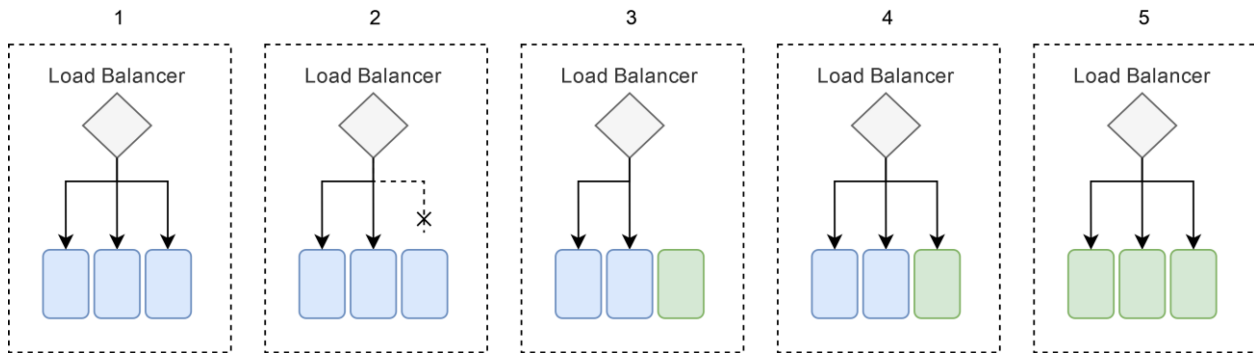


Abbildung 45: Rolling Updates

Die Modularisierung des Leitsystems sowie eine möglichst lose Kopplung der Module helfen dabei, ein Zero Downtime Deployment effizient umsetzen zu können, indem nur das tatsächlich zu aktualisierende Modul neu ausgeliefert wird und nicht das gesamte Leitsystem den zuvor beschriebenen Vorgehen unterworfen werden muss.

4.3.6 Sichere, BSI-konforme Kommunikation (HSEL, JADE)

Die Funktionalität, Interoperabilität und Sicherheit, die von den Einzelkomponenten in einem intelligenten Messsystem (Smart Metering System) erfüllt werden müssen, sind in der Technischen Richtlinie BSI-TR-03109 festgelegt. Hierzu zählt auch das sogenannte Smart Meter Gateway (SMGW). Die Kommunikationsschnittstelle zwischen den intelligenten Messsystemen in einem Gebäude und dem öffentlichen Netz wird durch SMGWs bereitgestellt.

Zur Umsetzung einer sicheren, BSI-konformen Kommunikation zwischen den Komponenten eines intelligenten Messsystems wurde der MTG Mehrwert-Konnektor (MWK) angeschafft. Der MWK fungiert als zentraler Security- und Kommunikationsbaustein für Energieversorger, die als aktive EMT (aEMT) über den CLS-Kanal verschiedene Endgeräte (CLS - Controllable Local Systems) netzdienlich steuern und Mehrwertdienste anbieten möchten. Mit Hilfe dieser Lösung können unterschiedliche TCP/IP-fähige Mehrwert-Anwendungen und Endgerätetypen konform betrieben werden. Die Software ermöglicht die serverseitige Einrichtung einer BSI-TR-03109-konformen Kommunikationsstrecke zum SMGW und ermöglicht die Schaltung beliebig vieler Verbindungen über den CLS-Kanal.³⁰

³⁰ MTG AG, „Überblick - IT-Sicherheit für das Smart Metering“, 2023, <https://www.mtg.de/de/branchen/energie> (zugegriffen Mai 15, 2023).

Im Rahmen des Projektes wurde der Mehrwert-Konnektor in Verbindung mit einem SMGW und einer CLS-Steuerbox dazu eingesetzt, einen sicheren Datenaustausch zwischen dem Leitsystem und einem Messgerät und Stelltransformator zu gewährleisten. Abbildung 46 zeigt den Aufbau des intelligenten Messsystems mit dem Mehrwert-Konnektor.



Abbildung 46: Sichere, BSI-konforme Kommunikation mit Mehrwert-Konnektor (unten), SMGW (links) und Steuerbox/Mehrwert-Modul (rechts)

5 Test und Evaluation

Nach der Entwicklung und dem Aufbau des Leitsystems folgt als finale Phase im Projekt das Testen und Evaluieren des Systems. Hierfür sollen sowohl reale als auch virtuelle Verteilnetzumgebungen eingesetzt werden. Durch den Einsatz von im Realbetrieb erhobenen Messdaten, eines physikalischen Labornetzmodells, eines Netzsimulators sowie der Einbindung von Wetter- oder Wetterprognosedaten, existiert eine Umgebung, die eine realitätsnahe Evaluation ermöglicht. Zusammen mit den verschiedenen Erzeugungsanlagen und Lasten an den Projektstandorten ergeben sich somit ideale, praxisnahe Bedingungen zum virtuellen wie auch praktischen Testen und Validieren des Verteilnetz-Leitsystems. Im Rahmen der Evaluation werden die zuvor definierten Anwendungsfälle soweit möglich umgesetzt und analysiert.

