

MASTERTHESIS  
Christopher Schade

# Aufrüstung eines Windenergieanlagen- Laborversuchsstands für den Einsatz in einem intelligenten Inselstromnetz

---

FAKULTÄT TECHNIK UND INFORMATIK  
Department Informations- und Elektrotechnik

Faculty of Computer Science and Engineering  
Department of Information and Electrical Engineering

Christopher Schade

Aufrüstung eines  
Windenergieanlagen-Laborversuchsstands für den  
Einsatz in einem intelligenten Inselstromnetz

Masterarbeit eingereicht im Rahmen der Masterprüfung  
im Studiengang *Master of Science Automatisierung*  
am Department Informations- und Elektrotechnik  
der Fakultät Technik und Informatik  
der Hochschule für Angewandte Wissenschaften Hamburg

Betreuender Prüfer: Prof. Dr.-Ing. Michael Röther  
Zweitgutachter: Prof. Dr.-Ing. Ingo Winzenick

Eingereicht am: 30. Januar 2024

**Christopher Schade**

**Thema der Arbeit**

Aufrüstung eines Windenergieanlagen-Laborversuchsstands für den Einsatz in einem intelligenten Inselstromnetz

**Stichworte**

SEMI-D, Inselnetz, Smart Grid, Microgrid, Energieversorgung, Windenergieanlage, Kommunikationstechnik, OPC UA, VDE, Anlagenschutz, SPS

**Kurzzusammenfassung**

Diese Arbeit beschäftigt sich mit der Aufrüstung, Fehlerfindung und Reparatur eines Windenergieanlagen-Laborversuchsstands für den Einsatz im intelligenten Inselnetz. Dazu werden die Normvorgaben nach VDE AR-N 4105 erarbeitet und umgesetzt. Es werden Konzepte zur Messwertverarbeitung, Steuerung und Kommunikation erstellt, wobei unterschiedliche Protokolle und weitere Aspekte beleuchtet werden. Auch die Parametrierung des Schutzgeräts für den Anlagenschutz ist ein wichtiger Teil dieser Arbeit. Nach dem Aufbau des zu entwerfenden Schaltschranks werden verschiedene Szenarien getestet, um die Einsatzfähigkeit der entwickelten Anlagenerweiterung zu bewerten.

**Christopher Schade**

**Title of Thesis**

Upgrading a wind turbine laboratory test bench for use in a smart islanding power grid

**Keywords**

SEMI-D, islanded Grid, Smart Grid, Microgrid, Energy supply, Wind power plant, communication technology, OPC UA, VDE, Plant protection, PLC

**Abstract**

This thesis is about the upgrade, troubleshooting and repair of a wind turbine laboratory test bench for the use in a smart islanded power grid. Therefore, standard specification will be worked out and implemented, according to VDE AR-N 4105. Concepts are created for

---

measurement acquisition, control and communication, whereby different protocols and other aspects are highlighted. Also, the parameterisation of the protection relays for plant protection is an important element of this thesis. After the construction of the control cabinet to be designed different scenarios will be tested to judge the operability of the developed plant extension.

# Inhaltsverzeichnis

Abbildungsverzeichnis	vii
Tabellenverzeichnis	ix
Abkürzungsverzeichnis	1
<b>1 Einleitung</b>	<b>2</b>
1.1 Zielsetzung . . . . .	3
1.2 Aufbau der Arbeit . . . . .	3
<b>2 Grundlagen</b>	<b>5</b>
2.1 Intelligente Netze . . . . .	5
2.1.1 Architektur . . . . .	5
2.1.2 Sonderfall Inselnetz . . . . .	7
2.1.3 Projektbeschreibung intelligentes Inselstromnetz . . . . .	8
2.2 OPC UA . . . . .	9
2.3 Windenergieanlagen . . . . .	10
2.3.1 Antriebskonzepte und Leistungskurven . . . . .	10
2.3.2 Betrieb im Inselnetz . . . . .	10
2.4 Spannungszwischenkreisumrichter . . . . .	11
2.4.1 Einschaltvorgang von Insulated Gate Bipolar Transistors (IGBTs)	12
2.4.2 Ausschaltvorgang von IGBTs . . . . .	13
<b>3 Der existierende Laborversuchsstand</b>	<b>15</b>
3.1 Beschreibung des Laborversuchsstands . . . . .	15
3.2 Fehlerbehandlung am Laborversuchsstand . . . . .	16
3.2.1 Fehlerbeschreibung . . . . .	16
3.2.2 Messkonzept . . . . .	17
3.2.3 Messaufbau . . . . .	18
3.2.4 Messergebnisse . . . . .	19

3.2.5 Fehlerbehebung . . . . .	21
<b>4 Vorgaben zum Anschluss von Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz nach VDE AR-N 4105</b>	<b>23</b>
4.1 Blindleistungsbereitstellung . . . . .	24
4.2 Netzstabilisierung und kritische Netzzustände . . . . .	26
4.2.1 Definition kritischer Netzzustände . . . . .	26
4.2.2 Verhalten bei Über- bzw. Unterfrequenz . . . . .	26
4.2.3 Verhalten bei Über- bzw. Unterspannung . . . . .	27
4.3 Netz- und Anlagenschutz (NA-Schutz) . . . . .	28
4.4 Zuschaltbedingungen für Erzeugungseinheiten . . . . .	29
<b>5 Konzeption</b>	<b>31</b>
5.1 Messwerterfassung . . . . .	31
5.2 Kommunikationskonzept . . . . .	33
5.2.1 Verbindung zum Netzmanagement . . . . .	33
5.2.2 Verbindung zur Anlage . . . . .	35
5.2.3 Verbindung zum Schutzgerät . . . . .	37
5.3 Steuerungskonzept . . . . .	39
<b>6 Umsetzung</b>	<b>44</b>
6.1 Funktion zur Wirkleistungsanpassung bei Frequenzabweichung . . . . .	44
6.1.1 Vorbetrachtungen . . . . .	44
6.1.2 Simulation der Wirkleistungsanpassung zur Frequenzhaltung . . . . .	48
6.2 Schaltschrankbau . . . . .	50
6.2.1 Steuerseite . . . . .	51
6.2.2 Leistungsseite . . . . .	54
6.2.3 Geräteprüfung nach VDE 0100-600 . . . . .	56
<b>7 Fazit und Ausblick</b>	<b>59</b>
<b>Literaturverzeichnis</b>	<b>x</b>
<b>Selbstständigkeitserklärung</b>	<b>xv</b>

# Abbildungsverzeichnis

1.1	Bruttostromerzeugung in $TWh$ in Deutschland 2022 [7]	2
2.1	Beispiel eines einfachen Smart Grids [2]	6
2.2	Steuerungsarchitekturen für Smart Grids [2]	6
2.3	Leistungs-Drehzahl-Diagramm einer drehzahlvariablen Windturbine [18]	11
2.4	Schemabild eines Spannungszwischenkreisumrichters [24]	12
2.5	Charakteristische Strom- und Spannungsverläufe beim Einschaltvorgang eines IGBTs [38]	13
2.6	Charakteristische Strom- und Spannungsverläufe beim Ausschaltvorgang eines Insulated Gate Bipolar Transistors (IGBTs) [38]	14
3.1	Schematischer Aufbau des Laborversuchsstands WEA 2	15
3.2	Betrieb der B6-Brücke in Vollbrückenschaltung	17
3.3	Aufbau für die Vermessung der IGBTs in Vollbrückenschaltung	19
3.4	Messergebnisse am IGBT $V_{1o}$ der netzseitigen Brücke	20
3.5	Ablaufdiagramm Handbetrieb	22
4.1	Anforderungen an Erzeugungseinheiten bezüglich der Blindleistungsbereitstellung an den Generatorklemmen [42]	24
4.2	$P/Q$ -Diagramm für Typ 2 mit $\sum S_{E,max} \leq 4,6 kVA$ an den Generatorklemmen im Verbraucherzählpeilsystem [42]	25
4.3	Wirkleistungsanpassung für Erzeugungseinheit (EZE) bei $s = 5\%$ [42]	27
4.4	Fault-Ride-Through (FRT)-Grenzkennlinien [42]	28
5.1	Verbindungsübersicht zur Datenübertragung	34
5.2	Schematisches Signalfussdiagramm der Sollwerte	40
5.3	Zustandsautomat der Anlagensteuerung	41
5.4	Elektroplanung der Leistungsseite des Schaltschranks	42

6.1	Programmablaufplan (PAP) der Wirkleistungsanpassung zur Frequenzhaltung . . . . .	47
6.2	Simulation der Wirkleistungsanpassung zur Frequenzhaltung . . . . .	49
6.3	Elektroplanung der Spannungsversorgung der aktiven Geräte . . . . .	52
6.4	Elektroplanung der Sicherheitsverschaltung der Stellmotoren -M1 und -M2	53
6.5	Schaltschrankaufbau . . . . .	57

# Tabellenverzeichnis

2.1	Vergleich der Steuerungsansätze für Smart Grids im Bezug auf Vor- und Nachteile . . . . .	7
4.1	Einstellwerte NA-Schutz [42] . . . . .	30
5.1	Übersicht der aufzunehmenden Messwerte nach [16] . . . . .	32
5.2	Datenaustausch zwischen speicherprogrammierbare Steuerung (SPS) und <i>Microlab Box</i> . . . . .	36
6.1	Übersicht der wichtigsten Betriebsmittel . . . . .	51
6.2	Schalterstellung in Abhängigkeit der Ansteuerbefehle . . . . .	53

# Abkürzungsverzeichnis

<b>ASM</b>	Asynchronmaschine
<b>BESS</b>	Battery Energy Storage System (deutsch: Batteriespeichersystem)
<b>BMK</b>	Betriebsmittelkennzeichen
<b>BMWK</b>	Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz
<b>DEA</b>	dezentrale Erzeugungsanlage
<b>DG</b>	Decentralised Generator (deutsch: dezentrale Erzeuger)
<b>DGASM</b>	doppelt gespeiste Asynchronmaschine
<b>EZA</b>	Erzeugungsanlage
<b>EZE</b>	Erzeugungseinheit
<b>FRT</b>	Fault-Ride-Through
<b>GM</b>	Gleichstrommaschine
<b>GSD</b>	Gerätstammdatei
<b>HAW</b>	Hochschule für Angewandte Wissenschaften
<b>HMI</b>	Human-Machine-Interface
<b>IGBT</b>	Insulated Gate Bipolar Transistor
<b>IP</b>	Internet Protocol
<b>LC</b>	lokale Steuerung (englisch: Local Controller)
<b>LSC</b>	netzseitiger Umrichter (englisch: Line Side Converter)
<b>MPP</b>	Maximum Power Point

<b>MSC</b>	maschinenseitiger Umrichter (englisch: Machine Side Converter)
<b>NA-Schutz</b>	Netz- und Anlagenschutz
<b>PAP</b>	Programmablaufplan
<b>PV</b>	Photovoltaik
<b>PWM</b>	Pulsweitenmodulation
<b>SEMI-D</b>	Smart-Energy-Mobility-Integration-Demonstrator
<b>SM</b>	Synchronmaschine
<b>SPS</b>	speicherprogrammierbare Steuerung
<b>TCP</b>	Transmission Control Protocol
<b>TIA</b>	Totally Integrated Automation
<b>TRBS</b>	Technische Regeln für Betriebssicherheit
<b>UDP</b>	User Datagram Protocol
<b>USV</b>	unterbrechungsfreie Stromversorgung
<b>WEA</b>	Windenergieanlage

# 1 Einleitung

Die Stromerzeugung in Deutschland, Europa und weiten Teilen der Erde befindet sich im Wandel. Der Wechsel von fossilen Primärenergieträgern hin zu erneuerbaren ist einer der wichtigsten Bestandteile im Bereich des Klimaschutzes. Vor allem im Bereich der Stromerzeugung ist dieser Wandel bereits seit Jahren zu beobachten.

