

ENSURE 2

Sachbericht zum Verwendungsnachweis – Teil I

Teilvorhaben Hitachi Energy

Zuwendungsempfänger:
Hitachi Energy Germany AG

Förderkennzeichen:
03SFK1G0-2

Vorhabenbezeichnung:

Kopernikus-Projekt Neue Netzstrukturen ENSURE: Neue EnergieNetzStruktURen für die Energiewende

Teilvorhaben: Hitachi Energy

Laufzeit des Vorhabens:
01.02.2020 - 31.12.2023

Berichtszeitraum:
01.02.2020 - 31.12.2023

KOPERNIKUS
»PROJEKTE
Die Zukunft unserer Energie



GEFÖRDERT VOM

Bundesministerium
für Bildung
und Forschung

Die Verantwortung für den Inhalt der Veröffentlichung liegt bei den Autoren.

Inhalt

1	Kurzdarstellung (Teil I)	3
1.1	Aufgabenstellung.....	3
1.1.1	Aufgabenstellung für die Forschungsbereiche Dynamische Kapazität von HGÜ-Systemen, Zustandsüberwachung und -prädiktion von AC-Umspannwerken und autonomes Verteilnetz	3
1.1.2	Aufgabenstellung für die Pilotanlagen MVDC-Kurzkupplung und Digitales Umspannwerk DU400	3
1.2	Wissenschaftlichem und technischem Stand, an den angeknüpft wurde.....	3
1.3	Ablauf des Vorhabens und wesentliche Ergebnisse.....	4
1.3.1	Wesentliche Ergebnisse für die Forschungsbereiche Dynamische Kapazität von HGÜ-Systemen, Zustandsüberwachung und -prädiktion von AC-Umspannwerken und autonomes Verteilnetz	4
1.3.2	Wesentliche Ergebnisse für die Pilotanlagen MVDC-Kurzkupplung und digitales Umspannwerk DU400	4
1.4	Zusammenarbeit mit anderen Stellen.....	4

PROJECT NAME		PROJECT ID			
Kopernikus ENSURE Phase 2		03SFK1G0-2			
PREPARED		STATUS	SECURITY LEVEL		
2024-06-15 K. Schönleber, S. Schmitt, L. Asgarieh, G. Mitrentsis, A. Beck, P. Noglik		Approved	Public		
APPROVED		DOCUMENT KIND			
2024-06-15 M. Subasic		Project report			
TITLE					
ENSURE 2 Sachbericht zum Verwendungsnachweis – Teil I Teilvorhaben Hitachi Energy					
OWNING ORGANIZATION		DOCUMENT ID	REV.	LANG.	PAGE
Hitachi Energy Germany AG		8DAB004900	A	de	2/4

1 Kurzdarstellung (Teil I)

1.1 Aufgabenstellung

Ziel des Kopernikus ENSURE-Projekts ist es, die notwendigen Energienetzstrukturen der zukünftigen Energieversorgung für Deutschland zu erforschen. Die Hitachi Energy Germany AG ist dabei einer der 21 Partner der zweiten Phase. Dabei konzentriert sich Hitachi Energy auf folgende Forschungsbereiche: Autonomes Verteilnetz, Dynamische Kapazität von Hochspannungsgleichstromübertragungs-(HGÜ) Systemen sowie Zustandsüberwachung und -prädiktion von AC-Umspannwerken.

Neben den Forschungsaspekten ist in der ENSURE Phase 2 die Erprobung von erarbeiteten Lösungen in Pilotanlagen ein wichtiges Ziel. Hitachi Energy beteiligt sich dabei an zwei Pilotanlagen: die Pilotanlage MVDC-Kurzkupplung (Mittelspannungsgleichstrom-Kurzkopplung) sowie die Pilotanlage Digitales Umspannwerk DU400.

Zusätzlich ermöglicht die Feldinstallation von Datenloggern in der HGÜ Station Wilster des NordLink Interkonnektors die notwendige Datenerfassung für die Erforschung der dynamischen Kapazität von HGÜ-Systemen.

1.1.1 Aufgabenstellung für die Forschungsbereiche Dynamische Kapazität von HGÜ-Systemen, Zustandsüberwachung und -prädiktion von AC-Umspannwerken und autonomes Verteilnetz

Der verstärkte Einsatz von HGÜ-Technologie in Deutschland sowie weltweit erhöht die Ansprüche an innovativen Lösungen für die beteiligten Systeme, insbesondere die der Konverterstationen. Ein wichtiger Aspekt ist dabei die Berechnung der aktuell verfügbaren dynamischen Kapazität einer solchen Station in Abhängigkeit der gegebenen Umweltbedingungen. Die Aufgabe dieses Aufgabenpakets ist es, basierend auf hochaufgelösten Messwerten, ein rechenfähiges Modell zu erstellen, mit dem es möglich ist die Kapazität bei gegebenen Umweltbedingungen zu bestimmen. Im Zuge der Energiewende wird aufgrund der hohen räumlichen und zeitlichen volatilen Einspeisung eine kurzfristige Höherauslastung der vorhandenen Betriebsmittel, insbesondere von AC-Umspannwerken, erwartet. Darüber hinaus ist bereits heute ein Fachkräftemangel im Bereich der Wartung von Umspannwerken festzustellen. Ziel dieses Aufgabenpakets ist es, neue Verfahren zur Zustandsüberwachung und -prädiktion zu entwickeln. Die daraus abgeleiteten Bewertungskriterien können sowohl für die Systemführung (Höherauslastung) und für die Wartung (Wartungsintervalle etc.) eingesetzt werden und somit den eingangs erwähnten Herausforderungen entgegenwirken. Das Verteilnetz der Zukunft ist geprägt durch eine sehr hohe Anzahl dezentraler Einspeiser (PV- und Windkraftanlagen) sowie flexibler Lasten (z. B. Wärmepumpen, Ladepunkte für die elektrifizierte Mobilität). Dies führt zur Notwendigkeit im Verteilnetz steuernd einzugreifen. Aufgabe dieses Aufgabenpakets ist es Verfahren zu entwickeln, die zu einem gewissen Grad autonom ablaufen können, da ein manuelles Handeln aufgrund der hohen Anzahl der Ereignisse oder Anlagen nicht möglich ist. Der Schwerpunkt liegt dabei auf der Vermeidung von Netzengpässen.

1.1.2 Aufgabenstellung für die Pilotanlagen MVDC-Kurzkupplung und Digitales Umspannwerk DU400

Die Pilotanlage der MVDC-Kurzkupplung zur horizontalen Verbindung zweier Mittelspannungsnetze zielt darauf ab neuartige leistungselektronische Komponenten zur Lastflusssteuerung im realen Betrieb zu erforschen. Aufgabe dieses Aufgabenpakets ist die Planung, die Installation sowie der Betrieb einer MVDC-Kurzkupplung im Netz des Projektpartners SH Netz. Das digitale Umspannwerk DU400 dient als Plattform zur Datenerhebung für die Arbeiten an der Zustandsüberwachung und -prädiktion. Die Aufgabe dieses Aufgabenpakets ist es, verschiedene Sensoren zu verbauen und die notwendige cybersichere Kommunikationsinfrastruktur für die Datenerhebung in Umspannwerken des Projektpartners TenneT zu pilotieren.

1.2 Wissenschaftlichem und technischem Stand, an den angeknüpft wurde

Eine wesentliche Basis von ENSURE 2 waren die wissenschaftlichen Ergebnisse der Phase 1. Insbesondere die dort erarbeiteten Szenarien, Systemstrukturen und priorisierten Use Cases spielten eine wesentliche Rolle bei der Durchführung des Projekts. Der jeweilige wissenschaftliche und technische Stand ist in den Quellenangaben der getätigten Veröffentlichungen beschrieben.

STATUS	SECURITY LEVEL	DOCUMENT ID	REV.	LANG.	PAGE
Approved	Public	8DAB004900	A	de	3/4

1.3 Ablauf des Vorhabens und wesentliche Ergebnisse

Die Planung des Gesamtprojekts erfolgte unter Führung des Konsortialführers Siemens AG. Hitachi Energy übernahm die Leitung des Teilprojekts 5 „Technologie- und Konzeptweiterentwicklung“ sowie die Arbeitspaketleitung des AP 5.2 „Energieübertragung im Verbundsystem“. Darüber hinaus übernahm die Hitachi Energy die stellvertretende Gesamtprojektleitung. Auf Arbeitsebene wurde in den Teilprojekten „TP 2: Integrierte Systemstrukturen“, „TP 3: Vorbereitung Energiekosmos ENSURE“ sowie „TP 6: Pilotierung und Pilotanlagen“ mitgearbeitet. Im Rahmen der Projektverlängerung des Vorhabens koordinierte Hitachi Energy auch das Teilprojekt „TP 8 Konsolidierung“.

1.3.1 Wesentliche Ergebnisse für die Forschungsbereiche Dynamische Kapazität von HGÜ-Systemen, Zustandsüberwachung und -prädiktion von AC-Umspannwerken und autonomes Verteilnetz

Im Rahmen des Aufgabenpakets „Dynamische Kapazität von HGÜ-Systemen“ wurde gemeinsam mit den Partnern TenneT und der CAU eine detaillierte Identifikation und Detaillierung von Anwendungsfällen für die dynamische Kapazität erarbeitet. In der Kopfstation Wilster des HGÜ Interkonnektors NordLink wurde ein Datenlogger zur Aufzeichnung von Felddaten installiert. Es wurde ein Softwareprototyp zur Berechnung sowie Darstellung der dynamischen Kapazität entwickelt sowie mit Felddaten validiert. Im Aufgabenpaket „Zustandsüberwachung und -prädiktion von AC-Umspannwerken (TP 5)“ wurde das technische Konzept erarbeitet, um die Zustandsüberwachung und -prädiktion von AC-Umspannwerken ganzheitlich zu adressieren. Das Konzept ermöglicht, z.B. Sensordaten von Hochspannungskomponenten und Transformatoren, sowie Kompensationsdrosselspulen aus unterschiedlichen Umspannwerken auf einer Plattform darzustellen, wobei der Fokus auf der einfachen und modularen Integration der Informationen lag. Für das Aufgabenpaket „Autonomes Verteilnetz“ im TP 2/ TP 5/ TP 8 wurden verschiedene Algorithmen, die einen erhöhten Autonomiegrad im Betrieb von Verteilnetzen ermöglichen, erforscht. Aufgrund der sich abzeichnenden erhöhten Komplexität der zukünftigen Verteilnetze wurden folgende Themenfelder behandelt: Optimierung der Einsatzplanung einer großen Anzahl von Einspeisern unter Berücksichtigung des Netzzustands im Übertragungsnetz, Automatisierte Erkennung von Netztopologien im Verteilnetz, Optimierung des Verteilnetzzustands unter holistischer Betrachtung aller Netzbetriebsmittel, Intelligente Ereignis- und Alarmverarbeitung, Management der Ladeinfrastruktur von Busdepots des ÖPNV sowie eine flexible Software-Architektur zur Bewertung für Stabilitäts- und Performanzindikatoren.

1.3.2 Wesentliche Ergebnisse für die Pilotanlagen MVDC-Kurzkupplung und digitales Umspannwerk DU400

Nach dem Erarbeiten von Anwendungsfällen für die Pilotanlage MVDC-Kurzkupplung in einem Verteilnetz, wurde die Planung einer Pilotanlage im Verteilnetz der SH Netz unterstützt. Der Eintritt der in der Vorhabensbeschreibung definierten Abbruchkriterien im TP 6 führte zum Abbruch der Pilotanlage MVDC-Kurzkupplung gemäß dem Beschluss 17a vom 09.03.2021 des Direktoriums. Gemeinsam mit dem Projektpartner TenneT wurde die Auswahl und Konzeptionierung der Standorte für die Pilotanlagen DU400 vorgenommen, dem Umspannwerk Wilster im Energiekosmos ENSURE sowie dem UW Eltmann in Bayern. Die Auswahl der benötigten Hard- und Software sowie der Komponententests im Labor wurden vorgenommen und anschließend im Feld verbaut. In den Umspannwerken Wilster West und Eltmann wurde im Rahmen des Projekts die relevante Sensorik an Leistungsschaltern, Transformatoren und Kompensationsdrosselspulen installiert und die aufgezeichneten Daten lokal aggregiert.

1.4 Zusammenarbeit mit anderen Stellen

Im Rahmen von ENSURE wurde auch in Phase 2 mit den ENSURE Partnern zusammengearbeitet. Die enge Abstimmung mit den Netzbetreibern war insbesondere für die geplanten Pilotanlagen von großer Bedeutung. Innerhalb von Hitachi Energy erfolgte eine intensive Zusammenarbeit mit den entsprechenden Geschäftsbereichen zur Sicherstellung der Verwertbarkeit der Arbeitsergebnisse.

STATUS	SECURITY LEVEL	DOCUMENT ID	REV.	LANG.	PAGE
Approved	Public	8DAB004900	A	de	4/4

ENSURE 2

Sachbericht zum Verwendungsnachweis – Teil II

Teilvorhaben Hitachi Energy

Zuwendungsempfänger:
Hitachi Energy Germany AG

Förderkennzeichen:
03SFK1G0-2

Vorhabenbezeichnung:

Kopernikus-Projekt Neue Netzstrukturen ENSURE: Neue EnergieNetzStruktURen für die Energiewende

Teilvorhaben: Hitachi Energy

Laufzeit des Vorhabens:
01.02.2020 - 31.12.2023

Berichtszeitraum:
01.02.2020 - 31.12.2023

GEFÖRDERT VOM

KOPERNIKUS
»PROJEKTE
Die Zukunft unserer Energie



Bundesministerium
für Bildung
und Forschung

Die Verantwortung für den Inhalt der Veröffentlichung liegt bei den Autoren.