5.1 Umsetzung der Anwendungsfälle

Die abstrakten high-level Kurzbeschreibungen der Anwendungsfälle aus Abschnitt 3.4 wurden in Anlehnung an den Standard IEC 62559 mit zugehörigem Template genauer spezifiziert. Dabei wurden nur die Felder der UC Vorlage ausgefüllt, die für die konkrete Realisierung im Projekt Relevanz haben, mindestens jedoch jene, die der Kurzbeschreibung des Standards entsprechen. Die Sammlung der UCs wurde aufgrund ihres Umfangs in einem separaten Dokument hinterlegt, auch um für die Projektpartner einen direkten Zugriff auf alle UCs in einem Dokument im einheitlichen Format zu gewährleisten. Daher wird im Folgenden lediglich auf Besonderheiten und weitere Hintergrundinformationen bei der Umsetzung der Anwendungsfälle eingegangen.

5.2 UC-1 – Engpassmanagement: Steuerung von Erzeugungsanlagen und Lasten (HSEL)

Die Demonstration dieses UC erfolgte an zwei verschiedenen Netzen:

- Verteilnetz der Hochschule Emden: Hier gibt es wenig Engpässe, sodass zur Demonstration des UC die Grenzwerte für Grenzwertverletzungen heruntergesetzt wurden
- Netzmodell aus dem Labor Regenerative Energien der Hochschule Emden: Nachbildung von elektrischen Verteilnetzen mit frei wählbarer Netztopologie

Im Verteilnetz der Hochschule Emden wurde dabei ein Batteriespeicher als regelbare Anlage für das Netzleitsystem eingebunden, während im Netzmodell aus dem Labor Regenerative Energien der Hochschule Emden diverse variable Lasten und Einspeiser sowie vorhandene Aktorik für ein aktives Netzmanagement verfügbar sind, die flexibel eingebunden werden können.

Um Reaktionen des Energiesystems auf das Verhalten und die Einflüsse des darunterliegenden IKT-Systems untersuchen zu können, wurde in diesem Kontext eine kombinierte Betrachtung von Kommunikationsnetz und Energiesystem umgesetzt. Die Projektgruppe Autonomer und resilienter Betrieb vernetzter Energie- und Kommunikationssysteme (AREK) der Universität Oldenburg hat dafür eine kombinierte Simulation von Energie- und Kommunikationssystemen entwickelt, anhand welcher die Anwendungsfälle Redispatch 3.0 und Spannungshaltung unter Einfluss von Kommunikationsstörungen untersucht wurden. Konkret wurde dafür der Kommunikationssimulator OMEST verwendet. Als Kommunikationsstörungen wurden der Ausfall zentraler Kommunikationsstörungen, die Überlastung der Kommunikation durch zusätzlichen Datenverkehr und die Störung der Kommunikation durch einen Störsender berücksichtigt. Des Weiteren wurden geeignete Lösungsstrategien untersucht.

Um die Zuverlässigkeit von Anwendungen im Energiesystem unter Einflüssen der Kommunikation sicherstellen zu können, wurden außerdem in Zusammenarbeit mit dem Projekt DEER³¹ weitere mögliche Störungen, die auftreten können, betrachtet. Die Möglichkeit, diese in simulierten Kommunikationsnetzen zu berücksichtigen, wurde in OMNEST integriert. Konkrete Fehlerfälle, wie die Modellierung einer Denial of Service Attack, der Verfälschung von Nachrichten oder die Verursachung von Paketverlusten wurden bereits umgesetzt.

5.3 UC-2 – Integration von Komponenten (JADE)

Die Integration neuer Komponenten ins Netzleitsystem erfolgt über das Kommunikationsprotokoll MQTT mit Hilfe eines universellen Brokers, der einen Datenaustausch zwischen Komponenten mit unterschiedlichen Kommunikationsprotokollen ermöglicht. Über den Broker werden entsprechend die Daten, die über alternative, standardisierte Protokolle übermittelt werden, in den Standard MQTT überführt.