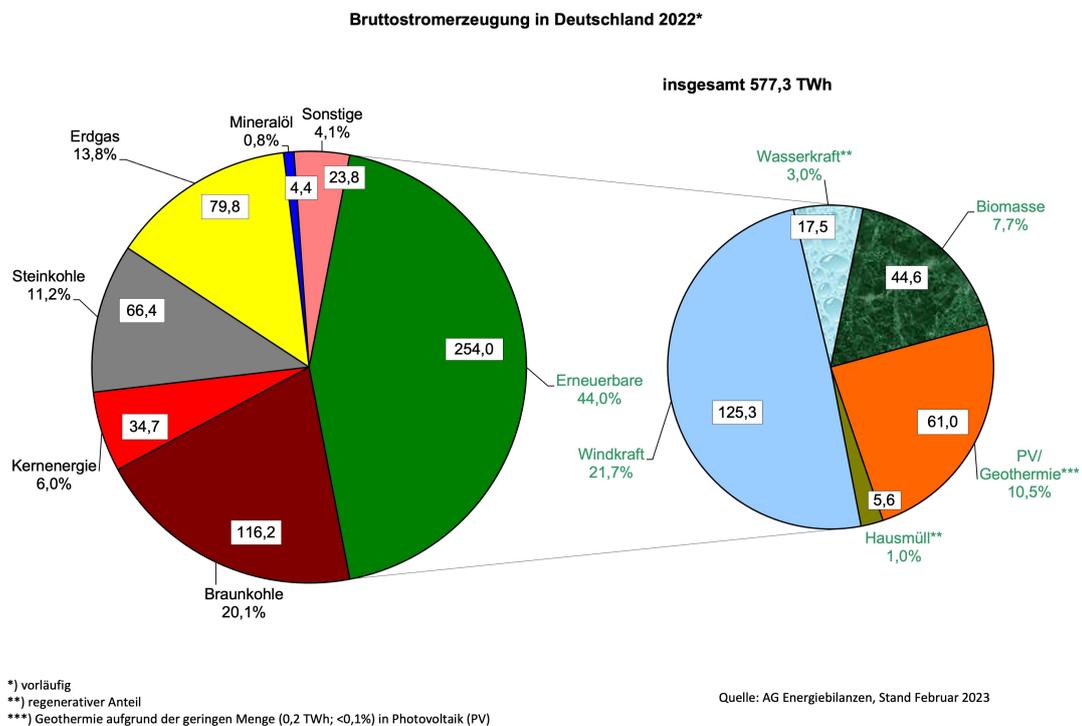


Abbildung 1.1: Bruttostromerzeugung in  $TWh$  in Deutschland 2022 [7]

Abbildung 1.1 zeigt die Anteile der einzelnen Erzeugungsarten an der Bruttostromerzeugung in Deutschland für das Jahr 2022. Mit 254,0  $TWh$  regenerativ erzeugter Energie ist die Gesamtheit der erneuerbaren Erzeuger die wichtigste Stütze der elektrischen Energieversorgung in Deutschland. Sie bilden einen Anteil von 44,0% und setzen damit das

Wachstum der letzten Jahre fort. [1, 39, 9]

Vor allem der Anteil der Windkraft ist hier hervorzuheben, welcher u. a. durch das Strategiepapier „Wind an Land“ des Bundesministeriums für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK) noch stärker gefördert werden soll. [1]

Aufgrund der fluktuierenden Verfügbarkeit der genutzten Primärenergiequellen, wie Wind oder Sonne, ist die Leistungsabgabe von erneuerbaren Erzeugungsanlage (EZA) oft schlecht planbar. Das stellt eine Herausforderung für die konventionellen Verbundnetze dar, welche für eine zu hohem Anteil prognostizierbare Energieerzeugung geschaffen wurden.

Ein auf diese Herausforderungen zugeschnittenes Konzept ist das der intelligenten Netze (englisch: Smart Grids), welche in Kapitel 2.1 eingeführt werden.

### 1.1 Zielsetzung

Das Ziel dieser Masterarbeit besteht darin, den Laborversuchsstand WEA 2 für den Betrieb im Smart Grid vorzubereiten. Die kommunikationstechnische Anbindung des Modells der Windkraftanlage soll über OPC UA realisiert werden.

Für die Anbindung des Versuchsstands an das Smart Grid ist ein Schaltschrank mit der benötigten Hardware zu entwerfen und aufzubauen. Dabei soll auch eine Kupplung zu einer anderen Erzeugungseinheit für einen Kurzschlussfall eingeplant werden. Der Aufbau und die Verdrahtung des Schaltschranks geschieht gemäß der bestehenden VDE Normen. Nach Funktionstests und -nachweis ist eine Gefährdungsbeurteilung durchzuführen.

Der Laborbetrieb darf durch die Erweiterung nicht gestört werden und muss weiterhin im vollen Umfang möglich sein.

Ein weiterer wichtiger Bestandteil dieser Arbeit ist die Fehlersuche und -behebung am Laborversuchsstand, sodass dieser wieder im vollen Funktionsumfang für den Laborbetrieb nutzbar ist.

### 1.2 Aufbau der Arbeit

Die Arbeit unterteilt sich in acht Kapitel. Nach dem Kapitel der Einleitung folgt ein Grundlagenkapitel, welches die wichtigsten Aspekte intelligenter Netze, ausgewählten Kommunikationsmodellen und Windenergieanlagen aufgreift.

Im Anschluss daran wird der Ausgangszustand des Windenergieanlagen-Laborversuchsstands beschrieben.

Das darauf folgende Kapitel behandelt die Vorgaben zum Anschluss von Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz, welche essenziell für die normgerechte Umsetzung dieser Arbeit sind.

Nach den Kapiteln Konzeption und Umsetzung wird in Kapitel 7 das Fazit dargelegt.

## 2 Grundlagen

### 2.1 Intelligente Netze

Der steigende Anteil an erneuerbaren Energien im Energiemix bringt die Notwendigkeit einer „[...] bedarfs- und verbrauchsorientierten Verknüpfung von Erzeugung und Nachfrage“ [6] mit sich. Eine zentrale Position nimmt dabei der Einsatz von Informations- und Kommunikationstechnik ein.

Für den Begriff der intelligenten Netze gibt es keine einheitliche Definition. Die vom BMWK unter [6] veröffentlichte Beschreibung versteht darunter die vollständige kommunikationstechnische Vernetzung aller Akteure des Energiesystems, „[...] von der Erzeugung über den Transport, die Verteilung bis hin zum Verbrauch [...]“ mit dem Energieversorgungsnetz. Die Definition der U.S. Department of Energy Microgrid Exchange Group ergänzt die Beschreibung des BMWKs dahingehend, dass sich das Netz wie eine einzige steuerbare Einheit verhält und sowohl den Betrieb am Verbundnetz, als auch als Inselnetz ermöglicht [2].

Als zentrales Element dienen hier u. a. intelligente Messsysteme (englisch: Smart Meter) und -konzepte, mit denen sich die Arbeit [16] ausgiebig auseinandersetzt.

Allgemein zeichnen sich intelligente Netze aber stets durch einen hohen Anteil regenerativer Erzeugungsanlagen aus [6].

#### 2.1.1 Architektur

Die Architektur von intelligenten Netzen kann sehr vielseitig sein. Dies ist u. a. abhängig von der Größe des Smart Grids, welche von wenigen hundert Kilowatt bis zu mehreren Megawatt reichen kann, aber auch von der Betriebsart (Verbundnetzbetrieb oder Inselnetzbetrieb). Ein vergleichsweise einfaches intelligentes Netz kann der Abbildung 2.1 entnommen werden.

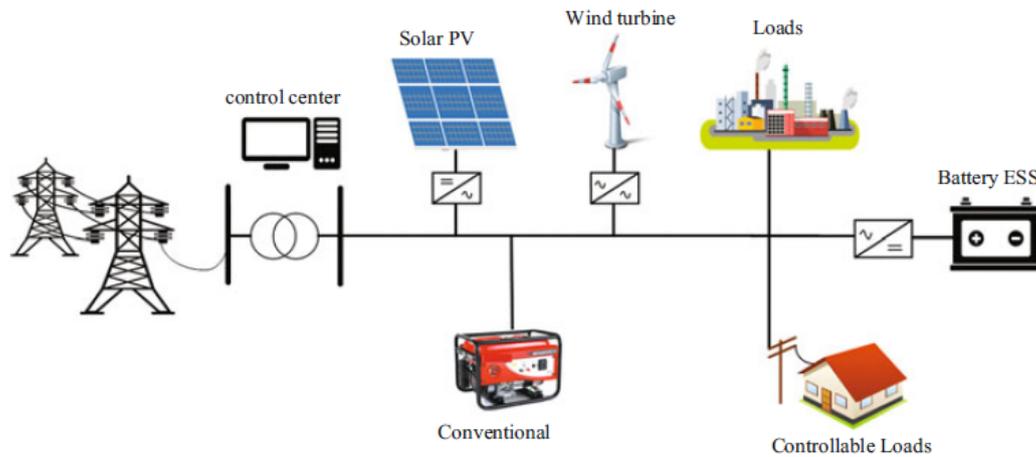


Abbildung 2.1: Beispiel eines einfachen Smart Grids [2]

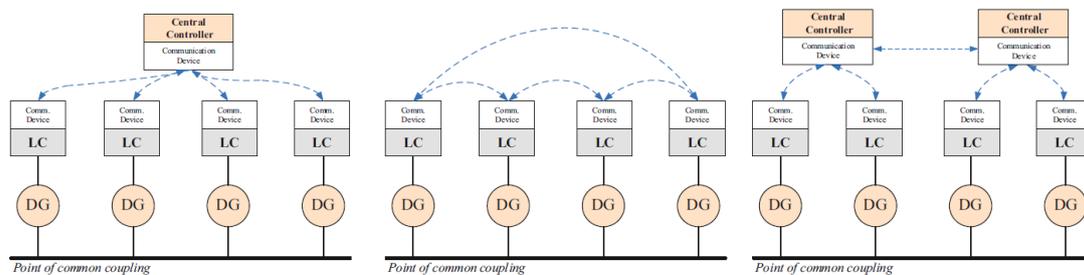


Abbildung 2.2: Steuerungsarchitekturen für Smart Grids [2]

Ähnlich wie in den konventionellen Verbundnetzen bildet eine Vielzahl von steuerbaren und nicht steuerbaren Verbrauchern die Leistungsenken des Netzes. Neben der nicht zwingend notwendigen Kopplung an das Verbundnetz wird die benötigte Energie vorwiegend durch dezentrale regenerative Erzeugungsanlagen (EZA) bereitgestellt, die durch konventionelle Erzeuger unterstützt werden. Zur Erhöhung der Verfügbarkeit werden die Netze oftmals um Energiespeichertechnologien ergänzt, wie z. B. das in Abbildung 2.1 zu sehende Battery Energy Storage System (deutsch: Batteriespeichersystem) (BESS). Seitens der Steuerung des Smart Grids gibt es unterschiedliche Ansätze. Neben dem zentralen Ansatz, der in Abbildung 2.1 gezeigt wird, bestehen der dezentrale Ansatz sowie der hybride Ansatz. Diese drei Ansätze können anhand der Abbildung 2.2 nachvollzogen werden.

Im *zentralen Steuerungsansatz* kommuniziert ein zentraler Controller mit den lokalen Controllern (LC) der Erzeugungsanlagen (EZA), welche in der Abbildung als Decentralised

Generator (deutsch: dezentrale Erzeuger) (DG) dargestellt sind. Dabei agieren die zentrale Steuerung als Master und die lokalen Steuerungen (englisch: Local Controllers) (LC) als Slaves, wobei der Master Spannungs- und Frequenzvorgaben an die Slaves kommuniziert.

Der *dezentrale Ansatz* verzichtet auf eine solche Master-Slave-Struktur. Die LC errechnen Sollwerte für die von ihnen gesteuerten Anlagen auf Grundlage lokaler Messungen und von den anderen LC geteilten Informationen, auf Basis von Peer-to-Peer-Kommunikation. Der *hybride Ansatz* verbindet die beiden zuvor beschriebenen Ansätze. Wie in Abbildung 2.2 zu erkennen ist, werden hier mehrere übergeordnete Steuerungen genutzt, die untereinander Daten austauschen. Jeder dieser Controller ist Master für die ihm untergeordneten Slaves, denen die Frequenz- und Spannungsvorgaben kommuniziert werden. Jede der aufgeführten Steuerungsansätze bringt unterschiedliche Vor- und Nachteile mit. Diese werden in der Tabelle 2.1 aufgelistet.

Tabelle 2.1: Vergleich der Steuerungsansätze für Smart Grids im Bezug auf Vor- und Nachteile

Ansatz	Vorteile	Nachteile
zentral	+ einfaches Energiemanagement + ermöglicht optimale Regelung und Steuerung	- anfällig für Single-Point-of-Failure Ausfälle - Erweiterung um neue Anlagen ist aufwändig
dezentral	+ robust gegen Ausfälle + einfache Erweiterbarkeit	- aufgrund der begrenzten Menge ausgetauschter Daten ist optimale Regelung nicht möglich - viel dezentrale Peripherie und dadurch hohe Kosten bei steigender Ausdehnung
hybrid	+ robuster als zentraler Ansatz + ermöglicht optimale Regelung	- Komplexität steigt proportional zur Ausdehnung - höherer Wartungsaufwand - weniger robust als dezentraler Ansatz

### 2.1.2 Sonderfall Inselnetz

Bei Microgrids mit einem dominierenden Anteil regenerativer EZA ist es notwendig, geeignete Mechanismen zu implementieren, um die stochastischen Einflüsse auf die Erzeugung (z. B. Abflachung der Windgeschwindigkeit) verlässlich handhaben zu können. Der oftmals hohe Anteil an DEA in Smart Grids sorgt für eine geringe Trägheit des Netzes, da ein Großteil dieser Erzeugungsanlagen Umrichter-basiert arbeitet [2]. Das kann unter Umständen zu Stabilitätsproblemen des Netzes führen, da vergleichsweise kleine Störungen zu großen Abweichungen in Frequenz und Spannung führen können. Als stabil wird ein Netz bezeichnet, dessen Zustandsvariablen in Folge einer Störung in den stationären Zustand zurückkehren. Unter regelungstechnischen Aspekten kann somit die Stabilität eines Netzes mit bekannten Verfahren untersucht werden. Im Fall linearer Sta-

bilität bieten sich die Verfahren nach Nyquist oder Hurwitz an. Bei der Betrachtung nichtlinearer Einflüsse muss die Stabilitätsbeurteilung mittels Ljapunov-basierter Verfahren erfolgen [2].

Um größere Laständerungen auffangen zu können, ist es für Microgrids im Inselnetzbetrieb notwendig, auf gewisse Energiespeicher zurückgreifen zu können, sollte das Netz keine rotierenden Massen, wie z. B. Synchronmaschinen (SM) aufweisen können. Weiterhin müssen die dezentrale Erzeugungsanlagen (DEA) im Inselnetz eigenständig in der Lage sein, das Gleichgewicht zwischen Last und Erzeugung halten zu können. Dabei kommt der Frequenzstabilität aufgrund der geringen Trägheit eine höhere Bedeutung zu als der Stabilität der Spannung [2].