Inhalt

1	Eingehende Darstellung	3
1.1.1	Erzielte Ergebnisse Dynamische Kapazität von HGÜ-Systemen (TP 5).....	3
1.1.2	Erzielte Ergebnisse Zustandsüberwachung und -prädiktion von AC-Umspannwerken (TP 5).....	6
1.1.3	Erzielte Ergebnisse Autonomes Verteilnetz (TP 2 /TP 5 /TP 8).....	9
1.1.4	Erzielte Ergebnisse Pilotanlage MVDC-Kurzkupplung (TP 5/ TP 6).....	16
1.1.5	Erzielte Ergebnisse Pilotanlage digitales Umspannwerk DU400 (TP 5/ TP 6).....	19
2	Verwendung der Zuwendung	20
2.1	Wichtige Positionen des zahlenmäßigen Nachweises	20
2.2	Notwendigkeit und Angemessenheit der geleisteten Projektarbeit.....	20
2.2.1	Dynamische Kapazität von HGÜ-Systemen.....	20
2.2.2	Zustandsüberwachung und -prädiktion von AC-Umspannwerken.....	21
2.2.3	Autonomes Verteilnetz.....	21
2.2.4	Pilotanlage MVDC-Kurzkupplung	21
2.2.5	Pilotanlage digitales Umspannwerk DU400	21
2.3	Voraussichtlicher Nutzen	21
2.3.1	Dynamische Kapazität von HGÜ-Systemen.....	21
2.3.2	Zustandsüberwachung und -prädiktion von AC-Umspannwerken.....	21
2.3.3	Autonomes Verteilnetz.....	22
2.3.4	Pilotanlage MVDC-Kurzkupplung	22
2.3.5	Pilotanlage digitales Umspannwerk DU400	22
2.4	Während der Durchführung bekannt gewordener Fortschritt	22
2.5	Veröffentlichungen	22
2.6	Literaturverzeichnis	23

PROJECT NAME		PROJECT ID			
Kopernikus ENSURE Phase 2		03SFK1G0-2			
PREPARED		STATUS	SECURITY LEVEL		
2024-06-15	K. Schönleber, S. Schmitt, L. Asgariéh, G. Mitrentsis, A. Beck, P. Noglik	Approved	Public		
APPROVED		DOCUMENT KIND			
2024-06-28	M. Subasic	Project report			
TITLE					
ENSURE 2 Sachbericht zum Verwendungsnachweis - Teil II					
OWNING ORGANIZATION		DOCUMENT ID	REV.	LANG.	PAGE
Hitachi Energy Germany AG		8DAB004901	A	de	2/24

1 Eingehende Darstellung

1.1.1 Erzielte Ergebnisse Dynamische Kapazität von HGÜ-Systemen (TP 5)

Unter Einbezug echter Felddaten der Umrichterstation Wilster des HGÜ-Systems NordLink konnte gezeigt werden, dass HGÜs eine dynamische Kapazität (temporäre Höherauslastung) bei geeigneten Umgebungsbedingungen bereitstellen könnten. Dazu wurde in ENSURE Phase 2 konkret ein Software-Prototyp entwickelt, der unter Einbezug von Offline-Daten und Designdaten der spezifischen Anlage, die dynamische Kapazität berechnen und visualisieren kann. Unter Betrachtung der garantierten Blindleistungsfähigkeit der Station konnten zwischen 14 % und 27 % der Bemessungsleistung für beispielhafte Zeiträume im Jahr 2021 berechnet und im Rahmen der CIGRE Session 2022 veröffentlicht werden. Weiterhin wurden, zur Vorbereitung einer techno-ökonomischen Studie, Anwendungsfälle für die dynamische Kapazität identifiziert und publiziert. Die Ergebnisse der techno-ökonomischen Studie zeigten für das bestätigte Zielnetz 2035 und das Szenario C des Netzentwicklungsplans von 2021 auf, dass der Einsatz der dynamischen Kapazität als Maßnahme zur Anwendung von kurativem Engpassmanagement eine Gesamtkostenersparnis von 4 % erreicht sowie zu CO₂-Einsparung und verminderter Abriegelung von Erneuerbaren Energien führt. Die Ergebnisse dieses Arbeitspakets wurden in den Publikationen [6], [11] und [13] im Rahmen von ENSURE Phase 2 veröffentlicht.

1.1.1.1 Anwendungsfälle für dynamische Kapazität von HGÜ-Systemen

In Deutschland besteht eine hohe Konzentration von Windenergie im Norden sowie zahlreiche große Industrieverbraucher im Süden des Landes. Dadurch entsteht ein zusätzlicher Bedarf an Übertragungsleistung über lange Strecken. Im europäischen Netzentwicklungsplan werden daher drei Arten von VSC (Voltage Source Converter) – basierten HGÜ (Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragungs) -Systemen vorgeschlagen: eingebettete HGÜ, Interkonnektoren sowie Offshoreverbindungen, um zukünftig ein zuverlässiges und steuerbares Netz zu schaffen [20]. Darüber hinaus ist abzusehen, dass multiterminale HGÜ-Systeme in Zukunft für Netzbetrieb und -Steuerung erforderlich sein werden.

VSC-HGÜ-Systeme haben unter bestimmten Bedingungen die Möglichkeit, temporär außerhalb ihrer nominalen Wirk- und Blindleistungsspezifikation betrieben zu werden [21]. Dieses Konzept ist unter dem Namen Dynamische Kapazität bekannt und wurde bereits für LCC (Line Commutated Converter) -HGÜ-Systemen genutzt sowie im Rahmen akademischer Arbeiten für VSC-HGÜ-Systeme zur Erhöhung der Übertragungsleistung sowie zur Systemstabilisierung nach Ausfällen vorgeschlagen ([22], [23]).

In einem ersten Schritt wurden mögliche Anwendungsfälle für die dynamische Kapazität gesammelt und beschrieben. Dabei wurden verschiedene HGÜ-Konfigurationen und Systemdienstleistungen unterschieden. Die vier wichtigsten Anwendungsfälle sind in Tabelle 1 zusammengefasst:

Tabelle 1: Anwendungsfälle für dynamische Kapazität von HGÜ-Systemen [6].

Anwendungsfall	Maßnahme	HGÜ-Systeme	Beteiligte Komponenten
Engpässe vermeiden (engl.: Congestion Management)	Kurativer Eingriff durch Wirkleistungsvorgabe	Embedded Interkonnektoren	Umrichter, DC Kabel, AC Anbindung
Spannungsstützung (steady state) (engl.: Voltage support)	Zeitlich begrenzte Höherauslastung des HGÜ-Systems zur Blindleistungsaufnahme/-abgabe	Embedded Interkonnektoren Offshore Wind- Anbindung	Umrichter, AC Anbindung
Spannungsstützung (transient)	Zeitlich begrenzte Höherauslastung des HGÜ-Systems zur Blindleistungsaufnahme/-abgabe	Embedded Interkonnektoren Offshore Wind- Anbindung	Umrichter, AC Anbindung

Frequenzstützung in Verbindung mit spannungssensitiven Lasten (engl.: Frequency support)	Zeitlich begrenzte Höherauslastung des HGÜ-Systems zur Blindleistungsaufnahme/-abgabe	Interkonnektoren, (Embedded)	Umrichter, AC Anbindung, Lasten
--	---	------------------------------	---------------------------------

In der Regel wird die dynamische Kapazität des HGÜ-Systems temporär erst nach einem Ereignis (z. B. Stromkreisausfall) genutzt. Die erforderliche Reaktionszeit und Nutzungsdauer hängen, wie in Abbildung 1 dargestellt, vom jeweiligen Anwendungsfall ab. Die Leistungsanpassung setzt bei der Frequenz- und Spannungshaltung oft schneller ein und die Nutzungsdauer ist im Vergleich zu einer Anwendung im Engpassmanagement eher kürzer (Sekunden bis wenige Minuten).

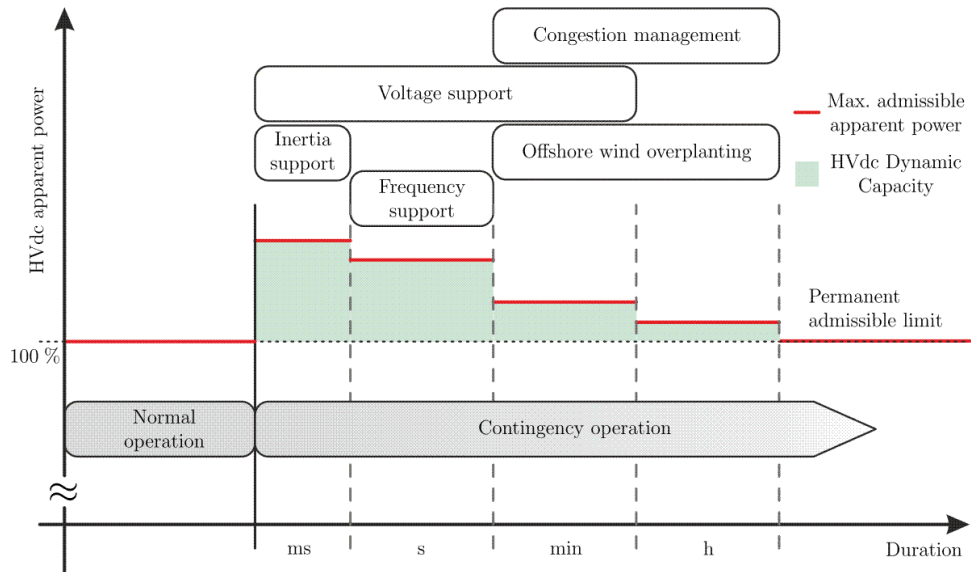


Abbildung 1

Die Anwendungsfälle wurden zudem in einer wissenschaftlichen Veröffentlichung beschrieben und beim ETG Kongress 2021 vorgestellt [6].

1.1.1.2 Auswahl HGÜ System zur Aufzeichnung von Felddaten

Für die Berechnung der dynamischen Kapazität eines HGÜ-Systems im Betrieb sind Echtzeit-Felddaten notwendig. Daher wurde gemeinsam mit Projektpartner TenneT eine geeignete HGÜ Umrichterstation ausgewählt, in der sich eine Aufzeichnung von Daten mit geringem Aufwand und effizient realisieren lässt. Wichtig war dabei, dass Hitachi Energy und TenneT an der Anlage beteiligt sind, diese möglichst schon im Betrieb oder zeitnah im Betrieb ist und darüber hinaus im Rahmen des ENSURE Energiekosmos verortet ist. Die Wahl fiel daher auf den im März 2021 in Betrieb genommenen Interkonnektor zwischen Norwegen und Deutschland, Nordlink, der im TenneT Netzgebiet in Wilster an das AC-Netz angeschlossen ist und Hitachi Energy's HGÜ Technologie HVDC Light verbaut hat.

Hitachi Energy verfügt für seine FACTS und HGÜ Produkte eine bestehende Lösung zur Aufzeichnung von Daten, die auf verschiedene Anwendungen abzielt. Die Hardware- und Softwarelösung MIMS kann Signale (Messwerte und Steuerungssignale) direkt aus dem MACH-System (Steuerungs- und Schutzsystem von HVDC Light) in hoher Auflösung aufzeichnen und speichern. Der Datenlogger wurde in der Nordlink Wilster Umrichterstation verbaut und in Betrieb genommen. Ab März 2021 wurden hochauflösend kontinuierlich Signale und Messwerte wie Ströme, Spannungen, Temperaturen, Systemzustände, Leistungen aus dem Steuerungs- und Schutzsystem der HGÜ-Station aufgezeichnet.

1.1.1.3 Gesamtmodell zur Berechnung der dynamischen Kapazität von HGÜ-Systemen

Das Gesamtmodell zur Berechnung der dynamischen Kapazität wurde unter Berücksichtigung der Komponenten entwickelt, die in der Übersicht in Abbildung 2 dargestellt sind:

- Leistungstransformatoren (engl. transformer)
- Drosseln (engl. reactors)
- Umrichterventile (engl. valves)
- DC Drosseln und Kondensatoren (engl. smoothing reactor and pole capacitor)

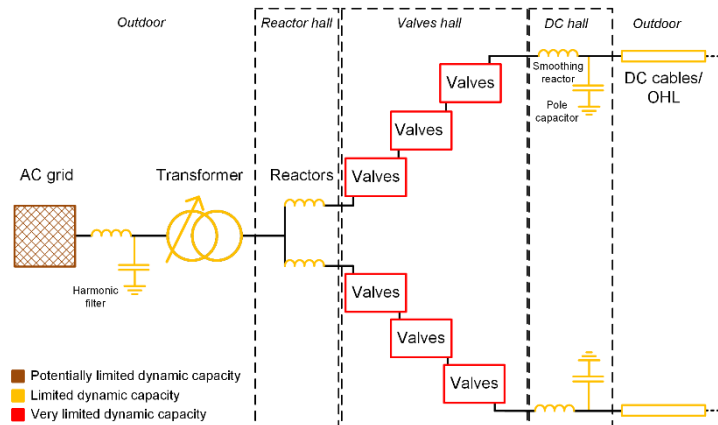


Abbildung 2: Übersicht der Komponenten einer HGÜ Umrichterstation

Das Modell kann, basierend auf Offline-Daten und Echtzeit-Messdaten der HGÜ-Station, die aktuelle dynamische Kapazität für kürzere und längere Zeiträume berechnen und als PQ-Diagramm darstellen. Hauptaugenmerk wurde auf die Berechnung der Umrichterventile gelegt, die im Allgemeinen die größte Begrenzung des Produkts aus Zeitdauer der dynamischen Kapazität und Stromwert der dynamischen Kapazität darstellen. Aus der Datenanalyse der Felddaten konnte der Einfluss des Kühlsystems sowie Zeitkonstanten weiterer wichtiger Komponenten validiert werden.

Die Modell und die Ergebnisse aus der HGÜ Station Wilster wurden zudem in einer wissenschaftlichen Veröffentlichung beschrieben und bei der CIGRE Session 2022 vorgestellt [11].