5.4 UC-3 – Einfaches und schnelles Aktualisieren (JADE)

Die theoretische Umsetzung des UC3 zeigt, dass der Einsatz von Self Contained Systems und ein Vorgehen entsprechend der gängigen Zero Downtime Deployment Strategien zu einem modularen und robusten Gesamtsystem führt, das eine verhältnismäßig einfache und sichere Aktualisierung oder Substitution der Teilsysteme zulässt. Durch den Einsatz offener Kommunikationsprotokolle kann ein Vendor Lock-In vermieden und die Flexibilität gesteigert werden. Darüber hinaus wird außerdem die Skalierbarkeit verbessert, da ausschließlich die Teilsysteme skaliert werden müssen, die tatsächlich eine hohe Auslastung aufweisen.

5.5 UC-4 – Effektives rONT-Management (HSEL)

Das effektive rONT-Management greift die Idee auf, dass im Netz geeignete Mess- und Steuerungsinfrastruktur vorhanden ist, die regelmäßig Meldungen an das Netzleitsystem weitergibt und auch darauf aufbauende Handlungen umsetzen kann. Dabei müssen die eingehenden Meldungen zunächst automatisiert durch das Expertensystem nach ihrer Relevanz für den aktiven Netzbetrieb gefiltert werden (z. B. Überschreiten kritischer Werte, Fehlermeldungen) und anschließend werden durch das Expertensystem Handlungsempfehlungen abgeleitet, die der Bediener des Netzleitsystems annehmen oder ablehnen kann. Im Rahmen des Projektes wurde dieser UC aufgrund begrenzter zeitlicher Ressourcen nicht in die Praxis überführt.

5.6 UC-5 – Netzsicherheitsrechnung mit Prognose vor einer Schalthandlung (HSEL)

Im Rahmen dieses UC wurde eine C++-Applikation (App) entwickelt, die die Bibliotheken von PowerFactory nutzt, um auf die Eigenschaften des Netzes und die Steuerungsparameter zuzugreifen. Mit Hilfe der PowerFactory-API ist es möglich, auf Stromnetzparameter wie die Länge eines Kabels, die Last eines Verbrauchers und Steuerungsparameter wie die Änderung des Zustands eines Schalters zuzugreifen und diese zu ändern.

³¹ <https://www.offis.de/offis/projekt/deer.html>

Über die C++-App wird das SCADA-System (zenon) über OPC-UA eingebunden und mit dem Simulationsmodell (PowerFactory) verbunden. Dadurch ist es möglich, bevorstehende Schalthandlungen des realen Stromnetzes durch die Verknüpfung mit dem Simulationsmodell zunächst zu analysieren und zu evaluieren, um dann und auf dieser Grundlage zu entscheiden, ob die Schalthandlung durchgeführt werden kann/darf oder nicht.

5.7 UC-6 – Predictive Maintenance zur optimalen Wartung (JADE)

Da dieser UC nicht direkt für den eigentlichen Betrieb des Netzes relevant ist, sondern sehr stark ins Asset Management reicht und daher auch rechtliche und regulatorische Belange hierbei zu recherchieren sind, wurde dieser UC im Rahmen des Projektes nicht weiterverfolgt. Für die Predictive Maintenance werden Werte (Zustand, Messwerte) aus dem SCADA-System genutzt, die Predictive Maintenance ist jedoch darüber hinaus für sich allein stehend und hat wenig mit dem eigentlichen Netzbetrieb über das SCADA-System zu tun. Es wird ein großes Potential gesehen, Prinzipien aus der künstlichen Intelligenz praktisch ins (Verteil-)netz zu bringen und so auch die Predictive Maintenance in zukünftigen Forschungsaktivitäten anzugehen.

5.8 UC 7 – Integration steuerbarer Kleinerzeuger in einem vorgeschalteten Leitsystem (HSEL)

Die Clusterbildung bei der Steuerung und Regelung dezentraler Ressourcen durch die Einbindung vorgeschalteter Leitsysteme stellt eine Erweiterung und Skalierung der Projektergebnisse auf Kleinerzeuger dar. Dieser UC wurde aufgrund begrenzter zeitlicher Ressourcen im Projektverlauf nicht umgesetzt, es wird jedoch weiterhin ein großes Potential gesehen, auf Standards und Standard-Industriekomponenten basierende Netzleitsysteme auch vorgeschaltet zur Clusterung und Skalierung in den zukünftigen Verteilnetzen mit weiter zunehmenden kleinen Akteuren wie Kleinerzeuger (oder auch aktiv beeinflussbare Verbraucher) einzusetzen.