### 2.1.3 Projektbeschreibung intelligentes Inselstromnetz

Im Projekt „Smart-Energy-Mobility-Integration-Demonstrator (SEMI-D)“ der Hochschule für Angewandte Wissenschaften (HAW) wird schrittweise ein intelligentes Energiesystem errichtet. Ziel ist es, eine Lehr- und Forschungsplattform zu schaffen, an der zentrale Fragen der Netzführung bei einem hohen Anteil dezentraler Erzeugungsanlagen und Elektrofahrzeugen untersucht werden können [29].

Schrittweise wird in den Räumen der Labore für elektrische Energietechnik ein Niederspannungs-Inselnetz aufgebaut. Durch die Entwicklung eines multidirektionalen Kommunikationsnetzes wird das Inselnetz zu einem intelligenten Stromnetz. Die bereits bestehenden Laborversuchsstände stellen die Erzeugungs- bzw. Verbrauchsanlagen dar. Als DEA dienen je zwei Laborversuchsstände für Photovoltaik (PV) und Windenergie. Die Netzbildung wird durch zwei SM übernommen. Ergänzt wird die Erzeugerseite durch ein geplantes BESS.

Als Verbraucher stehen vier Asynchronmaschinen (ASM) zur Verfügung.

Über einen zentralen Netzleitstand erfolgt das Netzmanagement analog zum in Abschnitt 2.1.1 beschriebenen zentralen Ansatz. Darunter fallen die Netzregelung, sowie die Netzanalyse. Bei der Netzregelung werden den DEA Wirk- und Blindleistungsvorgaben übermittelt, um eine stabile Frequenz und Spannung sicher zu stellen. Sollte es hier zu unzulässig hohen Abweichungen kommen, auf die in Kapitel 4 Bezug genommen wird, passen die dezentralen Erzeuger eigenständig ihre Leistungsabgabe an, um das Inselnetz in einen stabilen Zustand zu führen.

### 2.2 OPC UA

OPC UA ist ein offener Kommunikationsstandard, der 2008 von der OPC Foundation veröffentlicht wurde [23]. Die Abkürzung steht für *Open Platform Communication Unified Architecture* und ist speziell für den Datenaustausch zwischen unterschiedlichen Geräten mit unterschiedlichen Datenstrukturen entwickelt worden. Oftmals bildet es die Datenschnittstelle zwischen den einzelnen Ebenen der bekannten Automatisierungspyramide<sup>1</sup>, von der Feldebene bis hin zur Unternehmensleitebene.

Bei OPC UA handelt es sich um einen vollständig objektorientierten Standard, der neben einem Client-Server-Modell auch die Möglichkeit von Publish-Subscribe-Kommunikation unterstützt, wobei nur erstgenanntes verbindungsorientiert arbeitet [34].

Wie o. g., ist OPC UA vollständig objektorientiert. Bei der Implementierung von sog. Adressräumen (englisch: Name Spaces) wird dies ersichtlich. Adressräume bestehen aus Knoten, welche Ordner, Objekte, einzelne Variablen, Methoden oder Eigenschaften sein können.

Jeder Knoten besitzt Attribute, die nur vom Client gelesen, geschrieben oder abonniert werden können. Diese Attribute umfassen z. B. die einzigartige NoteID, die zur eindeutigen Identifizierung eines Knotens dient, aber auch das BrowseName-, sowie das DisplayName-Attribut. Weiterhin wird bei den Attributen der Datentyp und Wert des Knotens festgelegt.

Bei der Erstellung eines Adressraums werden Typen angelegt. Diese sind im Sinne der objektorientierten Programmierung Klassen, die durch den Administrator angelegt werden. Von diesen Typen werden Instanzen erzeugt, die das Datenmodell der betreffenden Anlage enthalten. Im Betrieb kann der Client nur auf Instanzdaten zugreifen.

Mit Hilfe dieser Datenmodellierung ist es möglich, einheitliche Informationsmodelle für gleichartige Anlagen zu standardisieren. Hier wird von Companion Specifications gesprochen.

Weiterhin ist wichtig zu erwähnen, dass der OPC UA-Server Methoden zur Verfügung stellen kann, die vom Client aufrufbar sind. Dieser Vorgang ist allgemein als Method-Call bekannt.

---

<sup>1</sup>Die Automatisierungspyramide definiert Hierarchieebenen in einem Automatisierungssystem, in denen unterschiedliche Aufgaben zu erfüllen sind. Sie wird unterteilt in die Feldebene, Prozessleitebene, Betriebsleitebene, Produktleitebene und Unternehmensleitebene. [19]

## 2.3 Windenergieanlagen

### 2.3.1 Antriebskonzepte und Leistungskurven

Die heute genutzten Windenergieanlagen (WEA) nutzen die aerodynamisch über den Wind aufgenommene Leistung und formen diese über mechanische bzw. elektro-mechanische Komponenten, wie Getriebe und Generatoren, in elektrische Leistung um.

Es besteht eine Vielzahl an Varianten und Ausführungen, sowohl was die Wahl der Komponenten betrifft, als auch die Netzanbindung.

Bei den Hauptkomponenten der Umformungskette entscheiden sich die Hersteller i. d. R. zwischen der Verwendung von Asynchronmaschinen (ASM) und Synchronmaschinen (SM). Die Anbindung der WEA kann unterschiedlich ausgeführt sein. Die wichtigsten Anbindungsarten sind die Anbindung mit direkter Netzkopplung (dänisches Prinzip), die Anbindung mit ASM im Vollumrichterbetrieb, bei der die gesamte elektrische Leistung über einen einzigen Wechselrichter ins Netz gespeist wird, und die Anbindung mit doppelt gespeister ASM, wobei der Stator direkt an das Netz verbunden wird und die Rotorleistung über einen Umrichter in das Netz eingespeist wird. Detaillierte Ausführungen zu diesen Generatorkonzepten finden sich u. a. in [4, 8, 25].

Zentral für die Leistungseinspeisung ist die Drehzahl des verwendeten Generators. Diese kann u. a. über Getriebeübersetzung und Blattstellwinkel beeinflusst werden. Dadurch wird es möglich die Abgabeleistung unabhängig von der aerodynamisch aufgenommenen Leistung zu regeln [17].

Der Zusammenhang zwischen Drehzahl, Rotordrehmoment und Leistung wird im Leistungs-Drehzahl-Diagramm der Windturbine ersichtlich.

Die Abbildung 2.3 stellt ein solches Leistungs-Drehzahl-Diagramm dar. Es sind die Leistungskennlinien in Abhängigkeit der Rotordrehzahl bei unterschiedlichen Windgeschwindigkeiten aufgetragen. Für jede dieser Kennlinien ergibt sich ein Punkt der maximalen Leistung, der sog. Maximum Power Point (MPP). Durch das Verbinden der einzelnen MPPs ergibt sich die MPP-Kurve  $P_{max} = f(v_{Wind})$ , die das Leistungsoptimum über die verschiedenen Windgeschwindigkeiten hinweg angibt.

### 2.3.2 Betrieb im Inselnetz

WEA werden bereits seit den 70er-Jahren in Inselnetzen betrieben [17]. Allerdings müssen sie stets durch Speichersysteme oder andere Generatortypen ergänzt werden, um

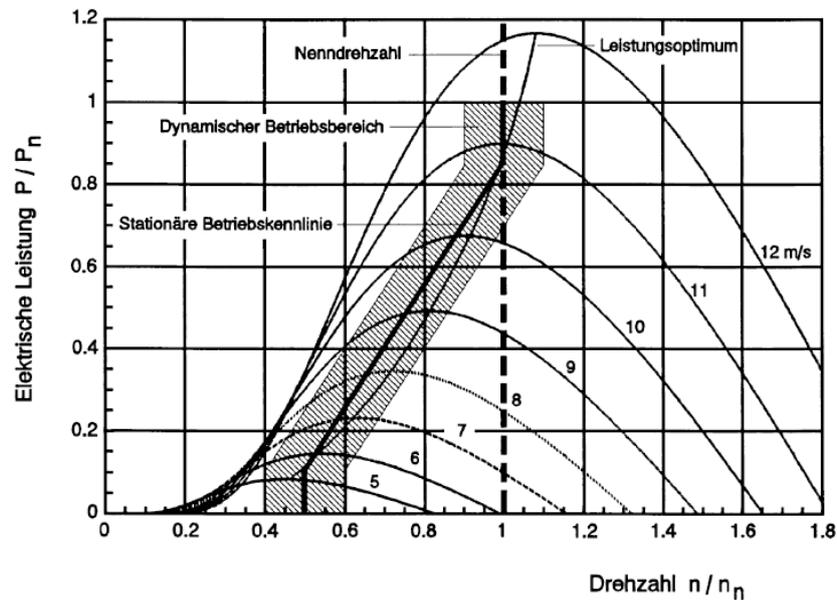


Abbildung 2.3: Leistungs-Drehzahl-Diagramm einer drehzahlvariablen Windturbine [18]

bei Windflauten die Versorgungssicherheit zu gewährleisten. Weiterhin ist bei WEA mit Asynchrongenerator darauf zu achten, dass diese prinzipbedingt nicht imstande sind, eigenständig Netze aufzubauen. Ausnahmen bilden hier Anlagen mit netzbildenden Umrichtern, die sich aktuell aber noch in der Entwicklungsphase befinden [14]. Entsprechend können solche WEA nur im Parallelbetrieb zum netzbildenden Generator betrieben werden. Dieser Generator wird zumeist durch eine SM dargestellt, die neben der Netzführung auch die Bereitstellung des von der ASM benötigten Erregerstroms übernimmt.

## 2.4 Spannungszwischenkreisumrichter

Für die Konzepte der ASM mit Vollumrichter oder der doppelt gespeiste Asynchronmaschine (DGASM) ist der Einsatz von Umrichtern unumgänglich. Diese leistungselektronischen Bauteile ermöglichen das Wechsel- bzw. Gleichrichten von Spannungen.

In den Laborversuchsständen WEA 1 und WEA 2 sind Spannungszwischenkreisumrichter verbaut. Der schematische Aufbau kann anhand der Abbildung 2.4 nachvollzogen werden.

Die Energieumwandlung durch Spannungszwischenkreisumrichter geschieht im Gegensatz zu Direktumrichtern in zwei Schritten. Für die Erläuterung wird der Leistungsbezug

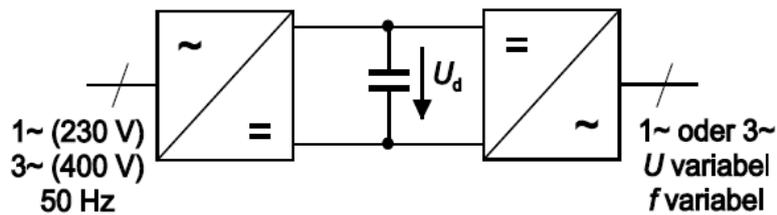


Abbildung 2.4: Schemabild eines Spannungszwischenkreisumrichters [24]

(Verbraucherzählpeilsystem) aus einem Netz angenommen. Im ersten Schritt wird die anliegende Netzspannung durch den netzseitigen Umrichter (LSC, englisch: Line Side Converter) gleichgerichtet. Die wellige Gleichspannung  $U_d$  bzw.  $U_{ZK}$  speist einen Gleichspannungszwischenkreis. Der verbaute Zwischenkreiskondensator  $C_{ZK}$  glättet diese. Im zweiten Schritt wird die Gleichspannung durch den maschinenseitigen Umrichter (MSC, englisch: Machine Side Converter) in eine pulsformige Wechselspannung konvertiert. Die Frequenz und der Effektivwert der Wechselspannung können unabhängig voneinander verstellt werden [24].

### 2.4.1 Einschaltvorgang von IGBTs

Aufgebaut sind sowohl der LSC als auch der MSC als typische B6-Brückenschaltungen mit IGBTs. Durch Ansteuerung der Gate-Emitter-Spannung  $U_{GE}$  wird der IGBT leitend. Im leitenden Zustand stellt sich ein Kollektorstrom  $i_C$  ein und die Kollektor-Emitter-Spannung  $U_{CE}$  geht gegen Null. Abbildung 2.5 zeigt charakteristische Verläufe der Größen im Einschaltvorgang.

Zum eingezeichneten Zeitpunkt  $t_1$  wird die Gate-Emitter-Spannung angelegt. Bei Überschreiten des Grenzwertes  $U_{GE,th}$  zum Zeitpunkt  $t_2$  erfolgt ein Spannungseinbruch der Kollektor-Emitter-Spannung, was zu einem Anstieg des Kollektorstroms  $i_C$  führt. Zum Zeitpunkt  $t_3$  hat  $i_C$  sein Maximum erreicht. Dieses wird durch eine Rückstromspitze  $I_{rrm}$  erzeugt, die durch die parallel geschaltete SI-Diode hervorgerufen wird [38]. Erst nach Auftreten der Rückstromspitze ist die parallel geschaltete Freilaufdiode in der Lage Spannung aufzunehmen, was ein Absinken der Kollektor-Emitter-Spannung über dem IGBT zur Folge hat. Durch Effekte in der Freilaufdiode fällt  $i_C$ .