1.1.1.4 Techno-ökonomische Bewertung der dynamischen Kapazität von HGÜ-Systemen

Die techno-ökonomische Bewertung der dynamischen Kapazität wurde maßgeblich vom Projektpartner TenneT angefertigt, wobei zentrale Eingangsdaten zur dynamischen Kapazität von zwei HGÜ-Systemen (DC04, SüdLink Wilster-Berg Rheinfeld) und DC20, SüdOstLink Klein Rogahn-Niederaichbach) von Hitachi Energy mittels des in 1.1.1.3 beschriebenen Modells erzeugt wurden. Die Menge der dynamischen Kapazität wird mit 500 MW im gesamten Jahresverlauf angenommen, dies entspricht für die in der Studie untersuchten 2 GW HGÜ-Systeme einem angenommenen dynamischen Kapazitätsfaktor (f_{dyn} in p.u.) nach $f_{dyn} = \frac{P_{nom,HVDC} + P_{dyn,HVDC}}{P_{nom,HVDC}}$ von 1,25 p.u., worin $P_{nom,HVDC}$ der garantierten Leistungsgrenze und $P_{dyn,HVDC}$ der dynamischen Kapazität der HGÜ entsprechen. Da die dynamische Kapazität nur in einem Fehlerfall tatsächlich eingesetzt würde, wird diese für alle Stunden des Jahres berücksichtigt. Nach einem tatsächlichen Abrufen ist eine Betriebszeit ohne dynamische Kapazität notwendig, bevor die dynamische Kapazität wieder zur Verfügung steht. Die angenommenen 500 MW liegen für eine Anwendungsdauer von einer Stunde in 97 % des Untersuchungsszenario unterhalb der berechneten dynamischen Kapazität und das dem Szenario C entsprechende Wetterjahr 2012 (vgl. Abbildung 3) [24].

STATUS	SECURITY LEVEL	DOCUMENT ID	REV.	LANG.	PAGE
Approved	Public	8DAB004901	A	de	5/24

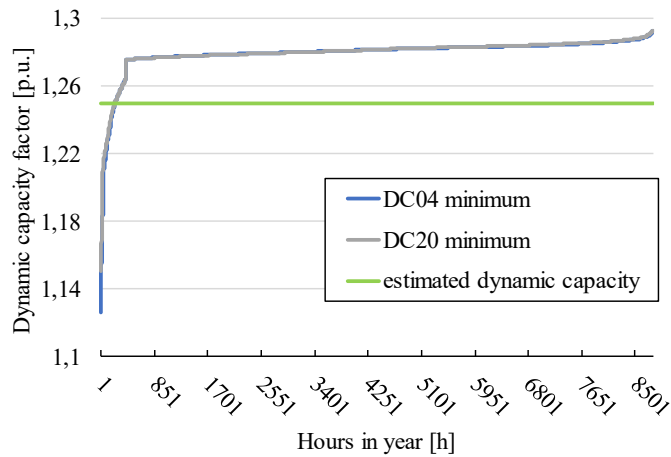


Abbildung 3: Für die Netzstudie angenommener dynamischer Kapazitätsfaktor und berechnete minimale verfügbare dynamische Kapazität von DC04 und DC20 [13]

Die Anwendungsdauer von einer Stunde liegt in dem für den Anwendungsfall kuratives Engpassmanagement identifizierten Zeitbereich, bis die kurative Maßnahme durch weiteres Engpassmanagement konzeptionell abgelöst wird.

Die Methodik und die Ergebnisse der techno-ökonomischen Bewertung der dynamischen Kapazität wurden in einer wissenschaftlichen Veröffentlichung beim ETG Kongress 2023 dem Fachpublikum vorgestellt [13].

1.1.2 Erzielte Ergebnisse Zustandsüberwachung und -prädiktion von AC-Umspannwerken (TP 5)

Es wurde im Rahmen der ENSURE Phase 2 ein gemeinsamer und gesamtheitlicher Zustandsüberwachungsansatz definiert, um z.B. Sensordaten von Hochspannungskomponenten und Transformatoren, sowie Kompensationsdrosselspule aus unterschiedlichen Umspannwerken auf einer Plattform darzustellen. Der Fokus lag auf der einfachen und modularen Integration der Informationen, was in einem technischen Konzept ausgearbeitet wurde. Im ersten Schritt fand eine Auswertung von potenziellen Messstellen an den Komponenten eines Umspannwerkes statt. Auf Basis dieser Auswertung wurden anschließend die für das ENSURE Projekt relevanten Sensoren ausgewählt und installiert. Zudem wurde die Einbindung der Informationen in die IT-Umgebung erarbeitet.

Um, wie in Abbildung 4 dargestellt, die Integration mehrerer Sensoren und Dienste in einer Umspannwerkumgebung perspektivisch zu ermöglichen, wurden, in den Pilotanlagen des DU400 folgende Monitoring-Lösungen von Hitachi Energy installiert:

- CoreTec (Transformer Monitoring Platform)
- MSM (Modular Switchgear Monitoring)

Der CoreTec überwacht kontinuierlich die betriebskritischen Parameter der Transformatoren und zeichnet die Historie auf [27]. Das System prognostiziert den Lebenszyklus des Transformators, indem es verschiedene Betriebsbedingungen berücksichtigt. Dieser ist modular aufgebaut und kann verschiedene Sensoren integrieren, z. B. CoreSense für eine Vielzahl von gelösten Gasen im Transformatoröl sowie Feuchtigkeit, Teilentladungssensoren für akustische und elektrische Entladungen, Durchführungsüberwachung, Überwachung von Laststufenschaltern, usw. CoreTec konfiguriert und visualisiert Daten auf einer Weboberfläche kann aber auch über standardisierte Kommunikationsprotokolle mit SCADA- oder Anlagenüberwachungsplattformen verbunden werden. Ferner ist das System in der Lage, einen Aggregator für verschiedene Überwachungsgeräte zu bilden, um bestimmte Teile des Transformators zu überwachen, wie Durchführungen, Stufenschalter, aktive Teile, usw.

Die Modulare Schaltanlagenüberwachung (MSM) kann zur Überwachung, Verwaltung und Analyse der Leistung aller Arten von Hochspannungsschaltanlagen in Neuinstallationen sowie einer Nachrüstungslösung in bestehenden Hochspannungsanlagen eingesetzt werden. Die MSM überwacht die kritischen Parameter kontinuierlich und bietet somit die Basis für eine vorausschauende Wartungsstrategie [29].

STATUS	SECURITY LEVEL	DOCUMENT ID	REV.	LANG.	PAGE
Approved	Public	8DAB004901	A	de	6/24

Externe Faktoren wie fehlerhafter Einbau oder unzureichender Transport führen dazu, dass die Ausfallwahrscheinlichkeit in der Regel der "Badewannenkurve" folgt. Daher kann die Ausfallwahrscheinlichkeit durch Instandhaltungsmaßnahmen nur verringert, aber nicht beseitigt werden, da zufällige Ausfälle nicht betroffen sind, selbst wenn die externen Faktoren berücksichtigt werden. Folglich ist eine Instandhaltungsmaßnahme in einem Zeitraum mit konstanter Ausfallwahrscheinlichkeit nicht sinnvoll. Die historisch gewachsenen und bekannten Instandhaltungsstrategien befassen sich in unterschiedlichem Maße mit der Abnutzungsspanne und der Ausfallwahrscheinlichkeit bzw. mit dem Verschleißausfall und dem zufälligen Ausfall. Die historische Entwicklung verschiedener Instandhaltungsstrategien reicht vom deskriptiven Modus zum präskriptiven Modus mit stärkerer Einbeziehung der Analytik und weniger menschlichen Eingriffen. Dieser Übergang hilft dem Eigentümer der Anlage, sich auf eine bevorstehende Anomalie vorzubereiten und somit schnell auf den Ausfall mit Notfallplänen zu reagieren, anstatt Zeit und Ressourcen für ungeplante Ausfallzeiten zu verlieren.

In diesem Zusammenhang rückt immer mehr die zuverlässigkeitsorientierte Instandhaltung in den Fokus, da sie die Zuverlässigkeit in den Vordergrund stellt, indem sie die Folgen eines Ausfalls bewertet, anstatt zu versuchen, einen Ausfall per se zu vermeiden.

Für die Instandhaltung sind zwei Aspekte von Bedeutung: erstens die Feststellung der Notwendigkeit einer Instandhaltungsmaßnahme (Auslöser) und zweitens die Festlegung einer Reihenfolge bzw. einer Bündelung von Maßnahmen (Priorisierung).

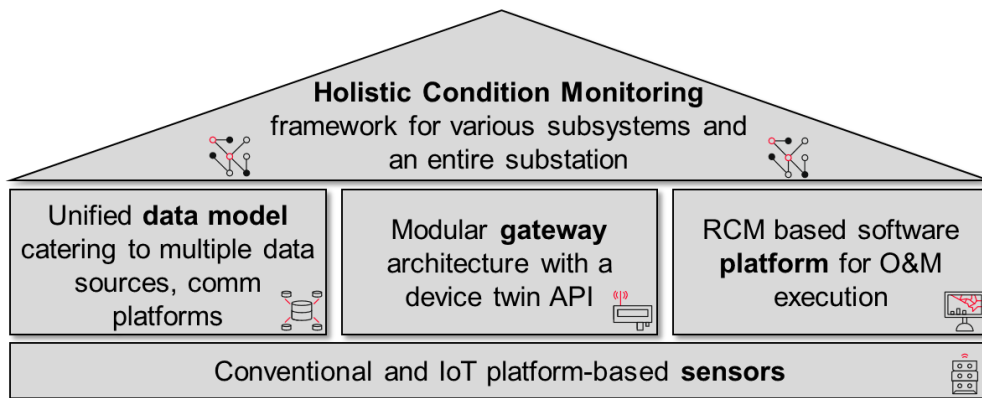


Abbildung 6: Ansatz für eine ganzheitliche Zustandsüberwachung in einem Umspannwerk.

Die in diesem Projekt erarbeitete ganzheitliche Zustandsüberwachung stützt sich auf drei unabhängige Säulen, wie Abbildung 6 dargestellt. Die erste Säule ist der Aufbau eines einheitlichen Datenmodells. Die zweite Säule umfasst eine modulare Gateway-Architektur, die eine geräteübergreifende Anwendungsprozess-Schnittstelle (API) bereitstellt. In der dritten Säule geht es um eine Plattform, die leistungsorientierte Modelle der Anlagen enthält und eine auf risikobasierter Instandhaltung gegründeten Health-Index des Betriebsmittels berechnet.

Hierzu wird die aufgebaute Sensor- und Kommunikationsarchitektur genutzt, mittels derer wichtige Informationen über die Anlagen sammelt. Die Daten von verschiedenen Sensoren werden in einem OPC-Server zur Verfügung gestellt. Für die Softwareplattform (dritte Säule, Abbildung 6) wird die Hitachi Energy Lösung RelCare verwendet.

RelCare ist ein digitaler Dienst zur Verbesserung der Verfügbarkeit und Zuverlässigkeit von Anlagen in Mittel- und Hochspannungsnetzen. Er bietet ein ganzheitliches Dashboard nach einer sorgfältigen Analyse und einem Querverweis auf die Leistungsmodelle der verschiedenen Anlagen. Anschließend wird ein einziger Wert für das Risiko der Umspannstation ermittelt, gefolgt von detaillierten Arbeitsabläufen für die Planung und Ausführung von Wartungsarbeiten [28].

Die zugehörige ausführliche Publikation wurde auf der Fachkonferenz ETG-Kongress 2021 vorgestellt [10].

1.1.3 Erzielte Ergebnisse Autonomes Verteilnetz (TP 2 /TP 5 /TP 8)

1.1.3.1 Autonomie von Energiesystemen

Zunächst wurde in ENSURE Phase 2 die Autonomie als Wegbereiterin eines nachhaltigen und intelligenten Energiesystems untersucht. Die zugehörige ausführliche Publikation wurde auf dem ETG-Kongress 2021 vorgestellt ([8]). Haupttreiber der zunehmenden Automatisierung sind demzufolge:

- die zunehmende Digitalisierung von Arbeitsprozessen, auch beschleunigt durch die COVID-19-Pandemie,
- die Veränderung der Einspeise- und Verbrauchsmuster im Verlauf der Energiewende, vor allem die zunehmende Einspeisung erneuerbarer Energie und der Hochlauf neuer Verbraucher inklusive Elektromobilität mit der Folge zunehmend bidirektionaler Lastflüsse und höherer Volatilität,
- zunehmende Vernetzung und Sensorik in den Energiesystemen,
- Sowie die Entwicklung moderner Softwaretechnologien wie Maschinelles Lernen, Künstliche Intelligenz, digitale Zwillinge zusammen mit Parallelisierung, verteilten Algorithmen und entsprechender Kommunikationstechnik.

Es wurden Umfrageergebnisse analysiert, die zeigen, dass für Energieversorger und Netzbetreiber Autonomie vor allem in den Bereichen Netzbetrieb, Interaktion mit Kunden sowie Zuverlässigkeit wichtig ist. Außerdem wurde eine zunehmende Verwendung von Künstlicher Intelligenz und dem Internet der Dinge festgestellt.

Smart Grids sind eine relevante Anwendung, um Prosumer mittels moderner Breitband-Kommunikation effektiv mit dem Energiesystem zu verknüpfen und dadurch Optimierungspotentiale zu heben. Insgesamt hat Autonomie das Potential, Betriebs- und Wartungskosten zu reduzieren. Autonomie ermöglicht außerdem, die Effizienz in Planung, Betrieb und Wartung von Kraftwerken und ganzer Erzeugungsportfolios zu steigern, auch durch die Aufhebung der Grenzen modularer Energiesysteme.

Die Resilienz und Zuverlässigkeit der Übertragungs- und Verteilnetze spielt eine wichtige Rolle angesichts immer häufigerer extremer Wetterereignisse im Verlauf des Klimawandels oder auch Cyberangriffe. Die Stabilität des Stromnetzes ist dabei zu gewährleisten, um möglich kaskadierende Ereignisse zu unterbrechen und Blackouts zu vermeiden. Neue Verfahren basierend auf maschinellem Lernen (ML) können hierfür eingesetzt werden. In [8] wird ein ML-Verfahren vorgestellt, das mittels einer Encoder-Decoder- Architektur die Phasengeschwindigkeit von Generatoren präzise vorhersagt, siehe Abbildung 7.