5.9 Fazit

Im Rahmen des Forschungsvorhabens ofVerte LeitStand sollte ein Leitsystem für Stromverteilnetze mit hohem Anteil Erneuerbarer Energien entwickelt und aufgebaut werden. Des Weiteren sollte die praktische Anwendbarkeit dieses System analysiert werden. Konkret wurden dabei die folgenden Punkte untersucht bzw. umgesetzt:

- Entwicklung einer Blaupause für künftige Verteilnetzleitsysteme unter,
- Einsatz von Standard-Leitsystem-Software,
- Einsatz von Standard-Industriekomponenten und
- Nutzung von Ansätzen und Methoden aus dem Bereich Industrie 4.0.
- Entwicklung von praxistauglichen Konzepten zur Überwachung und Steuerung von Netzen unter Einsatz von Prognosedaten.
- Erarbeitung von Ansätzen zur Komplexitätsreduktion bei der Betriebsführung.
- Entwicklung einer standardkonformen IKT-Architektur für den Datenaustausch.

Es wurden, basierend auf Anforderungen aus der Praxis, Anwendungsfälle entwickelt, die diese Punkte abdecken. In verschiedenen Iterationsschleifen wurden die Anwendungsfälle, soweit möglich, realisiert und die Lösungen schrittweise verfeinert und den Anforderungen angepasst.

Es ließ sich feststellen, dass es im Projekt geglückt ist, ein Leitsystem aufzusetzen und in Betrieb zu nehmen. Dazu wurde eine Software verwendet, die nicht speziell für Stromnetze entwickelt wurde. Die weiteren verwendeten Standard-Industrie-Komponenten wie Kommunikationsstandards und -protokolle aus dem Bereich Industrie 4.0 konnten ebenfalls angewendet werden, wenn auch nicht in der Form, wie ursprünglich geplant. Es kann somit festgehalten werden, dass eine technische Machbarkeit des Konzeptes nachgewiesen wurde. Die praktische Umsetzung und somit der Einsatz im Rahmen der Betriebsführung inkl. Daten- und Kontrollfluss, war Gegenstand der spezifizierten Anwendungsfälle. Hier lässt sich erkennen, dass grundlegende Funktionalitäten umgesetzt werden können, jedoch ist die Realisierung spezieller Anwendungen stark abhängig von ihren Anforderungen, sodass die Gesamtlösung flexibel und anpassbar sein muss. Hinzu ist anzumerken, dass es bei dieser Lösung besonders ist, dass bei den umsetzenden Personen sowohl tiefe Expertise im IT-/Softwarebereich wie auch in der technischen Betriebsführung von Energienetzen/-system von signifikanter Bedeutung ist. Die im Projekt angestrebte Lösung ist sehr interdisziplinär. Final ist festzustellen, dass die Projektziele erfüllt sind und eine gute Grundlage bieten, um die aufgedeckten Herausforderungen in weiterführenden Forschungsvorhaben detailliert zu untersuchen.

6 Veröffentlichungen und Verbreitung von Projektergebnissen

Auf wissenschaftlicher Seite wurden die Projektergebnisse über Konferenzen, Messen, Fachzeitschriften, Veröffentlichungen in wissenschaftlichen Zeitschriften und auf Webseiten an Wissenschaftler/-innen, interessiertes Fachpublikum und Vertreter/-innen der Industrie kommuniziert. Das gewonnene Knowhow der Verbundpartner kann darüber hinaus für die Durchführung weiterer Forschungsprojekte auch im Rahmen von Industriekooperationen verwendet werden. Überdies können Ergebnisse des Projektes als Entscheidungsgrundlage für mögliche F&E-Arbeiten in der Industrie dienen.

6.1 Tagung Zukünftige Stromnetze 2021

Die erste Veröffentlichung erfolgte auf der Online-Tagung „Zukünftige Stromnetze 2021“ (27.-28. Januar 2021 und 03.-04. Februar 2021). Es wurde dort ein mehrseitiger Beitrag mit dazugehöriger Posterpräsentation unter dem Titel „Konzeptionierung eines offenen Verteilnetz-Leitsystems mit Standard-Industriekomponenten“ vorgestellt. Nachfolgend das Abstract des Beitrags:

Im Rahmen des Forschungsprojektes ofVerte LeitStand wird ein Leitsystem mit Standard-Industriekomponenten für Stromverteilnetze mit hohem Anteil erneuerbarer Energien entwickelt und aufgebaut. Der vorliegende Beitrag stellt hierfür aktuelle und herausfordernde Themenfelder von Leitsystemen im Bereich der elektrischen Verteilnetze dar. Dazu wurden in einem ersten Schritt mehrere Use Cases definiert und mit Experten aus dem Energieversorgungsbereich diskutiert. Aus den daraus gewonnenen Erkenntnissen wurden die drei herausfordernden Themenfelder Kommunikation, Datenhaltung und Architektur heutiger Netzleitsysteme abgeleitet, die im weiteren Projektverlauf die Grundlage der Entwicklung von IEC 62559 konformen Use Cases und damit auch des zu entwickelnden Leitsystems bilden.