Ab Zeitpunkt  $t_4$  wird die Raumladungszone der Diode aufgebaut und übernimmt die

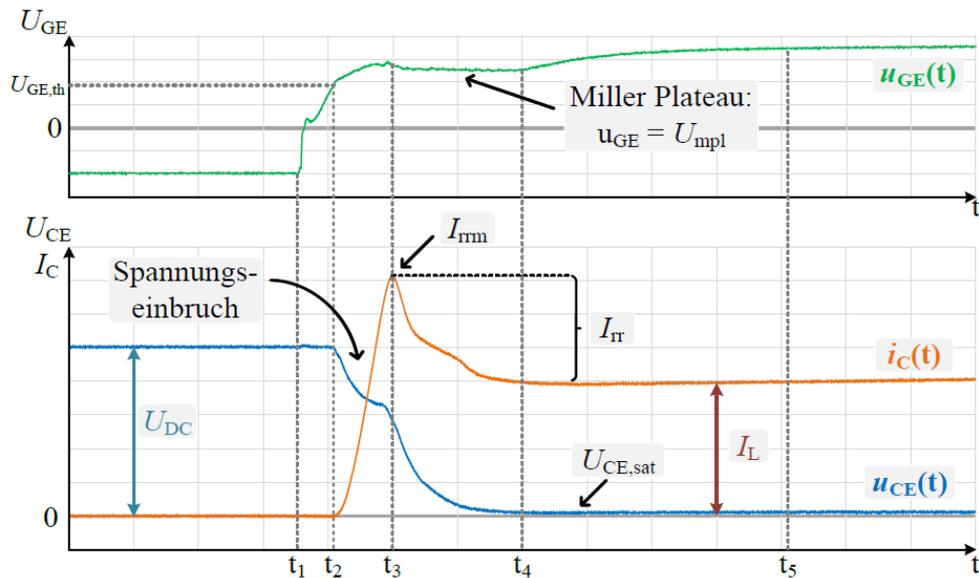


Abbildung 2.5: Charakteristische Strom- und Spannungsverläufe beim Einschaltvorgang eines IGBTs [38]

Spannung des IGBT. Es kommt zur Umladung parasitärer Kapazitäten, was einen Anstieg der Gate-Emitter-Spannung zur Folge hat. Nach vollzogener Umladung erreicht  $U_{GE}$  einen stationären Wert, dessen erstmaliges Erreichen den Abschluss des Einschaltvorgangs zum Zeitpunkt  $t_5$  kennzeichnet.

Es ist erkennbar, dass zwischen Anlegen der Gate-Emitter-Spannung bis zum Einstellen des konstanten Kollektorstroms eine Verzögerungszeit vorhanden ist, die Einschaltverzögerung genannt wird.

#### 2.4.2 Ausschaltvorgang von IGBTs

Die Abbildung 2.6 zeigt charakteristische Verläufe der wichtigen Größen am IGBT während dessen Ausschaltvorgangs.

Zum Zeitpunkt  $t_6$  erfolgt das Sperrsignal der Treiberplatine, was einen Spannungseinbruch von  $U_{GE}$  zur Folge hat. Es folgt die Entladung parasitärer Kapazitäten. Diese verlangsamen den Abbau der Gate-Emitter-Spannung erheblich. Während dieser Zeit verbleibt der IGBT leitend.

Erst ab Zeitpunkt  $t_8$  startet die eigentliche Stromabfallphase. Der IGBT übernimmt die gesamte Zwischenkreisspannung, wodurch die Freilaufdiode leitend wird. Der Laststrom

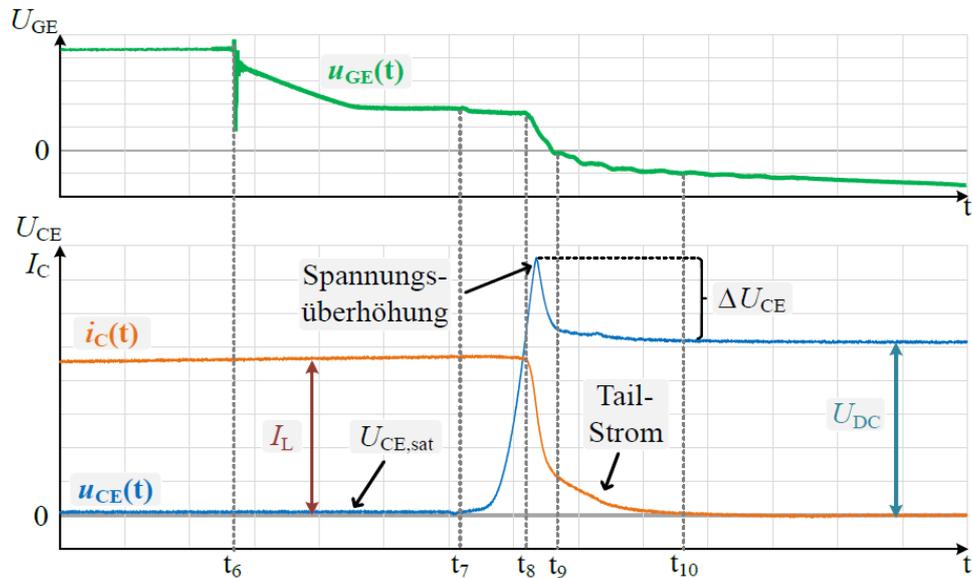


Abbildung 2.6: Charakteristische Strom- und Spannungsverläufe beim Ausschaltvorgang eines IGBTs [38]

$I_{Last}$  kommutiert auf die Freilaufdiode, was das Absinken des Kollektorstroms am IGBT bewirkt.

Ab  $t_9$  beginnt die sog. Tailstromphase, in der sich die letzten Ladungsträger im IGBT durch Rekombination abbauen. Diese Phase kann lt. [38] mehrere Mikrosekunden andauern.

Festzustellen ist, dass die Ausschaltverzögerung deutlich länger ist als die Einschaltverzögerung. Bei Beschaltung von Halbbrücken ist dies zu beachten, um Zweigkurzschlüsse zu vermeiden. Die standardmäßig genutzte Halbbrückensteuerung über Pulsweiten modulierte Signale muss sicherstellen, dass beide IGBTs nie zur selben Zeit leitend sind. Am Laborversuchsstand WEA 2 wird dies über Totzeiten der PWM-Signale im Mikrosekundenbereich sichergestellt [5].

Detailliertere Ausführungen und Analysen der Spannungs- und Stromverläufe finden sich in [38].

## 3 Der existierende Laborversuchsstand

### 3.1 Beschreibung des Laborversuchsstands

Der Laborversuchsstand WEA 2 dient zur Simulation einer Windkraftanlage mit Asynchrongenerator für Netz-, Vollumrichter- und doppelt gespeisten Betrieb. Angetrieben wird die ASM durch eine Gleichstrommaschine (GM), welche die „[...] in der Realität vom Rotor über die mechanischen Übertragungselemente an den Generator abgegebene mechanische Leistung [...]“ [5] liefert.

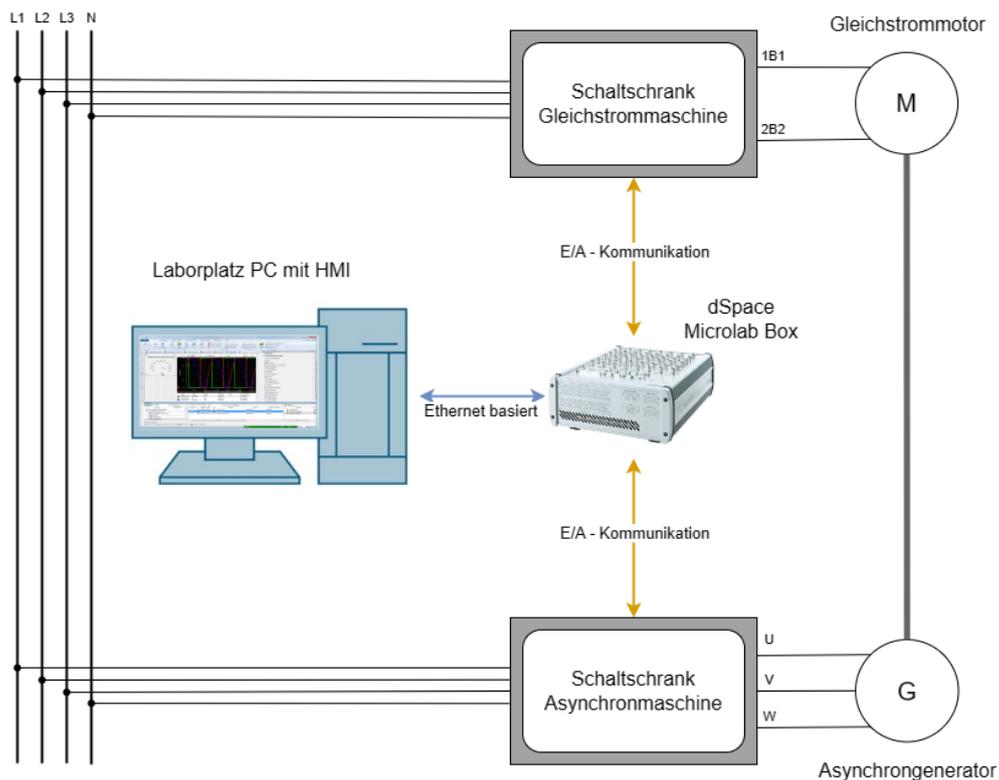


Abbildung 3.1: Schematischer Aufbau des Laborversuchsstands WEA 2

Die zur Ansteuerung der GM notwendigen Komponenten sind in einem Schaltschrank verbaut. Über einen zweiten Schaltschrank, welcher leistungselektronische Komponenten sowie Steuerungs-, Regelungs-, Mess- und Schutzeinrichtungen enthält, wird die Netzeinspeisung der ASM geregelt. Zentrales Element ist hier der Spannungszwischenkreisrichter, der die Leistungsregelung umsetzt.

Die Leistungsvorgaben im Laborversuch werden über ein in der Software *ControlDesk* entwickeltes Human-Machine-Interface (HMI) eingestellt. Über eine Ethernet-basierte Verbindung mit dem Echtzeitrechner *MicrolabBox* der Firma *dSpace* werden die Daten an die Anlage übertragen. Die *MicrolabBox*, auf der die Steuerungs- und Regelungsalgorithmen der Anlage laufen, berechnet Stellwerte, die über Analog- und Digitalbaugruppen an die Komponenten des ASM-Schaltschranks übertragen werden. Schematisch wird der Laborversuchsstand in Abbildung 3.1 dargestellt. Weitere Ausführungen finden sich in [5].

## 3.2 Fehlerbehandlung am Laborversuchsstand

### 3.2.1 Fehlerbeschreibung

Der Laborversuchsstand WEA 2 wurde in der Arbeit [5] entwickelt und aufgebaut. Eine der Anforderungen dieser Arbeit war die Implementierung einer verbesserten und detaillierteren Fehlererkennung im Vergleich zum vorherig aufgebauten Laborversuchsstand WEA 1.

Die in [5] implementierten Zweigkurzschlussmeldungen für beide B6-Umrichterbrücken lösen während der Versuche aus und führen damit zu einer Notabschaltung des Versuchsstandes. Besonders auffällig ist, dass die Kurzschlussüberwachung nicht stets für den selben Zweig der selben Brücke anspringt, sondern rein zufällig aufzutreten scheint. Die Kurzschlussüberwachung ist auf der IGBT-Treiberplatine *SKHI 20opA* der Firma SEMIKRON implementiert. Sie ist als low-aktive  $U_{CE}$ -Überwachung umgesetzt [30]. Diese löst aus bei einer Kollektor-Emitterspannung  $U_{CE} > 7,5 V$ , was zu einer weichen Abschaltung (englisch: soft turn-off) der Halbbrücke führt. Ausführliche Beschreibungen zur Kurzschlussfassung mittels  $U_{CE}$ -Monitoring und zur Kurzschlussabschaltung finden sich in [24, 37].

### 3.2.2 Messkonzept

Die auftretenden Fehlermeldungen weisen auf Defekte der Leistungshalbleiter hin. Um mögliche Defekte einzelner IGBTs ausschließen zu können, sollen mit den ersten Messungen die Gate-Emitter-Spannung  $u_{GE}(t)$ , die Kollektor-Emitterspannung  $u_{CE}(t)$  und der Kollektorstrom  $i_C(t)$ <sup>1</sup> beim Schaltvorgang aufgenommen werden. Zusätzlich dazu wird das Fehlersignal an der Treiberplatine abgegriffen.

Hierzu werden die einzeln zu vermessenden B6-Brücken in Vollbrückenschaltung (auch bekannt als H-Brücke) betrieben. Der schematische Aufbau kann der Abbildung 3.2 entnommen werden.

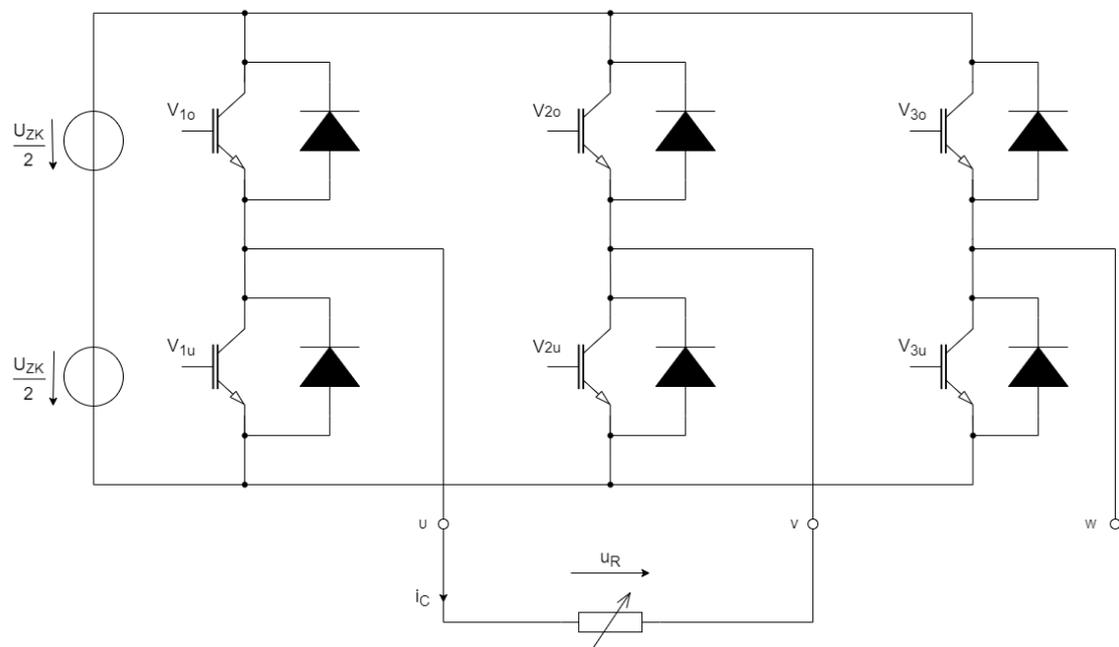


Abbildung 3.2: Betrieb der B6-Brücke in Vollbrückenschaltung

Die einphasige ohmsche Last wird mit zwei Lastklemmen der B6-Brücke verbunden. Der dritte, nicht verbundene Zweig ist für den Versuch inaktiv und wird nicht beschaltet. In der dargestellten Verschaltung ist nun die Vermessung der IGBTs  $V_{1o}$ ,  $V_{1u}$ ,  $V_{2o}$  und  $V_{2u}$  möglich. Um die IGBTs  $V_{3o}$  und  $V_{3u}$  zu vermessen, muss die ohmsche Last mit der Lastklemme W verbunden sein.