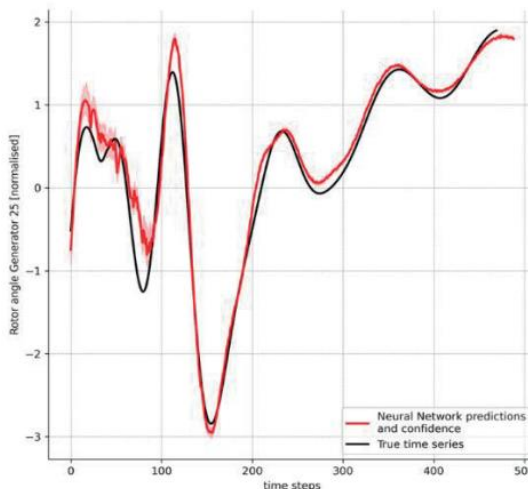


Abbildung 7: Beispiel einer ML-Prognose für die Phasengeschwindigkeit eines Generators im IEEE188-Netz

Autonome Energiesysteme bieten zahlreiche Chancen, haben aber auch Risiken, wie z.B. die fehlende Erklärbarkeit von Black-Box-Modellen, mögliche Beschränkung auf „normale“ Situationen sowie rechtliche Bestimmungen, z.B. Haftbarkeit.

STATUS	SECURITY LEVEL	DOCUMENT ID	REV.	LANG.	PAGE
Approved	Public	8DAB004901	A	de	9/24

1.1.3.2 Innovative Algorithmen zur Lösung großer Einsatzplanungsprobleme

Da im Verlauf der Energiewende die Anzahl der Einspeiser kontinuierlich ansteigt, werden Einsatzplanungsprobleme immer komplexer und schwerer zu lösen. Insbesondere bei Betrachtung der Randbedingungen durch das Stromnetz und bei Berücksichtigung möglicher N-1-Ausfälle werden diese Optimierungsprobleme immer komplexer, und die aktuelle Methode, das ganze Problem mittels eines Optimierungslösers zu lösen, könnte an Grenzen stoßen. Daher wurden in ENSURE Phase 2 neue Ansätze zur Lösung des Security-Constrained Unit Commitment Problems (SCUC) erforscht.

Die zugehörigen Ergebnisse wurden in [4] und [18] veröffentlicht. In beiden Publikationen befindet sich die mathematische Formulierung des betrachteten Optimierungsproblems, auf die in diesem Bericht verzichtet wird. In [4] wurde ein neues Verfahren entwickelt, das das Einsatzplanungsproblem heuristisch löst, siehe Abbildung 8. Zunächst wird das relaxierte (kontinuierliche lineare) Problem gelöst, anschließend mittels einer heuristischen Regel der Wert der An/Aus-Binärvariablen festgelegt. Im letzten Schritt wird das verbleibende gemischt ganzzahlige Problem (MILP) gelöst.

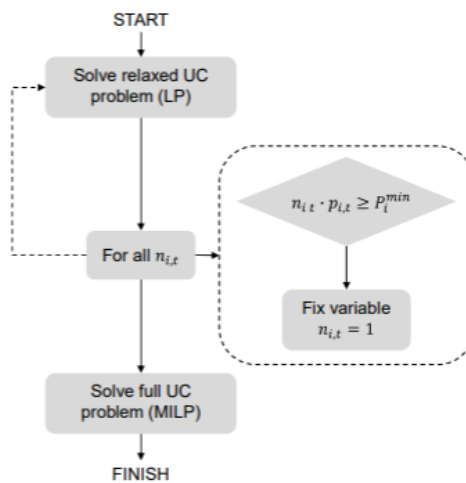


Abbildung 8: Heuristisches Verfahren zur Lösung großer Einsatzplanungsprobleme

Das zweite Verfahren basiert auf maschinellem Lernen (ML) anhand historisch gelöster Probleminstanzen. In dem Konferenzbeitrag [18] wurde gezeigt, wie sich verschiedene ML-Verfahren verwenden lassen, um die Werte der An/Aus-Binärvariablen aus historisch gelernten Probleminstanzen vorhersagen lassen. Dabei wurden ein Random-Forest Verfahren (RF) und ein Graph Neural Network (GNN) verwendet und mit der oben beschriebenen Heuristik sowie mit der klassischen MILP-Lösung verglichen.

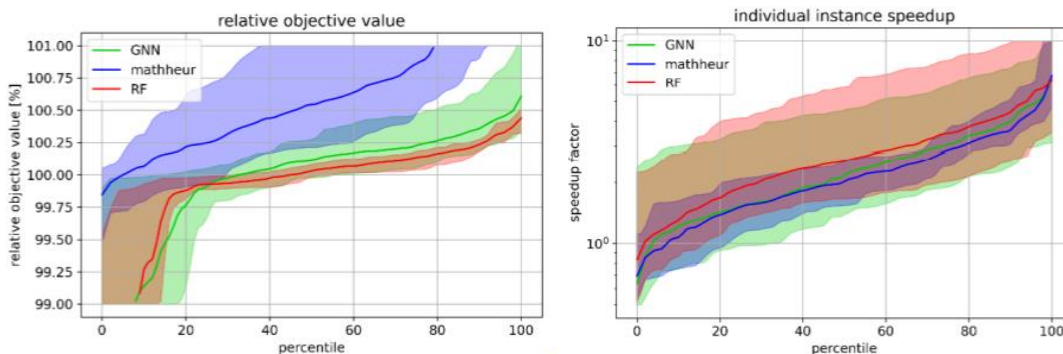


Abbildung 9: Optimalität und Lösungszeit der ML-Verfahren und der Heuristik im Vergleich zum klassischen MILP-Löser

Abbildung 9 zeigt die entsprechenden Ergebnisse bezüglich Optimalität der Lösung und Lösungsgeschwindigkeit im Vergleich zur klassischen MILP-Lösung. Es wird gezeigt, dass alle drei Verfahren in der Mehrheit der Instanzen die

Lösung beschleunigen, und die Optimalitätslücke bleibt bei den meisten Instanzen unter einem Prozent. Somit stellen die vorgestellten Verfahren vielversprechende zukünftige Methoden zur Lösung großer Einsatzplanungsprobleme dar.

1.1.3.3 Engpassmanagement im Verteilnetz

In ENSURE Phase 2 wurde ein holistisches Verfahren zum Engpassmanagement im Verteilnetz erforscht. Das Ergebnis sind Verfahren zur optimierten Reduktion von Einspeisern basierend auf ihrer Engpass-Sensitivität sowie dem aktuellen Netzzustand. Darüber hinaus wurde ein Verfahren zur Trennstellenverschiebung entwickelt, mit dem es möglich ist, Engpässe im Netz aufzulösen oder zumindest abzumildern. Um eine bessere Planbarkeit zu erreichen, wurde in diesem Zusammenhang eine prädiktive Lastflussberechnung implementiert. Diese berechnet für 48 Stunden in der Zukunft in 15 min Schritten die aktuelle Netzsituation und wendet die Verfahren zur Engpassminimierung an und generiert somit einen Fahrplan, sowohl für die Einspeiser als auch z. B. für den Netzverknüpfungspunkt zum übergelagerten Netzbetreiber.

Im Konferenzbeitrag [15] sind die Verfahren und Ergebnisse vorgestellt. Das Verfahren zur Trennstellenverschiebung basiert auf der Berechnung des Minimum Spanning Tree (MST) aus der Graphentheorie sowie einer lokalen Suche (LS) für jeden Ring des Netzes. Beim MST wird als Zielfunktion die Stromflüsse über die Leitungen verwendet, und bei der LS die Summe der Leitungsüberlastungen (als Maß für Netzengpässe).

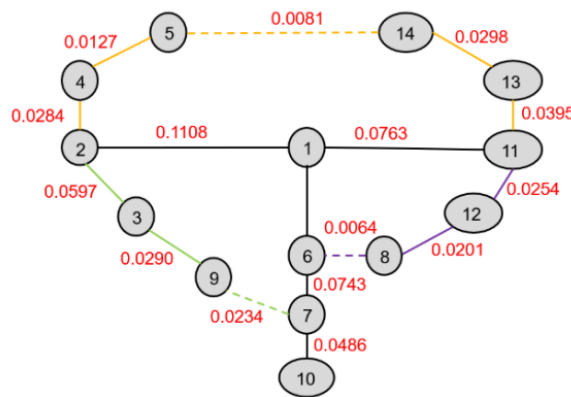


Abbildung 10: Beispiel für eine MST-Netztopologie

Abbildung 10 zeigt ein Beispiel für eine MST-Netztopologie. Die gestrichelten Kanten sind hierbei die Trennstellen. Wenn durch netzinterne Maßnahmen nicht alle Engpässe aufgelöst worden sind, dann wird eine optimierte Anpassung der Einspeisung berechnet, siehe [15]. Dies kann durch ein lineares Programm (LP) modelliert und berechnet werden, wobei die Zielfunktion die Gesamtkosten für Abregelung ist, und die Randbedingungen die Einhaltung der maximalen Leitungsbelastungen beinhalten. Um ein LP zu erhalten, werden dafür die Power Transfer Distribution Factors (PTDF) aus der zuletzt erfolgten Lastflussrechnung als Sensitivitäten der Leitungsbelastungen in Abhängigkeit der Einspeisungen verwendet.

STATUS	SECURITY LEVEL	DOCUMENT ID	REV.	LANG.	PAGE
Approved	Public	8DAB004901	A	de	11/24

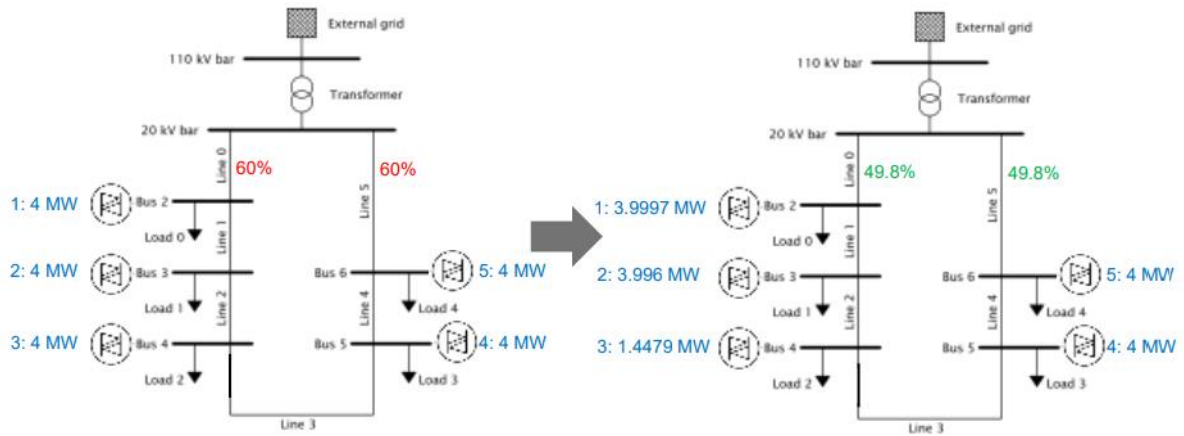


Abbildung 11: Beispiel der LP-basierten Abregelung von Einspeisern

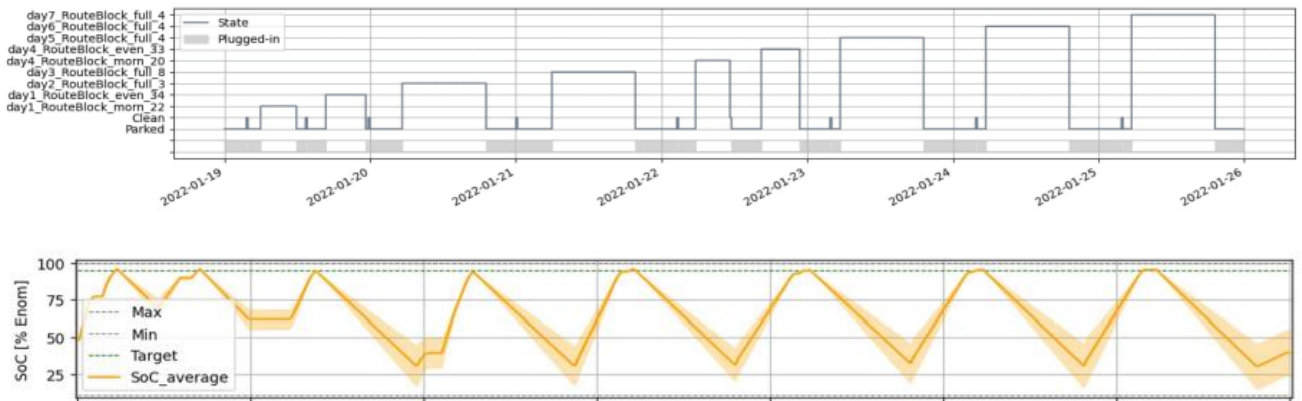
Abbildung 11 zeigt das Ergebnis der optimierten Anpassung der Einspeiser für ein einfaches vermaschtes Netz. Durch Reduzierung der Einspeisung an Knoten 4 (Bus 4) werden die Leitungslastungen auf unter 50% reduziert.

1.1.3.4 Energiemanagement in Bus-Depots

Im Zuge der Dekarbonisierung des Mobilitätssektors werden unter Anderem dieselbetriebene Busse für den öffentlichen Personen-Nahverkehr (ÖPNV) durch elektrische Busse ersetzt. Dafür werden in vielen Fällen Ladestationen auf den Bus-Depots installiert. Um einen optimalen Betrieb der Ladestationen in den Bus-Depots zu gewährleisten, müssen verschiedene Unsicherheiten mitbetrachtet werden, wie z.B. Wetterbedingungen, Verkehrssituation entlang der Routen (d.h. Verspätungen), variierende Strompreise bzw. erneuerbare Stromerzeugung, Depot-interne Störungen oder Modellgenauigkeiten. Im Konferenzbeitrag [14] wurden die dazu erzielten Ergebnisse dargestellt:

Um die Unsicherheiten im Depot-Energiemanagement zu adressieren, wurde in [14] ein Monte-Carlo-Simulator entwickelt. Dieser besteht aus den drei Komponenten Szenario-Generierung, Simulation und KPI-Auswertung.