6.2 ETG-CIRED-Workshop 2021 (D-A-CH): Innovationen im Verteilnetz

Auf dem 2-tägigen ETG-CIRED-Workshop in München wurde am 02. und 03. November 2021 ein Poster unter dem Titel „Forschungsprojekt ofVerte LeitStand – Vorstellung des Konzeptes und des Gesamtsystems eines offenen Verteilnetzleitsystems mit Standard-Industriekomponenten“ vorgestellt.

6.3 VDE FNN / ETG Tutorial Schutz- und Leittechnik – Online-Preview 2022

Im Rahmen der Online-Preview des Schutz- und Leittechnik Tutorials wurde am 15. Februar 2022 ein Vortrag zum Thema „Auswirkungen und Vorteile für Verteilnetzleitsysteme durch den Einsatz von Standards und Standard-Hard- und -Softwarekomponenten“ gehalten.

6.4 2022 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference Europe (ISGT-Europe)

Diese Veröffentlichung erfolgte auf der ISGT Europa 2022 in Novi Sad, Serbien. Die Konferenz fand vom 10. bis 12. Oktober 2022 statt. Es wurde ein mehrseitiger Konferenzbeitrag eingereicht und

veröffentlicht sowie eine entsprechende Präsentation vor Ort gehalten. Titel des Beitrags: „Supporting the Requirements-Based Selection of Suitable Communication Protocols in Smart Grids“. Nachfolgend das Abstract des Beitrags:

The implementation of the smart grid and the related use cases requires the interaction of a wide variety of systems from many manufacturers. The selection of suitable communication protocols is a key factor in achieving the necessary interoperability and avoiding vendor lock-ins. Considering the large number of possible protocols, this selection process is becoming increasingly difficult and time-consuming. To simplify and accelerate this process, the use of a morphological box is presented. The partial aspects defined in the morphological box are chosen in such a way that they can describe both the requirements of a use case and the possibilities of the protocol under assessment. Applying the box eventually results in reusable profiles that allow the comparison of use cases and protocols in a quick and simple way. The utilization is demonstrated by evaluating the MQTT protocol for the realization of a given use case.

6.5 VDE ETG Kongress 2023 – „Die Energiewende beschleunigen“

Auf dem zweitägigen ETG Kongress 2023 vom 25. bis 26. Mai 2023 in Kassel wurden zwei Konferenzbeiträge eingereicht und veröffentlicht. Der Beitrag „Data Exchange, Data Management, and Integration of External Functions in the Implementation of an Open, Modular Distribution Grid Control System“ wurde vor Ort als Präsentation vorgestellt und der Beitrag „Development of an Energy Management System for Battery Storages for the Implementation of Location-Specific Usage“ als Poster. Nachfolgend das Abstract des Beitrags „Data Exchange, Data Management, and Integration of External Functions in the Implementation of an Open, Modular Distribution Grid Control System“:

In this paper, the most important results of the research project ofVerte LeitStand in the realization of an open, modular grid control system for distribution grids on a laboratory scale are presented. The topic of interoperability plays an important role here. Ensuring interoperability, i.e. the interaction of hardware and software components from different manufacturers, involves various challenges. One of the challenges is ensuring the exchange of data between the control system components. Proposed solutions for the selection of suitable communication protocols and the implementation of a uniform data exchange were developed. The integration of external control system functionalities and services is another challenge. Here it was examined and evaluated which possibilities exist to integrate the services as standardized as possible and how an implementation can look concretely. A third important challenge is the issue of data management. If different applications in the control system use the same data, e.g. electricity grid parameters, shared data management is a good idea. However, this can lead to problems such as data inconsistencies. In order to avoid these problems, various concepts for error-free, shared data management were developed, evaluated and implemented.

Und hier das Abstract des Beitrags „Development of an Energy Management System for Battery Storages for the Implementation of Location-Specific Usage“:

Existing energy management systems of battery storage systems cannot always consider appropriately the individual local situation of load and generation. This can lead to an inefficient behavior of the energy system. In order to compensate this, an external energy management system is designed in this paper for an existing battery storage system at the University of Applied Sciences Em-den/Leer. For validation, a new probabilistic peak shaving strategy was developed, implemented and

tested in practice. The results showed that the evolved energy management system works well and that the applied probabilistic peak shaving strategy could even cope with stress situations.