<sup>1</sup>Die hier aufgeführten Größen sind zeitlich veränderlich und werden durch klein geschriebene Formelzeichen gekennzeichnet. Im weiteren Verlauf wird auf die zusätzliche Kennzeichnung „(t)“ verzichtet.

Die Ansteuerung der IGBTs erfolgt über ein HMI im ControlDesk. Die Gate-Emitter-Spannung des zu vermessenden IGBTs wird mit einer PWM beaufschlagt, wodurch dieser für die Zeit der Messung zwischen leitendem und sperrendem Zustand wechselt. Der diagonal gegenüberliegende IGBT ist für die Zeit der Messung durchgehend leitend geschaltet. Die beiden anderen an der Vollbrücke beteiligten IGBTs sind gesperrt. Somit lässt sich die gewünschte Stromflussrichtung durch die Last einstellen. Der durch den Widerstand fließende Strom ist der Kollektorstrom  $i_C$  des getakteten IGBTs. Die zeitlichen Verläufe der Spannungen  $U_{GE}$  und  $U_{CE}$  werden direkt an den Kontakten der Treiberplatinen erfasst. Diese sind direkt mit den Anschlüssen der IGBT-Module der Baureihe *SK30GB128* [31] von SEMIKRON verbunden.

#### 3.2.3 Messaufbau

Um die beschriebenen Messungen durchführen zu können, müssen Messleitungen an innen liegende Bauteile der B6-Brücken *SKS 11F B6CI 07 V12* [32] von SEMIKRON angeschlossen werden. Folglich ist es nicht möglich den Schaltschrank während des Betriebs vollständig zu verschließen. Um das dadurch entstehende Risiko zu begrenzen, werden alle notwendigen Spannungen durch Labornetzteile bereit gestellt. Somit können die Messungen durchgeführt werden, ohne dass die Spannungsversorgung im Schaltschrank aktiv ist.

Durch Labornetzteile werden die Versorgungsspannungen  $\pm 15 V$  für die Versorgung der IGBT-Treiberplatinen und Hall-Sensoren sowie  $24 V$ -Versorgung der Lüfter bereitgestellt.

Weiterhin wird die Zwischenkreisspannung durch eine Gleichspannungsquelle *SM 660-AR-11* der Firma DELTA ELEKTRONIKA an den B6-Brücken angelegt. Die verwendete Spannungsquelle kann bei einer Spannung von bis zu  $U = 660 V$  einen Strom von maximal  $I = 11 A$  liefern [13].

Für die Messungen der Spannungen und Ströme wird das in Abbildung 3.3 zu sehende Oszilloskop genutzt. Die zu messenden Spannungen werden über Differenzialastköpfe potenzialfrei erfasst, damit evtl. falsch angeschlossene Messverbindungen zu keiner Beschädigung der zu vermessenden Brücken führen können.

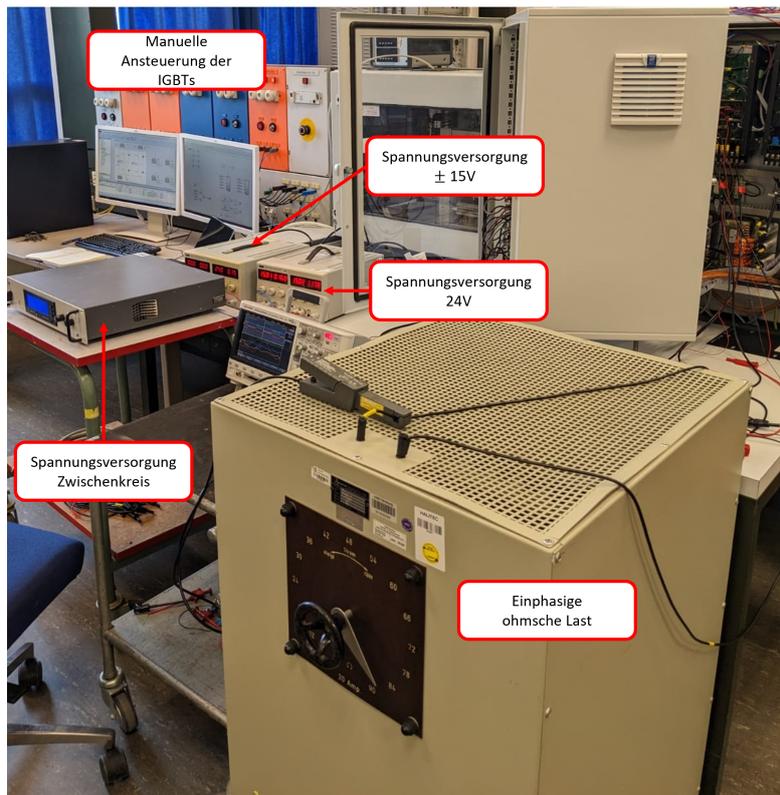


Abbildung 3.3: Aufbau für die Vermessung der IGBTs in Vollbrückenschaltung

#### 3.2.4 Messergebnisse

Bei den Messungen mit dem beschriebenen Verfahren können bei beiden Brücken keine Defekte an den IGBTs festgestellt werden (vgl. Abschnitt 2.4.1 und Abschnitt 2.4.2). Stellvertretend werden in Abbildung 3.4 die gemessenen Größen dargestellt.

In diesem Zusammenhang ist es wichtig zu erwähnen, dass die Messungen für alle zwölf vermessenen IGBTs ein sehr ähnliches Bild aufweisen. Durchgeführt wurden die Messungen mit einer einphasigen ohmschen Last von  $R = 84 \Omega$ .

Die Spannungsverläufe  $u_{GE}$  und  $u_{CE}$  sowie der Verlauf des Kollektorstroms  $i_C$  zeigen typische Verläufe und sind unauffällig. Allerdings ist beim low-aktiven Fehlersignal zu bemerken, dass dieses immer wieder deutliche Ausreißer hat, welche möglicherweise der Grund für die Auslösung der Notabschaltung des Laborversuchsstands sind. Diese Vermutung konnte in weiteren Test aber nicht weiter verifiziert werden.

Anhand dieser Messungen kann keine Fehlfunktion der Leistungshalbleiter festgestellt

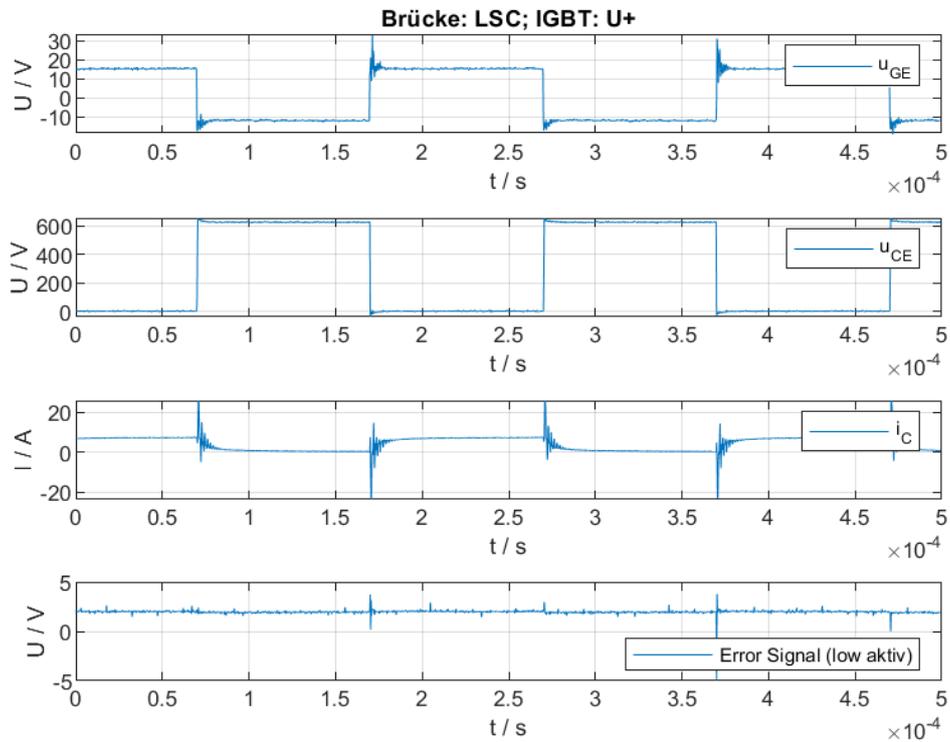


Abbildung 3.4: Messergebnisse am IGBT  $V_{1o}$  der netzseitigen Brücke

werden, weshalb im nächsten Schritt eine dreiphasige Last an die Lastklemmen der B6-Brücke angeschlossen wird. Alle Zweige werden durch PWM-Signale angesteuert. Auch hier sind bei beiden Brücken an der Last sinusförmige Ströme zu messen, was die Ergebnisse des vorangegangenen Versuchs validiert.

Die Vermutung, dass ein möglicher Defekt auf den Treiberplatinen vorliegt, konnte durch den Austausch beider B6-Brücken nicht bestätigt werden, weshalb wieder auf die ursprünglich verbauten Brücken zurück gerüstet wurde. Bei den Umbauarbeiten ist aufgefallen, dass ein Kabel des Steckers C3, welches die +15V Spannungsversorgung der Hallsensoren führt, aus dem Stecker ausgerissen war. Die Leitung wurde anschließend neu mit dem Stecker verbunden und verlötet.

### **3.2.5 Fehlerbehebung**

Da in den durchgeführten Messungen keine Defekte der Leistungshalbleiter feststellbar sind und im Teststand WEA 1 die Kurzschlussüberwachung gar nicht implementiert wurde, wird diese auch für den Laborversuchsstand WEA 2 deaktiviert. Alle weiteren Signale und Ereignisse, die zur Notabschaltung führen würden, sind von den Änderungen nicht betroffen, wodurch die sichere Nutzung des Laborteststandes weiterhin gewährleistet ist. Mit dieser Anpassung arbeitet der Laborversuchsstand in allen Versuchen einwandfrei im Automatikbetrieb, welcher für die Durchführung des Labors die größte Relevanz hat. Der Handbetrieb ist nicht bei allen Versuchen im vollen Umfang einsetzbar, wobei hier nicht festzustellen ist, ob die volle Einsetzbarkeit zuvor gegeben war. In den Versuchen *ASM\_Drehzahl* und *ASM\_Leistung* lässt sich im Handbetrieb die Windsimulation und das MPP-Tracking nicht zuschalten. Das aktualisierte Ablaufdiagramm für die Nutzung des Handbetriebs kann der Abbildung 3.5 entnommen werden.