Bei der Szenario-Generierung wird die Konfiguration des Depots mit Ladestationen definiert, Reinigung und Wartung der Fahrzeuge, Beschreibung der Fahrzeugflotte, Fahrpläne sowie Wahrscheinlichkeitsverteilungen für die genannten Unsicherheiten vorgegeben.



STATUS	SECURITY LEVEL	DOCUMENT ID	REV.	LANG.	PAGE
Approved	Public	8DAB004901	A	de	12/24

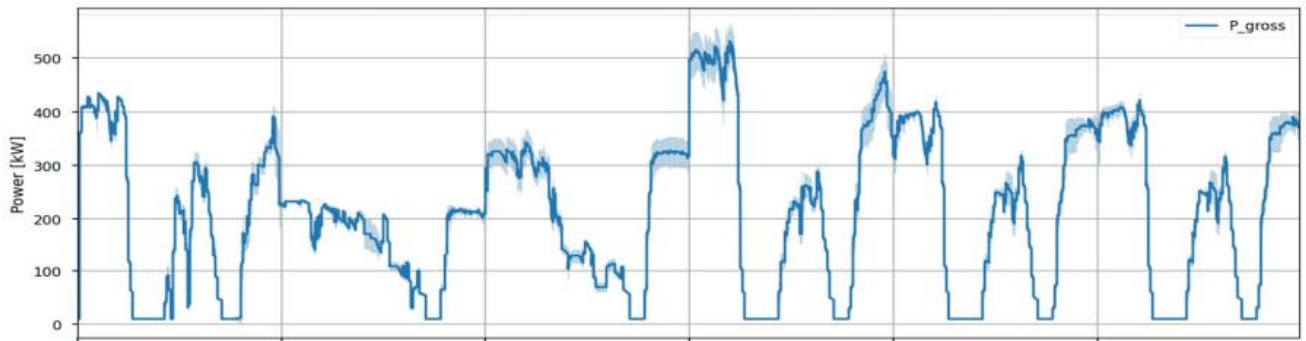


Abbildung 12: Auswahl der Ergebnisse der Monte-Carlo-Simulation. Oben: Zustände eines Busses, Mitte: Verlauf des Batterieladestands eines Busses, Unten: Gesamt-Stromverbrauch des Depots

Im Simulator werden die Szenarien über eine vorgegebene Simulationszeit berechnet. Abbildung 12 zeigt für ein Beispielszenario eine Auswahl der Simulationsergebnisse. Zusätzlich bietet der Simulator Ausgaben zum zeitabhängigen Stromverbrauch der einzelnen Ladestationen und Fahrzeuge sowie der Energieverluste beim Laden über die Simulationszeit.

Die KPI-Auswertung bietet aggregierte Informationen zur Auslastung des Depots und der Fahrzeugflotte, Kosten für Installation und Betrieb, Energieverbrauch sowie Verspätungen. Des Weiteren können verschiedene Ausgabewerte verglichen und auf einem Dashboard korreliert werden.

Insgesamt bietet der entwickelte Monte-Carlo-Simulator die Möglichkeit, Unsicherheiten bezüglich Einhaltung der Fahrpläne, Energieverbrauch der Fahrzeuge und Depot-interne Verzögerungen in das Energiemanagement einzubeziehen und ihre Einflüsse zu quantifizieren. Zusätzlich können optimierte Pläne für das Laden der Fahrzeuge sowie die Zuordnung der Fahrzeuge zu Routen erstellt werden.

1.1.3.5 Datenbasierte Topologiekalibrierung im Verteilnetz

In einer parallelen Arbeit wurden die Möglichkeiten erforscht, um basierend auf phasengenauen Smart Meter-Messwerten die tatsächliche Phasenzuordnung der Messwerte sowie die Netztopologie zu erkennen. Darauf aufbauend wurde ein Verfahren entwickelt, welches es ermöglicht, fehlerhafte Phasenzuordnungen innerhalb der Netzleittechnikdatenbank zu den tatsächlichen Messungen zu erkennen und zu korrigieren, siehe [19].

Die entwickelte Methode zielt darauf ab, mögliche fehlerhafte Datenbankeinträge im Netzleitsystem zu korrigieren, sodass Applikationen, die auf der Netztopologie aufbauen wie z.B. Zustandsschätzung oder Lastflussrechnung, korrekt ablaufen können. Die Annahmen für das Verfahren sind, dass bekannt ist, welche Knoten theoretisch verbunden sein können, dass alle Knoten unter Spannung stehen und dass an allen Knoten Spannungssignale gemessen werden.

Das Verfahren besteht aus den folgenden Schritten:

1. Verarbeitung der Eingangsdaten, d.h. der Spannungsmessungen an den Knoten
2. Identifikation aller theoretisch möglicher Ringe im Netz.
3. Statistischer Test: Anwendung datenbasierter Algorithmen zur Bestimmung der Gewichte, dass je 2 Knoten verbunden sind. Die verwendeten Algorithmen sind:
 - a. Korrelation der Spannungssignale: Berechnung des Pearsonschen Korrelationsindex zwischen je 2 Spannungssignalen
 - b. Lasso-Regression: Berechnung einer linearen Regression mit L1-Regularisierung, was eine dünn besetzte Repräsentation begünstigt
 - c. Mutual Information: Berechnung der punktwisen Mutual Information (PMI) aus der Informationstheorie für je 2 Spannungsmessungen

Die Ergebnisse der drei Verfahren werden anschließend skaliert und addiert

4. Berechnung der Topologie mittels Maximum Spanning Tree unter Verwendung der Gewichte aus Schritt 3

STATUS	SECURITY LEVEL	DOCUMENT ID	REV.	LANG.	PAGE
Approved	Public	8DAB004901	A	de	13/24

5. Aufbereitung der Ausgangsdaten für die Nutzer: Die möglichen Trennstellen werden nach Wahrscheinlichkeit sortiert ausgegeben

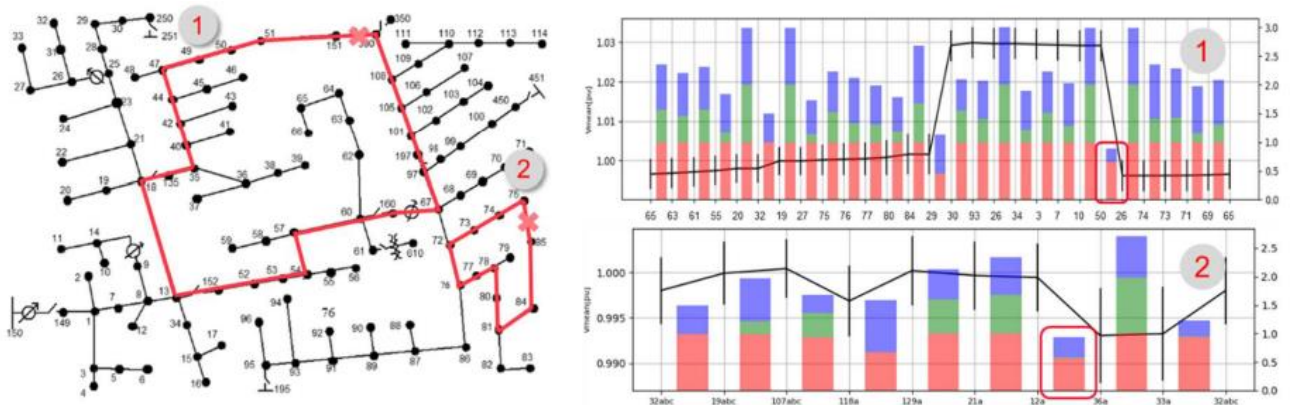


Abbildung 13: Testergebnisse mit dem IEEE 123 bus Netz

Abbildung 13 zeigt Testergebnisse, die mit realistischen Last-/ Einspeiseprofilen anhand des IEEE123-Netzes erzielt wurden. Die Trennstellen der beiden Ringe 1 und 2 sind in der linken Abbildung mit roten Kreuzen markiert. Auf der rechten Seite werden für die beiden Ringe zum einen die Spannungsamplitude (schwarze Linien mit Standardabweichung für jeden Verbraucher; Skala links in p.u.). Zum anderen zeigen die Balken die kumulierten Statistik-Werte für die Verbindungen zwischen den Verbrauchern aus Schritt 3. Die Balken mit dem niedrigsten Wert entsprechen exakt den offenen Trennstellen.

Somit steht nun ein rein datenbasiertes Verfahren zur Topologieerkennung zur Verfügung, das a priori keine Information zu Schaltern oder Admittanzmatrizen benötigt. Im Vergleich zu anderen Verfahren hat es zudem den Vorteil, dass es sowohl auf sternförmige als auch auf vermaschte Verteilnetze anwendbar ist.

1.1.3.6 Flexible Software-Architektur zur Bewertung für Stabilitäts- und Performanzindikatoren

Die Stabilitätsbewertung von Verteilnetzen wird aufgrund der zunehmenden Verbreitung erneuerbarer Energiequellen wie Solar- und Windenergie sowie umrichterbasierter Lasten, wie z.B. Ladestationen für Elektrofahrzeuge, zunehmend wichtiger. Diese Komponenten können Spannungs- und Frequenzinstabilitäten verursachen, die die Zuverlässigkeit des Netzes beeinträchtigen und zu einem Verlust der Spannungsqualität führen können.

In ENSURE 2 wurde eine flexible Software-Architektur für die Erstellung und Ausführung von Frequenz- und Zeitbereichssimulationen mittels RMS(root mean square)-Modellierung entwickelt, siehe [17]. Diese wurde zur Durchführung von Netzstudien aus einem öffentlichen Verteilnetzdatensatz der National Grid Electricity Distribution verwendet, um die Spannungsstabilität, die Schwingungen zwischen Verteilnetzgebieten und die Interaktion zwischen Übertragungsnetz und Verteilnetz zu bewerten.

STATUS	SECURITY LEVEL	DOCUMENT ID	REV.	LANG.	PAGE
Approved	Public	8DAB004901	A	de	14/24

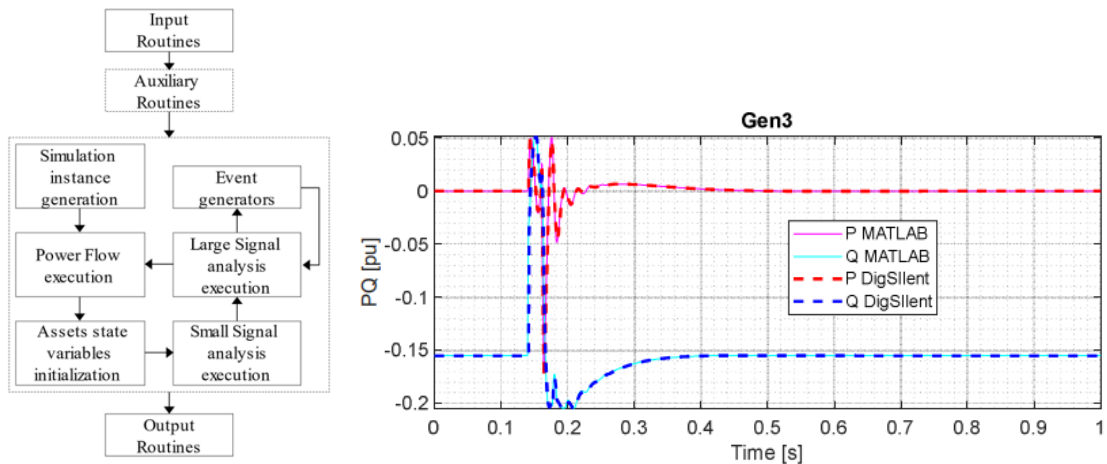


Abbildung 14: Übersicht Simulationsarchitektur und Vergleich mit DigSILENT

Hierbei wurden zum einen die dynamischen Modelle der Netzkomponenten wie z.B. Synchrongeneratoren, Lasten und umrichterbasierte Erzeuger erstellt. Für die Netzsimulationen werden alle Komponenten parametrisiert und die zu simulierenden Ereignisse definiert. Darauf folgt eine Simulation im Zeitbereich unter Verwendung von Differentialgleichungslösern sowie eine Kleinsignalanalyse. Die Validierung des in MATLAB/Simulink entwickelten Tools erfolgte anhand unterschiedlicher Netzuntersuchungen im Vergleich mit DigSILENT PowerFactory., siehe auch Abbildung 14. Abbildung 15 zeigt eine beispielhafte Stabilitätsuntersuchung mittels Kleinsignalanalyse sowie einen Vergleich verschiedener Umrichterregelungen im Zeitbereich.

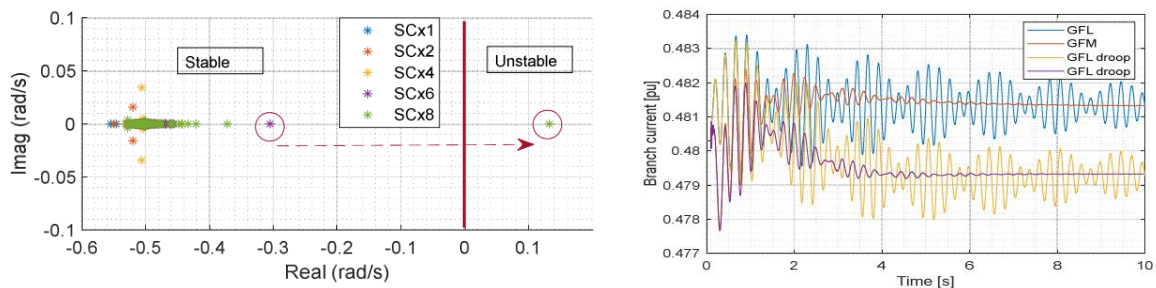


Abbildung 15: Links Beispiel der Eigenwertverteilung für ansteigende Anteile umrichterbasierter Einspeisung; rechts: Vergleich verschiedener Regelstrategien von Umrichtern

Der praktische Nutzen besteht darin, die Einschränkungen herkömmlicher RMS-Simulationen zu umgehen und insbesondere schnelle Regelungsvorgänge durch Umrichter in dynamische Analysen von Verteilnetzen einbeziehen zu können. Insbesondere können damit mögliche Instabilitäten umrichterdominierter Systeme, Frequenzhaltung aus dem Verteilnetz und der Einfluss erneuerbarer Erzeuger auf lokale Frequenzschwankungen und die Spannungsqualität untersucht werden.