### 3 Der existierende Laborversuchsstand

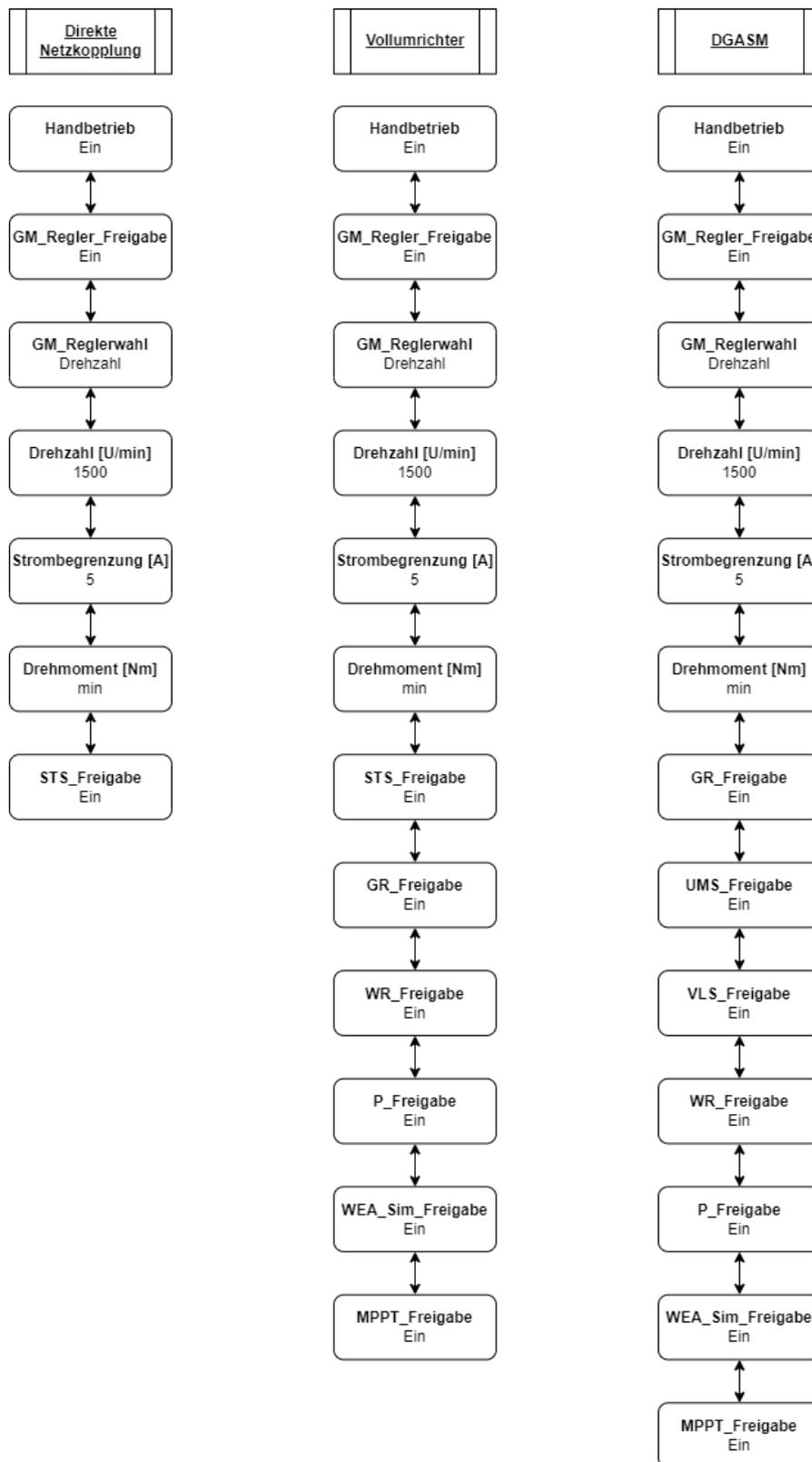


Abbildung 3.5: Ablaufdiagramm Handbetrieb

## 4 Vorgaben zum Anschluss von Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz nach VDE AR-N 4105

Die VDE AR-N 4105 [42] legt Richtlinien für den Anschluss und den Betrieb von EZA und Speichern am Niederspannungsnetz fest. Die Norm unterscheidet zwischen EZA und Erzeugungseinheiten (EZE), wobei eine EZA aus mehreren EZE bestehen kann. Die EZA werden in Typ-1- und Typ-2-Anlagen eingeteilt. Typ-1-Anlagen beinhalten ausschließlich EZE des Typs 1. EZE vom Typ 1 erzeugen die gesamte elektrische Energie ausschließlich durch einen Synchrongenerator, welcher direkt mit dem Netz gekoppelt ist. Alle anderen EZE bzw. EZA, die nicht den Anforderungen des Typs 1, entsprechen werden als Anlagen oder Einheiten des Typs 2 definiert.

Die Unterscheidung beider Anlagentypen führt an einigen Stellen zu unterschiedlichen normativen Vorgaben durch VDE AR-N 4105. In den nachfolgenden Abschnitten werden stets die geltenden Richtlinien für Typ-2-Anlagen beschrieben. Die Richtlinien für Typ-1-Anlagen können in [42] nachvollzogen werden. Ergänzende Ausführungen finden sich in [20].

Anzuwenden ist diese Norm für EZA mit einer maximal erzeugbaren Wirkleistung von  $P_{A,max} < 135 \text{ kW}$ . Der Index  $A$  kennzeichnet Größen, die sich auf die Erzeugungsanlage beziehen. Der Index  $E$  kennzeichnet Größen der Erzeugungseinheiten.

Sollte  $P_{A,max} \geq 135 \text{ kW}$  sein, gelten für diese Anlage die technischen Anschlussregeln am Mittelspannungsnetz nach VDE AR-N 4110 [43].

## 4.1 Blindleistungsbereitstellung

Im Sinne der Netzstabilität ist es in bestimmten Fällen notwendig, die Wirkleistungseinspeisung der EZA zugunsten einer gesteigerten Blindleistungseinspeisung anzupassen. Dabei gilt die in Abbildung 4.1 gezeigte Grafik unter normalen stationären Betriebsbedingungen. Die Blindleistungsanpassung zur Netzstabilisierung im Sinne der Spannungshaltung ist hier explizit nicht mit einbegriffen.

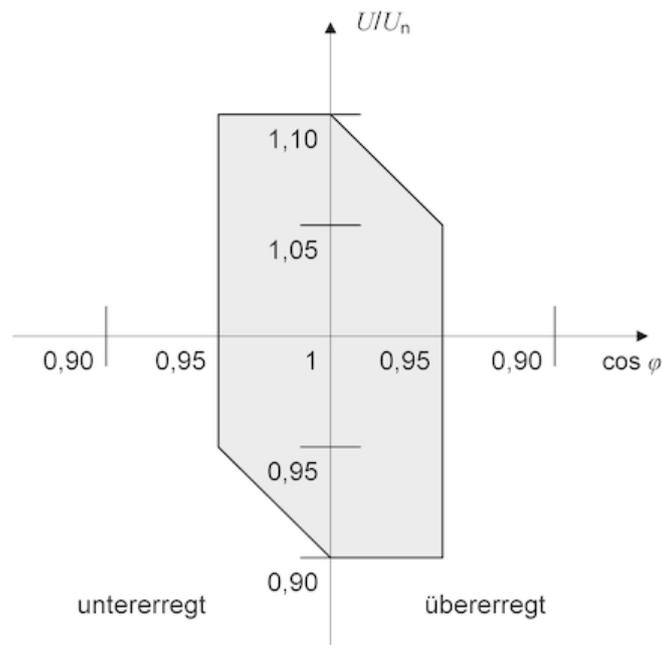


Abbildung 4.1: Anforderungen an Erzeugungseinheiten bezüglich der Blindleistungsbereitstellung an den Generatorklemmen [42]

Die VDE AR-N 4105 schränkt den Blindanteil der Scheinleistung über den  $\cos(\varphi)$  ein, welcher für EZA mit einer Bemessungsscheinleistung  $\sum S_{E,max} \leq 4,6 \text{ kVA}$  zwischen 0,95 untererregt<sup>1</sup> und 0,95 übererregt liegen muss. Veranschaulicht wird dies in Abbildung 4.1.

Für Betriebspunkte der EZA, in denen die momentane Wirkleistung  $P_{mom}$  kleiner als  $P_{E,max}$  ist (sog. Teillastbetrieb), gilt die Abbildung 4.2.

Die Ordinate gibt die zu bereitstellende Blindleistung  $Q_{vb}$  an, die Abszisse zeigt die mo-

<sup>1</sup>Die VDE AR-N 4105 nutzt das Verbraucherschlüsselsystem (Spannungen und Ströme in Zählpfeilrichtung werden positiv gezählt).

mentane Wirkleistung  $P_{mom}$ . Beide Größen sind auf  $S_{E,max}$  normiert.

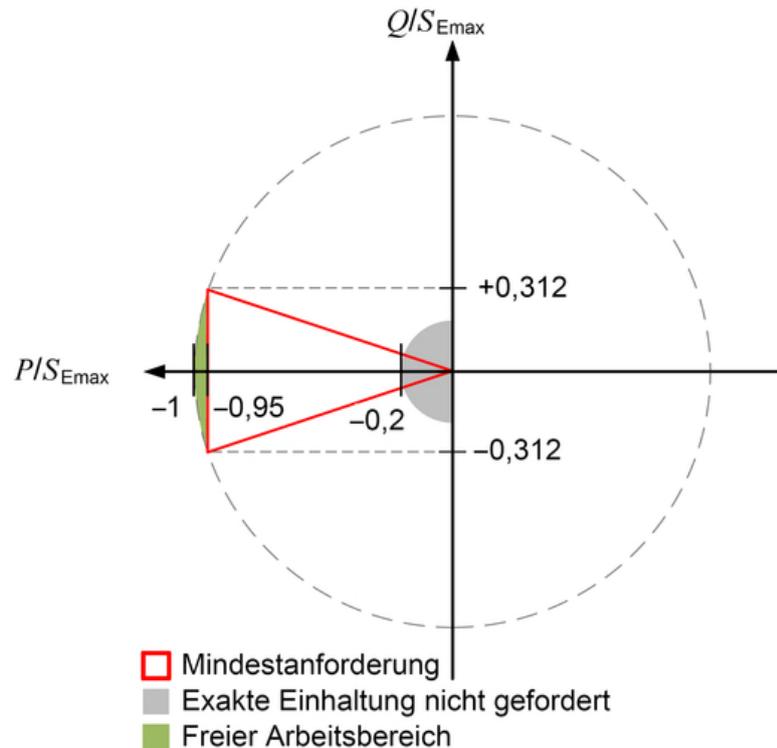


Abbildung 4.2:  $P/Q$ -Diagramm für Typ 2 mit  $\sum S_{E,max} \leq 4,6 \text{ kVA}$  an den Generatorklemmen im Verbraucherzählpfeilsystem [42]

Die in Abbildung 4.2 rot eingezeichneten Mindestanforderungen sind stets einzuhalten. Im grün gekennzeichneten freiem Arbeitsbereich kann die Wirkleistung zugunsten der Blindleistung reduziert werden. Befindet sich die EZA im grau gekennzeichneten Bereich  $0 \leq \frac{P_{mom}}{P_{E,max}} < 0,2$  darf maximal eine Blindleistung von  $Q = |0,1 \cdot P_{E,max}|$  bereitgestellt werden.

Anlagen, die prinzipbedingt keine Blindleistungsregelung betreiben können, müssen durch Kompensationseinrichtung ergänzt werden.

Zur Blindleistungsbereitstellung stellt die VDE AR-N 4105 verschiedene Verfahren zur Auswahl. Darunter fallen die Nutzung der  $Q(U)$ -Kennlinie oder der  $\cos \varphi(P)$ -Kennlinie [42], oder die Nutzung eines konstanten Verschiebungsfaktors  $\cos \varphi$ .

Für Typ-2-Anlagen mit  $S_{A,max} \leq 4,6 \text{ kVA}$  kann der Netzbetreiber die Blindleistungsbereitstellung nach  $\cos \varphi(P)$ -Kennlinie vorschreiben, oder einen festen Verschiebungsfaktor  $\cos \varphi$  innerhalb der in Abbildung 4.1 gesetzten Grenzen vorgeben.

## 4.2 Netzstabilisierung und kritische Netzzustände

Unter der dynamischen Netzstützung versteht die VDE-Richtlinie die Anpassung des Betriebszustands, um zur Netzstabilisierung beizutragen. Dazu werden verschiedene Szenarien behandelt. Ziel dieses Abschnittes der Norm ist es, unbeabsichtigtes Abschalten von EZA zu verhindern bzw. zu vermeiden, um die Stabilität des Netzes zu gewährleisten.

### 4.2.1 Definition kritischer Netzzustände

Die VDE AR-N 4105 unterscheidet zwischen Netzfehlern und kritischen Netzzuständen. Während als Netzfehler eine Spannungsabweichung an den Generatorklemmen der EZE von +15 % bzw. -20 % zur Netznennspannung  $U_n$  definiert ist, bezieht sich der kritische Netzzustand auf die Netzfrequenz  $f$ .

Weicht die Netzfrequenz um mehr als  $\pm 200 \text{ mHz}$  von der Nennfrequenz  $f_n = 50,0 \text{ Hz}$  ab, so befindet sich das Netz in einem kritischen Systemzustand. Dieser kritische Systemzustand endet, wenn sich  $f$  für einen Zeitraum von  $T \geq 10 \text{ min}$  ununterbrochen im Toleranzband  $49,8 \text{ Hz} \leq f \leq 50,2 \text{ Hz}$  befindet.

Die EZE muss auf die Frequenzabweichung  $\Delta f = |f_n - f|$  reagieren, sollte sich das Netz im benannten kritischen Systemzustand befinden, sofern eine Leistungsanpassung prinzipbedingt möglich ist. Dabei ist aber nicht explizit von der Norm vorgegeben, ob die Vorgaben zur Leistungsanpassung vom Netzbetreiber kommen, oder lokal von der Steuerung der Anlage generiert werden.

### 4.2.2 Verhalten bei Über- bzw. Unterfrequenz

Bei einer Abweichung von  $\Delta f > 200 \text{ mHz}$  muss die EZE die Wirkleistungseinspeisung anpassen. Im Fall der Überfrequenz muss dabei die Statik<sup>2</sup>  $s = \frac{\Delta f}{f_n} / \frac{\Delta P}{P_{ref}}$  der Wirkleistungseinspeisung die Vorgabe  $2\% \leq s \leq 12\%$  erfüllen. Standardmäßig wird die Statik auf  $s = 5\%$  eingestellt, sollten vom Netzbetreiber keine anderen Vorgaben gemacht werden.

---

<sup>2</sup>Die Statik (englisch: Droop) gibt die Steigung der  $f(P)$ - bzw. der  $U(Q)$ -Kennlinie an. Die Größe ist vergleichbar mit der Trägheit eines Systems. Eine große Statik bedeutet eine geringere Steigung der Kennlinien.

Bei Überfrequenz ( $f > 50,2 \text{ Hz}$ ) muss die EZE ihre Wirkleistungsabgabe gemäß Abbildung 4.3 reduzieren.

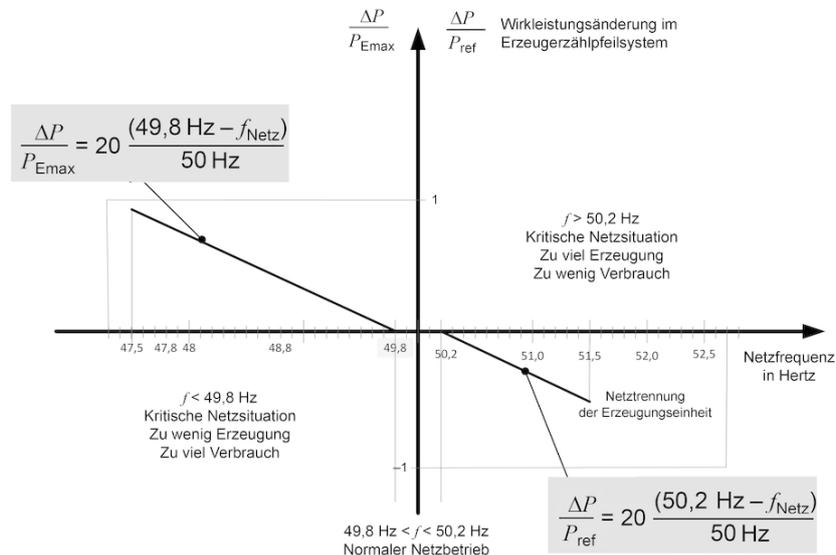


Abbildung 4.3: Wirkleistungsanpassung für EZE bei  $s = 5 \%$  [42]

Bei Unterfrequenz ( $f < 49,8 \text{ Hz}$ ) muss die EZE bei  $s = 5 \%$  die Wirkleistungsabgabe bis auf  $P = P_{E,max}$  erhöhen. Eine Wirkleistungsreduzierung ist hier nur bedingt möglich. Bei  $f = 47,5 \text{ Hz}$  bzw.  $f = 51,5 \text{ Hz}$  muss sich die EZE vom Netz trennen.

### 4.2.3 Verhalten bei Über- bzw. Unterspannung

Die VDE AR-N 4105 legt fest, dass sich EZE vom Typ 2 nicht vom Netz trennen dürfen, sofern die Netzspannung innerhalb der Überspannungs- und Unterspannungsgrenzkennlinien liegt. Diese Grenzkennlinien können der Abbildung 4.4 entnommen werden und sind auch als Fault-Ride-Through-Kennlinien geläufig. Die Überspannungskennlinie ist blau eingezeichnet, die Unterspannungskennlinie ist rot. Beide Kennlinien gelten für ein-, zwei-, oder auch dreipolige Fehler.

Die in Abbildung 4.4 als  $U_G$  gekennzeichnete Größe gibt den Effektivwert der Spannung an den Generatorklemmen an.

Zur Beurteilung des Spannungsrückgangs muss die an den Generatorklemmen anliegende Strangspannung  $U_{LN}$  genutzt werden, beim Spannungsanstieg die größte anliegende Strangspannung.



automatisch bei Ansprechen einer Schutzfunktion aus. Dabei ist durch die VDE AR-N 4105 vorgegeben, dass der Kuppelschalter alle vier Außenleiter schalten muss. Bei in EZA integrierten Kuppelschaltern besteht weiterhin die Vorgabe, den Kuppelschalter auf Netzseite einzurichten, sofern es sich um eine Erzeugungsanlage mit Umrichter handelt. Für Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz sind verschiedene Schutzfunktionen festgelegt. Diese sind:

- Spannungssteigerungsschutz  $U \gg$
- Spannungssteigerungsschutz  $U >$
- Spannungsrückgangsschutz  $U <$
- Spannungsrückgangsschutz  $U \ll$
- Frequenzsteigerungsschutz  $f >$
- Frequenzrückgangsschutz  $f <$
- Inselnetzerkennung

Bei den Spannungsschutzeinrichtungen sind stets die Spannungseffektivwerte der 50-Hz-Grundschwingungen aller drei Phasen auszuwerten. Bzgl. der Frequenzschutzeinrichtungen genügt die einphasige Auswertung.

Im Rahmen dieser Arbeit ist das Ziel, die EZA im intelligenten Inselnetz zu betreiben. Für diesen Anwendungsfall wird auf die Schutzfunktion der Inselnetzerkennung verzichtet.

Die Einstellwerte der einzelnen Schutzeinrichtungen für die in dieser Arbeit behandelten Anlage sind in Tabelle 4.1 zusammengefasst.

Es ist zu beachten, dass bei einem integriertem NA-Schutz der Einstellwert des Spannungssteigerungsschutzes  $U >$  von  $1,10 \cdot U_n$  nicht geändert werden darf.

Die akzeptierte Toleranz zwischen Einstell- und Auslösewerten liegt bei  $\pm 1\% U_n$  bzw.  $\pm 0,1\% f_n$ .

## 4.4 Zuschaltbedingungen für Erzeugungseinheiten

Für die Zuschaltung von EZA müssen bestimmte Kriterien eingehalten werden. Auf der einen Seite muss durch ein geeignetes Messgerät festgestellt werden, dass sich sowohl

Tabelle 4.1: Einstellwerte NA-Schutz [42]

Schutzfunktion	Einstellwerte Erzeugungsanlagen mit Umrichter
Spannungssteigerungsschutz $U \gg$	$1,25 \cdot U_n$ $\leq 100 \text{ ms}$
Spannungssteigerungsschutz $U >$	$1,10 \cdot U_n$ $\leq 100 \text{ ms}$
Spannungsrückgangsschutz $U <$	$0,8 \cdot U_n$ $3,0 \text{ s}$
Spannungsrückgangsschutz $U \ll$	$0,45 \cdot U_n$ $300 \text{ ms}$
Frequenzsteigerungsschutz $f >$	$51,5 \text{ Hz}$ $\leq 100 \text{ ms}$
Frequenzrückgangsschutz $f <$	$47,5 \text{ Hz}$ $\leq 100 \text{ ms}$

die Spannung, als auch die Frequenz in einem vorgegebenen Toleranzbereich von  $0,85 \cdot U_n \leq U \leq 1,15 \cdot U_n$  bzw.  $47,5 \text{ Hz} \leq f \leq 50,1 \text{ Hz}$  bewegen. Im Bezug auf EZE mit Umrichtern ist auf der anderen Seite vorgegeben, dass diese nur mit einem maximalen Schaltstromfaktor<sup>3</sup>  $k_{i_{max}} \leq 1,2$  zugeschaltet werden dürfen.

---

<sup>3</sup>Der maximale Schaltstromfaktor gibt das Verhältnis des maximalen, während eines Schaltvorgangs auftretenden Stroms  $I_{max}$  zum Bemessungsstrom  $I_{rE}$  des Generators an [42]. Dabei handelt es sich um Effektivwerte einer vollen Periode.

## 5 Konzeption

Der zur Anbindung an das Smart Grid zu erstellende Schaltschrank muss die notwendigen Komponenten enthalten, um die in Abschnitt 1.1 angegebenen Aufgaben erfüllen zu können. Die wichtigsten Komponenten des Aufbaus sind die SPS der Baureihe *SIMATIC S7 1500* von der Firma Siemens sowie das Schutzgerät *SIPROTEC 7SX85*, welches ebenfalls von Siemens stammt.

Über diese beiden Geräte muss die gesamte Steuerung und Kommunikation der Anlage umgesetzt werden.

### 5.1 Messwerterfassung

Für die Steuerung der Anlage im Inselnetzbetrieb und zur Einhaltung der Vorgaben der VDE AR-N 4105 (siehe Abschnitt 4) ist die Aufnahme von Messwerten essenziell. Das in [16] erarbeitete Konzept zur Messwerterfassung im Smart Grid gibt eine Liste von aufzunehmenden Messwerten vor, welche in Tabelle 5.1 zusammengefasst sind. Neben den Bezeichnungen der zu messenden Größen, deren Formelzeichen und Einheit, wird auch der in der SPS genutzte OPC UA Knoten angegeben. Genauer erläutert wird dies in Abschnitt 5.2.

Es ist zu bemerken, dass nicht alle aufgeführten Messwerte einen direkten Einfluss auf die Steuerung der Anlage im Inselnetzbetrieb haben. Einige Größen, wie z. B. der mittlere Strangstrom  $\bar{I}$  oder die Gesamtscheinenergie  $W_S$ , werden nur erfasst, um dem Netzmanagement weitere Daten bereitstellen zu können.

Für die Erfassung der Messwerte stehen unterschiedliche Möglichkeiten zur Auswahl. Der in [5] erarbeitete Schaltschrank der Anlage beinhaltet die nötigen Messeinrichtungen, um die geforderten Messungen aufzunehmen. Viele der nach Tabelle 5.1 notwendigen Kennwerte finden sich in dem bereits bestehenden HMI der Anlage wieder, welches in der Software *ControlDesk* läuft. Die im Anlagenschrank aufgenommenen Messwerte werden

Tabelle 5.1: Übersicht der aufzunehmenden Messwerte nach [16]

Bezeichnung	OPC UA Knoten	Formelzeichen	Einheit
Gesamtwirkleistung	MMXU.TotW	$P$	$W$
Gesamtblindleistung	MMXU.TotVAr	$Q$	$VAr$
Gesamtscheinleistung	MMXU.TotVA	$S$	$VA$
Leistungsfaktor	MMXU.TotPF	$\lambda$	
Frequenz	MMXU.Hz	$f$	$Hz$
Leiterspannung	MMXU.PPV	$\underline{U}_{12}, \underline{U}_{23}, \underline{U}_{31}$	$V$
Strangspannung	MMXU.PNV	$\underline{U}_{1N}, \underline{U}_{2N}, \underline{U}_{3N}$	$V$
Strangstrom	MMXU.A	$\underline{I}_1, \underline{I}_2, \underline{I}_3$	$A$
Wirkleistung der einzelnen Phasen	MMXU.W	$P_1, P_2, P_3$	$W$
Mittlerer Strangstrom	MMXU.AvAPhs	$\bar{I}$	$A$
Mittlere Leiterspannung	MMXU.AvPPVPhs	$\bar{U}_{LL}$	$V$
Gesamtwirkenergie	MMTR.TotWh	$W_P$	$Wh$
Gesamtblindenergie	MMTR.TotVArh	$W_Q$	$VArh$
Gesamtscheinenergie	MMTR.TotVAh	$W_S$	$VAh$

über Analogsignale an die in Abbildung 3.1 gezeigte *Microlab Box* übermittelt. Um diese Daten auf der SPS und über diesen Weg für das Netzmanagement zugänglich zu machen, müssten diese Daten von der *Microlab Box* an die SPS übertragen werden, was zu einer erhöhten Auslastung der Rechenkapazität der *Microlab Box* führen würde. Dies wiederum kann die Ausführung echtzeit-kritischer Prozesse, wie z. B. die Bereitstellung der PWM-Ansteuersignale der B6-Umrichterbrücken, negativ beeinflussen.

Die andere Möglichkeit zur Messwerterfassung besteht darin, die Spannungs- und Strommesseingänge des *SIPROTEC*-Schutzgeräts zu nutzen. Das Schutzgerät verfügt mit der konfigurierten Baugruppe *IO202* über Anschlüsse für vier Stromwandler, vier Spannungswandler und mehrere Binärein- und -ausgänge [35]. Über die Messung der Strom- und Spannungswerte sowie der Frequenz, können die restlichen Größen direkt vom Schutzgerät berechnet werden. Der Messwerte-Datensatz des *SIPROTEC*s muss ebenfalls an die SPS übermittelt werden. Aufgrund der hohen Kompatibilität und des weit verbreiteten kombinierten Einsatzes beider Geräte in der Industrie und der Energieversorgung, ist von einer, im Vergleich zur ersten Variante, einfachen Konfiguration der Datenübertragung auszugehen.

Um zu entscheiden, welche der beiden Varianten verwendet werden soll, werden die Vor- und Nachteile gegenüber gestellt.

Für die erstgenannte Variante spricht, dass die Berechnungen aller notwendigen Kenngrößen bereits in [5] erstellt wurden und somit nur die Datenübertragung zur Steuerung

hinzugefügt werden muss. Ebenfalls wäre es nicht notwendig weitere Hardware, wie z. B. Stromwandler, zu verbauen.

Dagegen spricht, dass die Konfiguration der Datenübertragung von der *Microlab Box* zur SPS anspruchsvoller ist und gleichzeitig die Rechenkapazität weiter belastet.

Gegen die Lösung der Messwerterfassung mittels *SIPROTEC* spricht der leicht erhöhte Parametrierungsaufwand zur Berechnung der nicht direkt messbaren Kennwerte sowie die Notwendigkeit, zusätzliche Stromwandler zu verbauen.

Für die Nutzung des zweiten Ansatzes spricht hingegen der weit verbreitete kombinierte industrielle Einsatz von *SIPROTEC* und SPS *SIMATIC S7 1500*, wodurch eine einfache Parametrierung der Datenübertragung zu erwarten ist. Auch kann angenommen werden, dass die Genauigkeit und Verlässlichkeit beim Industrieprodukt höher sind.

Nach Gewichtung und Abwägung der Vor- und Nachteile wird der Ansatz der Messwerterfassung mittels *SIPROTEC* umgesetzt.