1.1.3.7 Quantifizierung der Leistungsfähigkeit von Alarmsystemen in Stromnetzen

Ein schlecht funktionierendes Alarmsystem kann zur Schwere von Störungen, Zwischenfällen und Unfällen in komplexen technischen Systemen beitragen. In den meisten Industrien, die SCADA-Systeme nutzen, also auch in Stromnetzen, sind deutliche Verbesserungen der Alarmsysteme notwendig. Alarm Management ist ein schnell wachsendes und viel beachtetes Thema in zahlreichen Industrien, und es gibt Standards, Veröffentlichungen und anerkannte Branchenpraktiken dazu.

Die Analyse ist ein grundlegender Schritt zur Verbesserung der Alarme. Daher muss ein bestehendes Alarmsystem analysiert und mit der Branchenpraxis verglichen werden, bevor sinnvolle Verbesserungen durchgeführt werden können. Diese Messung der Alarmsystem-Leistungsfähigkeit ist für den Steuerungs- und Verbesserungsprozess

notwendig, aber nicht immer einfach. Verbreitete Metriken wie die Alarmfrequenz ist evtl. allein noch kein guter Indikator für die Leistungsfähigkeit oder Eignung des Alarmsystems.

In ENSURE 2 und in der Veröffentlichung [16] wurde eine Reihe von Alarm System KPIs (key performance indicators) vorgeschlagen, die auf die Stromnetzbranche zugeschnitten sind. Diese Metriken wurden mittels Fragebögen, Fokusgruppen, Interviews sowie der Analyse von 8 Monaten historischer Alarmdaten eines Übertragungsnetzbetreibers (ÜNB) ermittelt. Abbildung 16 zeigt eine erste Analyse der häufigsten Alarme im analysierten ÜNB-Datensatz.

Zu Beginn wurden Standard-KPIs aus anderen Industriesektoren verwendet, wovon einige angepasst wurden, um die besonderen Herausforderungen des Stromnetzbetriebs zu adressieren. Außerdem wurden, inspiriert durch die Erfahrungen der ÜNB-Mitarbeiter (z.B. schwer verständlicher Text, Alarmfluten, die relevante Alarme verdecken, geringer diagnostischer Informationsgehalt) zusammen mit Eigenschaften guter Alarme weitere KPIs entworfen und implementiert, und damit insgesamt sieben Qualitätskriterien für Alarmsysteme umgesetzt.

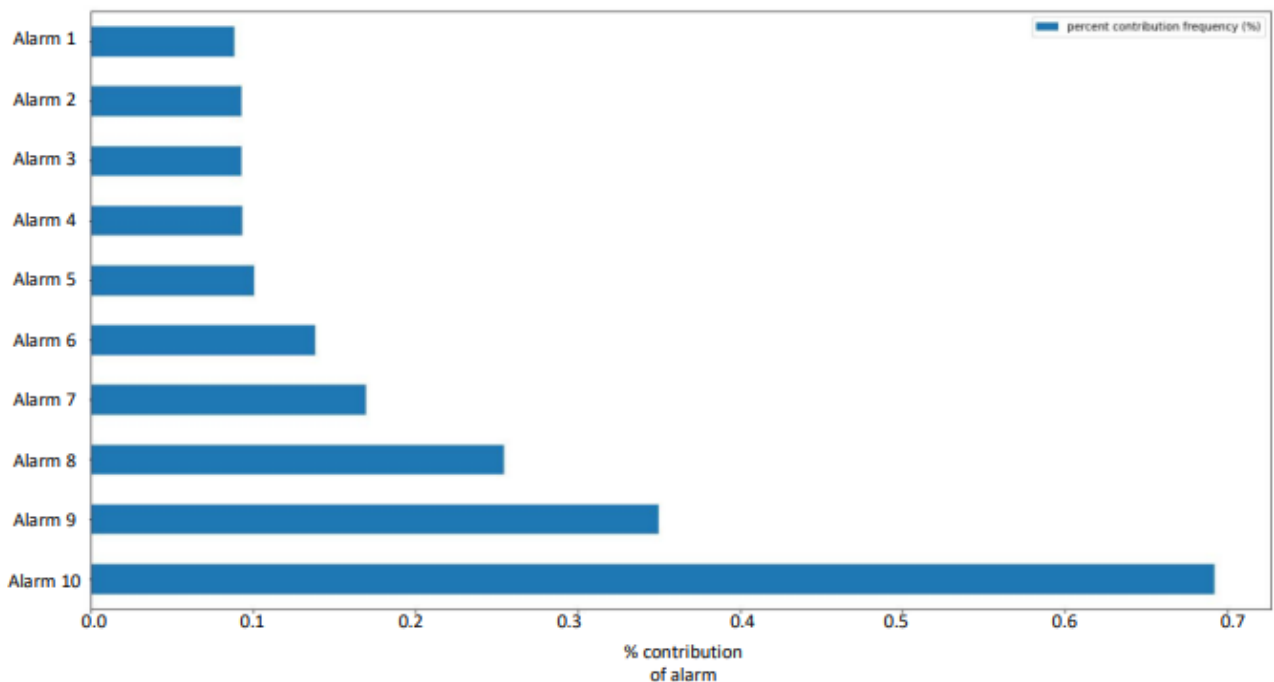


Abbildung 16: Anteil der häufigsten Alarme im analysierten ÜNB-Datensatz

Die Anwendung dieser KPIs dient nicht nur dazu, die Alarm-Implementierung erklärbar zu machen, und die Risiken einer Überforderung der Bediener zu quantifizieren, sondern auch die Alarme zu identifizieren, die für die Bediener weniger nützlich sind.

1.1.4 Erzielte Ergebnisse Pilotanlage MVDC-Kurzkupplung (TP 5/ TP 6)

Nach dem Erarbeiten von Anwendungsfällen für die MVDC Pilotanlage in einem Verteilnetz, wurde die Planung einer Pilotanlage im Verteilnetz der SH Netz unterstützt. Die Arbeitsergebnisse wurden im Rahmen des ETG Kongresses 2021 zusammen mit den beteiligten Projektpartnern dem Fachpublikum präsentiert [7]. Die Pilotanlage wurde per Beschluss 17a vom 09.03.2021 des ENSURE Direktoriums abgekündigt und nicht realisiert.

Einführend ist festzuhalten, dass Mittelspannungsnetze, unter anderem auch die der Energiekosmos Region, gemäß dem heutigen Stand der Technik in offenen Ringstrukturen betrieben werden, welches vor allem den etablierten Schutzkonzepten und der damit verbundenen Versorgung im Fehlerfall geschuldet ist. Ausgehend von den Hochspannungsumspannwerken verlaufen die Mittelspannungsleitungen, größtenteils unterirdisch verkabelt, zu den dafür vorgesehenen Einsatzorten sowie zu benachbarten Hochspannungsumspannwerken. Aufgrund der angesprochenen Schutzthematik werden die Mittelspannungsverbindungen zweier Umspannwerke an dafür netztechnisch notwendigen

Schaltstationen aufgetrennt. Diese können je nach Bedarf manuell oder, sofern es die Netzinfrastruktur zulässt, ferngesteuert miteinander verschaltet werden. Die dadurch gebildeten Teilnetzstrukturen können aufgrund nachstehender Kriterien entstehen: Versorgungs- und Entsorgungsleistungen der jeweiligen Region, Schutz- und Leitkonzept, Erdschussgebiet bei entsprechender Netzdimensionierung und Impedanzen, Netzqualität (Spannung, Auslastung, NetZRückwirkungen) sowie Netzplanung und Netzentwicklung.

Eine MVDC Kurzkupplungsanlage kann gleichermaßen an Teilnetztrennstellen, als auch innerhalb eines bestehenden Teilnetzes Verwendung finden. Die Einsatzmöglichkeiten ergeben sich aus der entkoppelten Betriebsweise beider Netzzanschlusspunkte. Die maximale Wirksamkeit der Anlage, wird bei einer Kupplung zweier unterschiedlicher Netze, Last- bzw. Einspeise geprägte Netze, erreicht. Die, durch regenerative Erzeugungsanlagen, bereitgestellte Leistung kann somit direkt der bedarfsgerechten Lastregion zugeführt werden. Die Leistungselektronik kann hierbei mittels integrierter Steuerung den unter- bzw. übererregten Betrieb beider Teilnetze aussteuern und sorgt somit für einen optimalen Leistungsfluss bei verbesserter Netzqualität.

Die Untersuchungen mit dem Verteilnetzbetreiber haben ergeben, dass neben der Evaluierung der Anlage als zukünftige dynamische Vermaschung von Mittelspannungsnetzen auch zwei wesentliche Anwendungsfälle von Interesse sind. Der Einsatz einer MVDC-Kurzkupplung kann mitunter innerhalb eines Teilnetzes zum Einsatz kommen und somit auf längeren Mittelspannungstrecken in ihrer Funktion als Phasenschieber positiv auf die Netzqualität einwirken. Dies hat den Vorteil, dass weitere dezentrale Energieerzeugungsanlagen am bestehenden Mittelspannungsnetz angeschlossen werden können und reduziert somit den sonst anstehenden Bedarf des Netzausbaus, sofern die Leitungskapazitäten ausreichen. Ein weiterer Einsatzzweck ist die Kupplung zweier bisher getrennter Teilnetzgebiete mit unterschiedlicher systemischer Charakteristik. Hier steht der Leistungsaustausch unter Berücksichtigung der Einhaltung der Netzqualität im Fokus. Beide geschilderten Einsatzmöglichkeiten können mitunter parallel zur Anwendung kommen.

Näher betrachtet wird die Anlage beim Anwendungsfall „Phasenschieberbetrieb“ auf einem bestehenden Mittelspannungsring eines Teilnetzes integriert. Der Einsatzort ist hierbei abhängig von der netztechnischen Bewertung der Netzqualität sowie der Länge der Mittelspannungsleitung. Im Phasenschieberbetrieb sorgen die leistungselektronischen Umrichter der MVDC-Kurzkupplung für eine systematische Aussteuerung des Phasenwinkels ($\cos \varphi$) und somit gleichermaßen für die Optimierung der Netzqualität der integrierten Mittelspannungsleitung. Die MVDC-Kurzkupplung kann durch ihre dynamische Steuerung dem Anstieg des Spannungsniveaus durch den Anschluss weiterer dezentraler Energieerzeugungsanlagen wesentlich effizienter und somit leistungsgerechter entgegenwirken als der Stand der Technik. Letzterer sieht die dauerhafte Senkung der Regelspannung am Umspannwerkstransformator vor. Dies hat zur Folge, dass bei gleichbleibender Netzqualität weitere dezentrale Energieerzeugungsanlage am bestehenden Mittelspannungsnetz angeschlossen werden können. Der zweite Anwendungsfall der „Teilnetzkopplung“ beschreibt den Aufbau einer MVDC-Kurzkupplung an Verbindungspunkten zweier Teilenetze, welche geographisch nah und mittels im Normalbetrieb offenen Schalterstellungen betrieben werden. Im konventionellen Netzbetrieb werden die Einspeisungen der dezentralen Energieerzeugungsanlagen über das Mittelspannungsnetz zu den Umspannwerken der Hochspannungsebene transportiert. Von hier kann die Energie über das Hochspannungsnetz in die benachbarten Bedarfsregionen transportiert bzw. bei langen Strecken in die Höchstspannungsebene übertragen werden. Mit Einsatz einer MVDC-Kurzkupplung ist der direkte Leistungsaustausch benachbarter Mittelspannungsteilnetze möglich, ohne den Kriterien der ursprünglichen Teilnetzbildung (wie z.B. Versorgungs- und Entsorgungsleistungen der jeweiligen Region, Schutz- und Leitkonzept, Erdschussgebiet bei entsprechender Netzdimensionierung und Impedanzen, Netzqualität (Spannung, Auslastung, NetZRückwirkungen) sowie Netzplanung und Netzentwicklung) entgegenzuwirken. Folglich entsteht gleichermaßen eine Entlastung des Mittelspannungsnetzes sowie dem vorgelagerten Hochspannungsnetz. Diese Entlastung bietet somit Potential zur Flexibilität und weiteren Integration von Erzeugungsanlagen.

Im weiteren Verlauf wurde zur Vorbereitung der technischen Konzeptionierung der Pilotanlage Spezifikationen der MVDC-Kurzkupplung inklusive notwendiger Schaltanlagenkomponenten für Primär- und Sekundärtechnik erarbeitet.

Die MVDC-Kurzkupplung entspricht in ihrer baulichen Ausführung sowie dem Flächenbedarf einem konventionellen Mittelspannungsumspannwerk. Der ungefähre Flächenbedarf beträgt 1.700 m² bei 48 m Breite und 30 m Länge inkl. Einzäunung der Betriebsstätte. Bei der elektrischen Betriebsstätte handelt es sich um eine luftisolierte Mittelspannungsschaltanlage, die in primäre und sekundäre Komponenten unterteilt ist. Die Bauweise und Technik der Schaltanlage kann unabhängig von der MVDC-Kurzkupplung gewählt werden. Zur Kopplung beider Teilnetze sind die

STATUS	SECURITY LEVEL	DOCUMENT ID	REV.	LANG.	PAGE
Approved	Public	8DAB004901	A	de	17/24

jeweiligen Netzanschlusspunkte zur Integration der Anlage einzubinden. Abbildung 17 zeigt eine Aufnahme der Flexible Power Link (FPL) Anlage in Südwestengland, die eine vergleichbare Anlage darstellt.

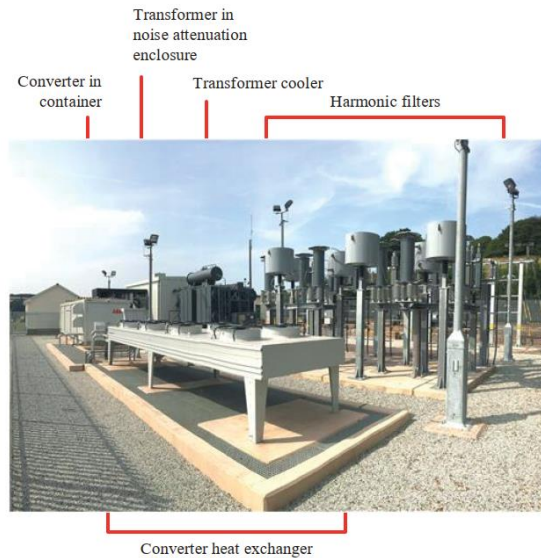


Abbildung 17: Aufnahme der Flexible Power Link (FPL) Anlage in Südwestengland

Die nachfolgenden Abschnitte erläutern die grundlegenden Komponenten der MVDC-Kurzkupplung. Hierbei wird nach primär- und sekundärtechnischen Anlagenteilen unterschieden. Eine Anlagenübersicht ist in Abbildung 18 dargestellt.

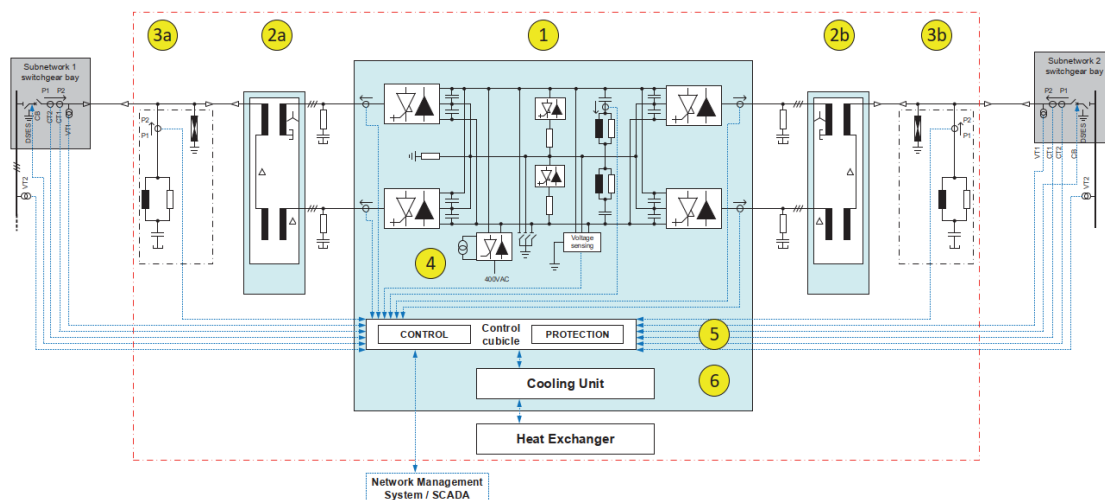


Abbildung 18: Anlagenübersicht mit 1) zwei AC/DC Zwölfpuls-Wechselrichter mit IGCT (Integrated Gate Commutated Thyristors) Schaltventilen, 2) zwei Transformatoren, 3) harmonische Filtern, 4) DC Vorladeeinheit, 5) Umrichtersteuereinheit und Eigenbedarfsversorgung und 6) geschlossenem Wasserkühlsystem mit Wärmetauscher und redundanten Pumpen.

Die Umrichtereinheit der MVDC-Kurzkupplung ist in einem Außencontainer untergebracht. Die Umrichtereinheit (blaue Markierung in Abbildung 18) besteht aus einem AC-DC-AC-Umrichtersystem, einer Vorladeeinrichtung sowie Schutz und Steuerung des Umrichters. Die MVDC-Kurzkupplung verfügt auf beiden MS-Netzseiten über eine Filteranlage. Die Filteranlagen bestehen aus einem Hochpass-Shunt-Filter zur Bereinigung von Oberschwingungen. Die Auslegung und Notwendigkeit der Filter erfolgt abgestimmt auf die Netzgegebenheiten und Netzanforderungen. Die Kühlung der MVDC-Kurzkupplung erfolgt über einen geschlossenen Wasserkreislauf. Der Kühlkreislauf besteht aus dem Pumpwerk und dem Wasserrückkühler zur direkten Wasserkühlung der MVDC-Kurzkupplung über Kühlkörper an den Leistungsteilen. Die Kühlanlage wird stetig von der Kontrolleinheit der MVDC-Anlage überwacht. Neben den benannten Anlagenkomponenten stellen die Leistungstransformatoren das Verbindungselement zwischen dem vorgelagerten Mittelspannungsnetzen und dem leistungselektronischen Umrichter dar. Für die betriebsinterne Spannung von ca. 3 kV ist

STATUS	SECURITY LEVEL	DOCUMENT ID	REV.	LANG.	PAGE
Approved	Public	8DAB004901	A	de	18/24

eine Transformation der Netzspannung notwendig. Je Anschlusspunkt ist hierbei ein Transformator vorzusehen. Beide Transformatoren können dabei unterschiedliche Netzebenen bedienen. Somit ist auch eine Kopplung zweier Mittelspannungsnetze unterschiedlicher Spannungsniveaus möglich. Die Leistungsgröße der Transformatoren richtet sich nach der Dimensionierung der MVDC-Kurzkopplung. Aufgrund des umrichter-gesteuerten Betriebskonzeptes ergeben sich, entgegen der konventionellen Leistungsfahrweise, geänderte Betriebszustände. Diese veränderten Betriebszustände verändern die Schallimmissionen der Transformatoren. Je nach örtlicher Lage der MVDC-Kurzkopplung kann eine Einhausung der Transformatoren zur Minimierung von Schallimmissionen sinnvoll sein. Das Kühlkonzept der Transformatoren kann entsprechend der Einhausung angepasst werden.

Neben der Kontrolleinheit der MVDC-Kurzkopplung sind weitere nachstehende sekundäre Anlagenkomponenten für die Errichtung und den Betrieb der MVDC-Kurzkopplung maßgeblich: Mittelspannungsschaltstation als begehbare Station (ca. 15 x 7 m) inkl. MS Schaltfelder (min. 5 Stück zzgl. 1 Reservefeld), Schutzsteuerungseinheit, Fern- und Informationstechnik inkl. Lichtwellenleiter (LWL) Einbindung und MS Kabeleinbindung beider Netzanschlusspunkte.

1.1.5 Erzielte Ergebnisse Pilotanlage digitales Umspannwerk DU400 (TP 5/ TP 6)

In den Umspannwerken Wilster-West und Eltmann wurde die relevante Sensorik (CoreTec und MSM) an Leistungsschaltern, Transformatoren und Kompensationsdrosselspulen installiert. Die Leistungsparameter werden lokal aggregiert, sodass die Datenverbindung zur IT-Umgebung von TenneT realisiert werden kann. Für die Analyse der Daten werden die lokal aggregierten Daten manuell vor Ort ausgelesen.

Das im Abschnitt 1.1.2 beschriebene ganzheitliche Monitoringkonzept wurde gemeinsam mit TenneT in zwei 380-kV-Umspannwerken als Pilotanlagen umgesetzt. Die Standorte der Pilotanlagen sind in Abbildung 19 dargestellt. Tabelle 2 listet die während der Projektlaufzeit in Betrieb genommenen Monitoringsysteme.



Abbildung 19: Standorte der Pilotanlagen DU400 im Netzgebiet der TenneT TSO GmbH

Tabelle 2: Verbaute Monitoringsysteme von Hitachi Energy

Umspannwerk	Überwachte Komponenten
Wilster West	Transformator Durchführungen Leistungsschalter

Eltmann Kompensationsdrosselspule
 Durchführungen
 Leistungsschalter

Insbesondere für die Prozessschritte vier bis sechs aus Abbildung 5 ist es wichtig, dass die erzeugten Feldmessdaten den Mitarbeitern des Unternehmens zur Weiterverarbeitung und Informationsgewinnung zur Verfügung gestellt werden. Die Sensorsysteme sind aber typischerweise im hochgeschützten Prozessnetz (OT) installiert, auf das nur ein sehr begrenzter Personenkreis Zugriff hat. Die Daten werden daher über eine so genannte "Cyber-Diode" vom OT- in den IT-Bereich übertragen (siehe Abbildung 20). Dies gewährleistet eine cyber-sichere und unidirektionale Kommunikation.

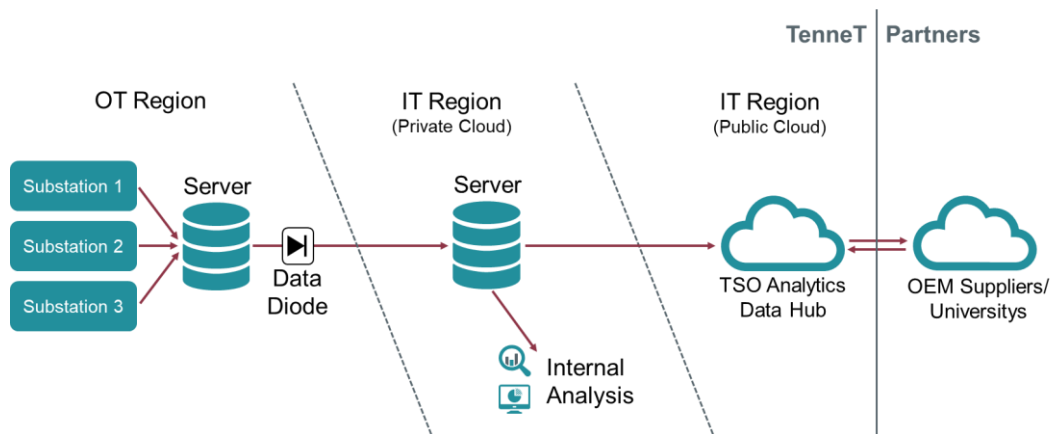


Abbildung 20: Cybersichere Übertragung von Messdaten von der OT-Region zur IT-Region und Datenaustausch mit externen Partnern

Im Projekt wurde die Sensortechnik und die zentrale Datenweiterleitung inklusive Anbindung von Drittpartnern realisiert. Die automatisierte Analyse der Messdaten und die Einführung von RCM werden im Folgeprojekt ENSURE Phase 3 untersucht.

2 Verwendung der Zuwendung

2.1 Wichtige Positionen des zahlenmäßigen Nachweises

Es gibt keine Positionen, die hervorzuheben sind.

2.2 Notwendigkeit und Angemessenheit der geleisteten Projektarbeit

Die Notwendigkeit und Angemessenheit der Projektarbeit wird jeweils für die fünf Aufgabenpakete beschrieben.

2.2.1 Dynamische Kapazität von HGÜ-Systemen

Wie eingangs erwähnt spielen HGÜ-Systeme eine immer bedeutendere Rolle für die Stärkung der Übertragungsnetze – nicht nur in Deutschland. Im Rahmen von ENSURE Phase 2 wurde in diesem Aufgabenpaket erstmalig im nichtakademischen Umfeld die dynamische Kapazität von HGÜ Anlagen mit echten Felddaten untersucht und visualisiert. Die erforschten Methodiken und erlangten Ergebnisse werden dazu beitragen, dass solch neuartigen, technologischen Ansätze bis zur Marktreife weiterentwickelt werden und die Innovationskraft in Deutschland und Europa im Fachgebiet der HGÜ-Anlagen sich weiter auf hohem Niveau bewegt.

STATUS	SECURITY LEVEL	DOCUMENT ID	REV.	LANG.	PAGE
Approved	Public	8DAB004901	A	de	20/24

2.2.2 Zustandsüberwachung und -prädiktion von AC-Umspannwerken

Die Zustandsüberwachung und -prädiktion von AC-Umspannwerken stellt einen wichtigen Baustein einer erfolgreichen Energiewende dar: zum einen kann die Netzzuverlässigkeit erhöht werden und Instandhaltungsmaßnahmen optimiert werden. Es kann auch als Antwort auf den zunehmenden Fachkräftemangel gesehen werden und als mögliche Kostenersparnis gegenüber herkömmlichen Instandhaltungsstrategien. Die Forschungsarbeiten zwischen Hersteller und Netzbetreiber waren aufgrund der Tragweite des Themas notwendig und werden in ENSURE Phase 3 fortgesetzt.

2.2.3 Autonomes Verteilnetz

Der Betrieb zukünftiger Verteilnetze wird zunehmend autonom ablaufen. Dabei spielt eine vielfältige Spanne von Lösungsansätzen und Verfahren eine Rolle, die wiederum ineinandergreifen, um den Autonomiegrad der Verteilnetze im Betrieb zu erhöhen. Die verschiedenen Forschungsfragen, die im Arbeitspaket Autonomes Verteilnetz beantwortet wurden, werden der vielfältigen Spanne an Lösungsansätzen gerecht und waren daher rückblickend ein notwendiger Beitrag zum Gelingen des Forschungsvorhabens. Die Arbeiten sind auch wiederum wichtige Forschungsergebnisse für aufbauende Forschungsvorhaben, wie z.B. ENSURE Phase 3.

2.2.4 Pilotanlage MVDC-Kurzkupplung

Trotz der ausgebliebenen Realisierung der MVDC-Kurzkupplung im Rahmen von ENSURE wird die in der Planung geleistete Projektarbeit aus Herstellersicht als notwendig und angemessen bewertet. Die umfangreiche und detaillierte Planung von technischer Seite sowie die Beantwortung relevanter Forschungsfragen zur Verortung der Pilotanlage und den Anwendungsfällen in der gemeinsamen Arbeit mit dem Netzbetreiber und universitärem Partner erlaubten das Erreichen relevanter Meilensteine. Die förderpolitischen Hemmnisse erforderten den Eintritt des in der GVB definierten Abbruchkriteriums im einstimmigen Beschluss durch das Direktorium.

2.2.5 Pilotanlage digitales Umspannwerk DU400

Die Digitalisierung von Umspannwerken ist ein unumgänglicher Schritt bei der Optimierung zukünftiger Investitionen (CAPEX engl. Capital Expenditures) und Betriebskosten (OPEX engl. Operational Expenditures). Die durch die Sensorik gewonnenen Informationen ermöglichen es dem Netzbetreiber, potenzielle Fehler frühzeitig zu erkennen und somit korrigierend eingreifen zu können. Dies verbessert die Netzzuverlässigkeit. Zusätzlich erlangt der Netzbetreiber Informationen über die wichtigsten/ kritischsten Betriebsmittel und kann Instandhaltungsmaßnahmen optimieren und somit die Betriebskosten senken. Da dieser Ansatz von der Bundesnetzagentur angestrebt ist und dem Netzbetreiber einen holistischen Lösungsansatz bietet wird dies im Rahmen des ENSURE Projektes in Phase 3 weitergeführt.

2.3 Voraussichtlicher Nutzen

Der voraussichtliche Nutzen der Ergebnisse der Forschungsarbeiten wird im Folgenden jeweils für die fünf Aufgabenpakete beschrieben.

2.3.1 Dynamische Kapazität von HGÜ-Systemen

Aus den Forschungsergebnissen zur dynamischen Kapazität von HGÜ-Systemen haben sich weitere Forschungsfragen ergeben, die im Nachfolgeprojekt ENSURE Phase 3 im Rahmen von Baustein 2.1.1 beantwortet werden sollen. Die Steigerung des Reifegrades der Technologie bis zur Marktreife ist maßgeblich von den Ergebnissen aus ENSURE Phase 3 abhängig. Aufgrund der zu erwartenden Steigerung der Anforderungen an HGÜ-Systeme aufgrund der derzeitigen Marktdurchdringung macht eine mittelfristige Umsetzung der Forschungsergebnisse in Produkten von Hitachi Energy denkbar. Die Verwertung in Hitachi Energy wird vom Geschäftsbereich geprüft.

2.3.2 Zustandsüberwachung und -prädiktion von AC-Umspannwerken

Die in ENSURE Phase 2 erarbeiteten Konzepte werden im Nachfolgeprojekt Phase 3 weiterverfolgt und vorangetrieben. Durch die direkte Einbindung der Geschäftseinheit ist eine Implementierung der Forschungsergebnisse in die

STATUS	SECURITY LEVEL	DOCUMENT ID	REV.	LANG.	PAGE
Approved	Public	8DAB004901	A	de	21/24

Produktpalette von Hitachi Energy wahrscheinlich und wird geprüft. Die erwartenden Ergebnisse aus Phase 3 sind dabei maßgeblich bedeutend für die weitere Verwendung.

2.3.3 Autonomes Verteilnetz

Die erforschten Algorithmen zum autonomen Verteilnetz wurden an das verantwortliche Produktmanagement übergeben und werden sukzessive und nach Bedarf in vorhanden Produkte übernommen. Des Weiteren werden die Algorithmen mit zusätzlichen Funktionalitäten im Rahmen von ENSURE Phase 3 erweitert und produktnah validiert und getestet. Ein wichtiger Baustein ist dabei die in Phase 3 anvisierte Co-Demonstrationsplattform.

2.3.4 Pilotanlage MVDC-Kurzkupplung

Die im Rahmen des Forschungsprojektes erlangten Erkenntnisse zur Pilotierung von MVDC-Kopplungen fließen in zukünftige Produktentwicklungen ein. Aufgrund der ausbleibenden Realisierung im Rahmen von ENSURE kann nicht auf umfängliche Erkenntnisse aus dem Testbetrieb zurückgegriffen werden. Die Forschungsergebnisse aus der Planungsphase wurden an die produktverantwortlichen Bereiche übergeben und werden in möglichen zukünftigen Pilotierungsvorhaben Verwendung finden.

2.3.5 Pilotanlage digitales Umspannwerk DU400

Für die Übertragung der im Rahmen des Forschungsprojektes erlangten Daten aus den Sensoren der AC- und DC-Schaltaltagen werden cybersicheren und kostenoptimalen Lösungen zur Datenübertragung von der OT- in die IT-Umgebung untersucht, um eine technisch-ökonomische Lösung für zukünftige Installationen umzusetzen.

2.4 Während der Durchführung bekannt gewordener Fortschritt

Während der Projektlaufzeit sind für die einzelnen Aufgabenpakete keine FE-Ergebnisse von Seiten Dritter bekannt geworden.

2.5 Veröffentlichungen

Die folgende Aufstellung an Veröffentlichungen beschreibt die Publikationen bei Tagungen und Fachkonferenzen, die im Rahmen von ENSURE Phase 2 realisiert wurden.

- [1] Giuntoli, Marco, Milos Subasic, and Susanne Schmitt. "Control of distribution grids with storage using nested Benders' decomposition." *Electric Power Systems Research* 190 (2021): 106663.
- [2] Gutermuth, Georg, and Marco Giuntoli. "Network operator owned storages as an option for congestion management." In *2020 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Europe (ISGT-Europe)*, pp. 1074-1078. IEEE, 2020.
- [3] Giuntoli, Marco, Veronica Biagini, Susanne Schmitt, Peter Noglik, Tillmann Mühlpfordt, Alexander Engelmann, Veit Hagenmeyer, Asimonia Korompili, Antonello Monti. "Centralized and Decentralized Distribution Grid Control: Towards a New Intelligent Architecture." In *CIGRE Paris Session 2020*.
- [4] Harjunkoski, Iiro, Marco Giuntoli, Jan Poland, and Susanne Schmitt. "Mathheuristics for Speeding Up the Solution of the Unit Commitment Problem." In *2021 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Europe (ISGT Europe)*, pp. 01-05. IEEE, 2021.
- [5] Schonleber, Kevin, Alexandre Oudalov, Athanasios Krontiris, and Peter Lundberg. "Opportunities for embedded high-voltage direct current: Evaluating the benefits for the legacy AC grid." *IEEE Power and Energy Magazine* 18, no. 5 (2020): 58-63.
- [6] Langwasser, Marius, Kevin Schönleber, Andreas Wasserrab, Mark Thiele, and Marco Liserre. "Online estimation of dynamic capacity of VSC-HVDC systems-power system use cases." In *ETG Congress 2021*, pp. 704-709. VDE, 2021.
- [7] Dyussebekova, Nassipkul, Reiner Schuett, Ingmar Leisse, Michelle Mustroph, Sven Eggert, Maximilian Rose, Tobias Markus Pletzer et al. "Piloting Medium-voltage Direct Current (MVDC) in Distribution Grids in Germany—Use Cases and Planning." In *ETG Congress 2021*, pp. 1-6. VDE, 2021.
- [8] Biagini, Veronica, Milos Subasic, Peter Noglik, Alexandre Oudalov, Britta Buchholz, and Jochen Kreusel. "Response to Covid-19 pandemic: how will the power system change?." In *ETG Congress 2021*, pp. 1-6.

STATUS	SECURITY LEVEL	DOCUMENT ID	REV.	LANG.	PAGE
Approved	Public	8DAB004901	A	de	22/24

- VDE, 2021.
- [9] Subasic, Milos, Veronica Biagini, Alexander Oudalov, Jochen Kreusel, Tobias Pletzer, Maximilian Rose, and Oliver Paul. "Autonomy: Enabler of the Sustainable and Intelligent Power System." In ETG Congress 2021, pp. 1-7. VDE, 2021.
- [10] Sahoo, Subrat, Pascal Weitz, Henning Schnittker, Yanan Zhang, Günter Bender and Christian Zeidler. "Improved health assessment of Substation using holistic condition monitoring." In ETG Congress 2021, pp. 1-6. VDE, 2021.
- [11] Schoenleber, Kevin, Susanne Schmitt, Robert Juhlin, Andreas Wasserrab, Mark Thiele, Reifschneider, Jens, Marc Kuberna, Norbert Lechner, Cora Petino-Wagner, and Marius Langwasser. "Online Estimation of Dynamic Capacity of VSC-HVDC Systems – Proof of Concept in NordLink." In CIGRE Paris Session 2022.
- [12] Giuntoli, Marco, Giancarlo Dalle Ave, Susanne Schmitt, Kevin Schoenleber, and Robert Juhlin. "A Novel Method for Estimating Short Circuit Ratio in HVDC Applications." In ETG Congress 2023, pp. 1-6. VDE, 2023.
- [13] Reifschneider, Jens, Kevin Schoenleber, Susanne Schmitt, Robert Juhlin, Andreas Wasserrab, Mark Thiele, Marc Kuberna, Norbert Lechner, Cora Petino-Wagner, and Marius Langwasser. "Reduction of Redispatch in Germany Using Dynamic Capacity of Embedded HVDC Systems." In ETG Congress 2023, pp. 1-6. VDE, 2023.
- [14] Giuntoli, Marco, Katarina Knezovic, and Antony Hilliard. "Monte Carlo Simulator for Evaluating Energy Management Strategies in Electric Bus Depots." In ETG Congress 2023, pp. 1-6. VDE, 2023.
- [15] Schmitt, Susanne, Iiro Harjunoski, Giancarlo Dalle Ave, Milos Subasic, and Peter Noglik. "Congestion anticipation and preemptive resolution in distribution networks using grid internal and redispatch measures." (2023): 2893-2897.
- [16] Dalle Ave, Giancarlo, David Marino, Antony Hillard, Jhelum Chakravorty, Susanne Schmitt, Georgios Mitrentsis, Faeza Hafiz, Erik Björnör, "A User-Informed Application of Quantifying Power Network Alarm System Performance." In CIGRE Canada Conference and Exhibition, Vancouver, Canada, 2023.
- [17] Giuntoli, Marco, Alberto Bolzoni, Mats Larsson, Ravikant Pandey, Naoki Kawamoto, Shinya Ohara, "A flexible architecture for performance and stability assessment in converter-dominated distribution grids." In 2023 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Europe (ISGT EUROPE), pp. 1-5. IEEE, 2023.
- [18] Schmitt, Susanne, Iiro Harjunoski, Marco Giuntoli, Jan Poland, Xiaoming Feng. „Fast Solution of Unit Commitment Using Machine Learning Approaches“, 2022 IEEE 7th International Energy Conference (ENERGYCON), Riga, Latvia, 2022, pp. 1-6
- [19] Subasic, Milos, Giancarlo Dalle Ave, Marco Giuntoli, Peter Noglik, Katarina Knezovic, Dmitry Shchetinin, William Peterson, Wenping Li, "Distribution Grid Topology Calibration Based on a Data-Driven Approach," 2022 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference Europe (ISGT-Europe), Novi Sad, Serbia, 2022, pp. 1-5, doi: 10.1109/ISGT-Europe54678.2022.9960588.

2.6 Literaturverzeichnis

- [20] ENTSO-E. 'TYNDP 2016 scenario development report', 2015.
- [21] I. M. Sanz, P. D. Judge, C. E. Spallarossa, B. Chaudhuri and T. C. Green, "Dynamic Overload Capability of VSC HVDC Interconnections for Frequency Support," in IEEE Transactions on Energy Conversion, vol. 32, no. 4, pp. 1544-1553, Dec. 2017.
- [22] X. Aidong, W. Xiaochen, H. Chao, J. Xiaoming and Li Peng, "Study on Overload Capability and Its Application of HVDC Transmission System in China Southern Power Grid," 2007 IEEE Power Engineering Society Conference and Exposition in Africa - PowerAfrica, Johannesburg, 2007, pp. 1-4.
- [23] J. Gonçalves, D. J. Rogers and J. Liang, "Extension of power transmission capacity in MMC-based HVDC systems through dynamic temperature-dependent current limits," 2015 17th European Conference on Power Electronics and Applications (EPE'15 ECCEurope), Geneva, 2015, pp. 1-10.
- [24] Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen: Bedarfsermittlung 2019-2030 Allgemeine energiewirtschaftliche Themen aus der Konsultation Netzentwicklungsplan Strom, Bonn, 2019
- [25] S. Sahoo, T. Bengtsson, N. Abeywickrama, R. Saers, J. Hedberg, "Monitoring Power Transformer Performance, Usage and System Event Impacts – A Case Study", IEEE CatCON conference, Nov. 16-18, 2017.
- [26] S. Sahoo, N. Abeywickrama, T. Bengtsson, R. Saers, "Understanding the Sympathetic Inrush Phenomenon in the Power Network using Transformer Explorer", IEEE CatCON conference, Nov. 21-23, 2019.
- [27] Hitachi Energy: TXpert™ Bushing Monitoring, Online verfügbar unter: <https://www.hitachienergy.com/products-and-solutions/transformers/the-tpert-ecosystem/tpert-solutions>, letzter Abruf 14.06.2024
- [28] Hitachi Energy: RelCare Produktseite, Online verfügbar unter: <https://www.hitachienergy.com/products-and-solutions/substations/substation-services/service-agreements/relcare>, letzter Abruf: 14.06.2024

STATUS	SECURITY LEVEL	DOCUMENT ID	REV.	LANG.	PAGE
Approved	Public	8DAB004901	A	de	23/24

- [29] Hitachi Energy: MSM Produktseite, Online verfügbar unter: <https://www.hitachienergy.com/de/de/products-and-solutions/high-voltage-switchgear-and-breakers/monitoring-and-controlled-switching/modular-switchgear-monitoring-msm>
- [30] Subasic, Milos, Veronica Biagini, Alexander Oudalov, Jochen Kreusel, Imke Hebbeln, Maximilian Rose, Tobias Pletzer, G. Bender. "On the Path to Autonomous Power System Management." In CIGRE Paris Session 2020.

STATUS	SECURITY LEVEL	DOCUMENT ID	REV.	LANG.	PAGE
Approved	Public	8DAB004901	A	de	24/24