## 5.2 Kommunikationskonzept

Wie bereits im Abschnitt 2.1 beschrieben, ist die Kommunikation der einzelnen Teilnehmer eines Smart Grids unerlässlich. Die Arbeiten [16, 21] haben sich u. a. mit der Kommunikation im Rahmen des SEMI-D-Projekts auseinander gesetzt. Im Bezug auf die Kommunikationsinfrastruktur des intelligenten Stromnetzes wurde die Nutzung des OPC UA-Standards festgelegt. Der in Abschnitt 2.1.1 beschriebene zentrale Ansatz, welcher im Projekt verfolgt wird, erfordert die Kommunikation der einzelnen Erzeugungseinheiten mit dem Netzmanagement. Die lokale Steuerung des Laborversuchsstands ist für diese Kommunikation zuständig. Um alle notwendigen Daten für das Netzmanagement zur Verfügung stellen zu können und zur Steuerung der Anlage, müssen weitere Datenübertragungstrecken eingerichtet werden. Diese sind in Abbildung 5.1 dargestellt.

In den folgenden Abschnitten werden die einzelnen Verbindungen genauer beleuchtet.

### 5.2.1 Verbindung zum Netzmanagement

Wie der Abbildung 5.1 zu entnehmen ist, erfolgt die Datenübertragung zwischen der lokalen Anlagensteuerung und dem Netzmanagement über OPC UA. Genutzt wird das

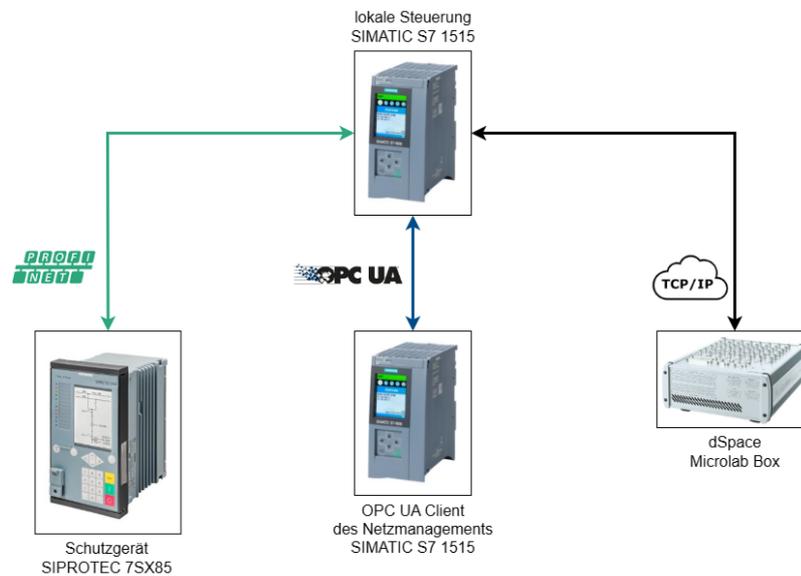


Abbildung 5.1: Verbindungsübersicht zur Datenübertragung

in Abschnitt 2.2 beschriebene Client-Server-Konzept. Die für das Netzmanagement bereitgestellte SPS übernimmt die Rolle des Clients. Dementsprechend ist die lokale Anlagensteuerung als OPC UA-Server implementiert. Somit stellt die lokale Steuerung das Informationsmodell sowie Server-Methoden zur Verfügung, auf die das Netzmanagement zugreifen kann.

Die Verbindung ist bidirektional angelegt. Das Netzmanagement kann somit über die in [16] beschriebenen Control-Nodes (DRCC, DRCS, DRCT) Befehle und Sollwerte an die Anlage übermitteln. Durch das Lesen der Measuring-Nodes (MMXU, MMTR [siehe Tabelle 5.1]) kann die Netzmanagement-SPS auf die Messwerte zugreifen.

Überwacht wird die Verbindung über den Einsatz der System-Nodes (LLN0, LPHD, SSYS, STIM), die eine Zeitsynchronisation zwischen Client und Server durchführen sowie ein Heartbeat-Signal austauschen, um einen möglichen Verbindungsabbruch aufzudecken.

Das genutzte OPC UA Informationsmodell wurde in [16] in Anlehnung an IEC 61850<sup>1</sup> erarbeitet.

Für erweiterte Möglichkeiten des Netzmanagements stellt der OPC UA-Server Server-

<sup>1</sup>Bei der IEC 61850 handelt es sich um eine Norm die einen objektorientierten Kommunikationsstandard festlegt. Ursprünglich stammt dieser Standard aus der Stationsautomatisierung und ist auf die aktuellen Herausforderung in der Energietechnik, wie z. B. Netzwerksicherheit, zugeschnitten [3]. Die Norm zählt neben OPC UA zu den wichtigsten Kommunikationsstandards im Bezug auf intelligente Stromnetze [16].

Methoden bereit, die vom Client aufgerufen werden können. Diese werden in Abschnitt 5.3 genauer betrachtet. Zu erreichen ist der OPC UA-Server unter der IP-Adresse **opc.tcp://192.168.3.36:4840** mit der Subnetzmaske **255.255.255.0**.

### 5.2.2 Verbindung zur Anlage

Um die Anlage über die SPS steuern zu können, muss eine Verbindung zur *Microlab Box* hergestellt werden. Die *Microlab Box* kann mit Simulink programmiert werden. Durch das Übersetzen der Simulink-Modelle wird C-Code erstellt, der dann unabhängig vom Parametrierrechner auf der *Microlab Box* läuft.

Aufgrund der Verwendung von OPC UA für die Kommunikation zwischen lokaler Steuerung und dem Netzmanagement war ursprünglich geplant, auch die *Microlab Box* über diesen Standard mit der SPS zu verbinden. Die *Microlab Box* hätte als OPC UA-Server für die SPS gedient, auf der, parallel zum bereits laufenden Server für das Netzmanagement, ein OPC UA-Client angelegt worden wäre.

Während ein in Matlab programmierter OPC UA-Server zu Testzwecken erreichbar ist, ist es nicht möglich, in Simulink einen solchen Server aufzusetzen, da die *Mathworks OPC Toolbox* OPC UA in Simulink nicht unterstützt. Auch der aktuellste Software-Release der Firma dSpace (dSpace Release 2023-B, Stand: 29.11.2023) bietet keine OPC UA-Unterstützung an [12].

Als alternative Kommunikationsprotokolle bietet dSpace folgende Optionen [11]:

- CAN
- CAN FD (ISO und nicht-ISO)
- LIN
- Ethernet (TCP/IP, UDP/IP)
- FlexRay

Von den aufgeführten Optionen unterstützt die zur Verfügung stehende SPS *SIMATIC S7 1515-2PN* nur die Ethernet-basierten Protokolle TCP/IP und UDP/IP. Ein kurzer Vergleich soll die Arbeitsweisen beider Protokolle beleuchten.

Beide Protokolle basieren auf dem Internet Protocol (IP). Im Gegensatz zum User Datagram Protocol (UDP) arbeitet das Transmission Control Protocol (TCP) verbindungs-basiert. Es wird eine sichere Datenverbindung geschaffen, die gewährleistet, dass die

Datenpakete den richtigen Empfänger erreichen. Empfangene Datenpakete werden vom Empfänger „*acknowledged*“ (deutsch: bestätigt). Erhält der Sender innerhalb einer bestimmten Zeit nach dem Versenden der Datenpakete kein *Acknowledgement*, so wird das Paket erneut versendet.

UDP hingegen besitzt solche Sicherheitsmechanismen nicht. Es erfordert keine aktive Verbindung vor dem Senden von Datenpaketen. Sollten einzelne Datenpakete bei der Übertragung verloren gehen, werden diese nicht erneut gesendet. Dadurch ist UDP allgemein schneller als TCP bei der Übertragung gleichgroßer Datenmengen.

Um zu entscheiden welches der beiden zur Auswahl stehenden Protokolle besser geeignet ist, müssen die Daten betrachtet werden, die zwischen der Anlagensteuerung und der *Microlab Box* ausgetauscht werden.

Nachdem in Abschnitt 5.1 festgelegt wurde, dass die Messwerte über das Schutzgerät erfasst werden, ist die auszutauschende Datenmenge vergleichsweise gering. Die SPS übermittelt an die Anlage Sollwerte und Steuerbefehle. Die *Microlab Box* sendet an die lokale Steuerung nur den ermittelten MPP.

In Hinblick auf die zu erfüllende Spannungs- und Frequenzhaltung der Anlage nach VDE AR-N 4105 sowie aus Gründen der Anlagensicherheit sind Verluste von Datenpaketen nicht hinnehmbar, weshalb die Kommunikation mittels TCP/IP umgesetzt wird. Im Bezug auf die Übertragungsgeschwindigkeit ist die höhere Übertragungsdauer im Vergleich zu UDP/IP in diesem Fall aufgrund der sehr geringen Datenmenge von etwa 13 Byte vernachlässigbar. Hinzu zur reinen Datenmenge kommt der TCP-Header, der neben der Source- und Destination-IP-Adresse u. a. auch eine Prüfsumme enthält. Die zu übertragenden Daten können der Tabelle 5.2 entnommen werden. Auch lässt sich über diese erkennen, wie sich die reine Datenübertragungsmenge zusammensetzt.

Tabelle 5.2: Datenaustausch zwischen SPS und *Microlab Box*

Bezeichnung	Beschreibung	Datentyp nach IEC 61131-3 [28]	Datenmenge [Bit]	Source	Destination
TCP_OutWSet	Sollwert Wirkleistung [W]	Real	32	SPS	<i>Microlab Box</i>
TCP_OutVArSet	Sollwert Blindleistung [VAr]	Real	32	SPS	<i>Microlab Box</i>
TCP_EmgStop	Befehl: Notstop	Bool	1	SPS	<i>Microlab Box</i>
TCP_FltAck	Befehl: Fehler quittieren	Bool	1	SPS	<i>Microlab Box</i>
TCP_LocRemCtl	Befehl: Lokale Steuerung (false: Remote - true: Lokal)	Bool	1	SPS	<i>Microlab Box</i>
TCP_AutoManCtl	Befehl: Automatikbetriebs (false: Hand - true: Automatik)	Bool	1	SPS	<i>Microlab Box</i>
Pmax_av_W	Maximum Power Point (MPP)	Real	32	<i>Microlab Box</i>	SPS

Bei der TCP-Verbindung zwischen SPS und *Microlab Box* stellt zuletzt genannte den TCP-Client dar. Der aktive Verbindungsaufbau wird von der SPS übernommen, bei dem

sich die SPS mit der Server-IP-Adresse **192.168.140.6** auf die Client-IP-Adresse der *Microlab Box* **192.168.140.10** verbindet. Die Daten in Richtung der *Microlab Box* werden in einem Takt von  $200\text{ ms}$  übertragen. Die Übermittlung des MPPs erfolgt ebenfalls mit einem Zyklus von  $5\text{ Hz}$ .

Für das Senden und Empfangen von Daten werden zwei TCP-Verbindungen angelegt. Zum Senden der Daten von der SPS zur *Microlab Box* wird der Port **2000** bei beiden Geräten genutzt. Die dazu angelegte Verbindung erhält die Verbindungs-ID **2**.

Das Empfangen der Daten auf Seite der SPS geschieht über die Verbindung mit der Verbindungs-ID **1**, die die Datenübertragungstrecke beider Geräte auf Port **2001** kennzeichnet.

Auch wenn TCP/IP den Vollduplex-Betrieb unterstützt [44], werden in diesem Fall zwei Verbindungs-IDs angelegt. Auf der einen Seite ist das Handling der Blöcke der *Open User Communication* (TSEND\_C und TRCV\_C) auf Seite der SPS übersichtlicher. Auf der anderen Seite funktioniert das Senden und Empfangen von Daten auf Seite der *Microlab Box* bei Verwendung von lediglich einer Verbindung nur sehr fehlerbehaftet und mit langen Aktualisierungszeiten. Die Änderung eines Werts auf Seite der SPS, die sofort per TCP an die *Microlab Box* geschickt wird, führte oftmals erst nach mehr als dreißig Sekunden zur Aktualisierung des Wertes auf Seite der *Microlab Box*. Durch die Einrichtung einer zweiten Verbindung arbeitet die Übertragung zuverlässig und deterministisch.

### 5.2.3 Verbindung zum Schutzgerät

Im industriellen Umfeld wird für die Kommunikation mit den Schutzgeräten fast ausnahmslos der Kommunikationsstandard IEC 61850 angewandt. In Rahmen dieser Arbeit muss die Kommunikation zwischen dem Schutzgerät *SIPROTEC 7SX85* und der SPS *SIMATIC S7 1515-2PN* aufgebaut werden. Nativ wird der IEC-Standard jedoch nicht von letztgenanntem Gerät unterstützt, weshalb hier, ähnlich wie bei der Kommunikation zwischen SPS und *Microlab Box*, eine Alternative gefunden werden muss.

Die vom *SIPROTEC* unterstützten Protokolle und Standards sind [36]:

- IEC 61850
- DNP 3
- IEC 60870-5-103
- IEC 60870-5-104

- Modbus (sowohl TCP, als auch RTU)
- PROFINET IO

Nativ werden von der SPS nur PROFINET IO und Modbus TCP bzw. Modbus RTU unterstützt. Zur Entscheidung für eins der beiden Protokolle müssen kurz die jeweiligen Vor- und Nachteile betrachtet werden. Modbus TCP und Modbus RTU haben ähnliche Vor- und Nachteile, weshalb die folgend aufgeführten Erläuterungen für beide Protokolle gelten.

Modbus<sup>2</sup> gilt als eines der einfachsten Busprotokolle. Es basiert auf einer Server-Client-Architektur. Der Server legt sog. Data-Tables an. In diese werden die Daten einsortiert. Dabei muss der Programmierer eigenhändig den Speicherbereich des jeweiligen Datums festlegen. Dies geschieht über die Parametrierung einer Start-Adresse des Datums in der Data-Table und der Angabe einer sog. Data-Quantity, die darüber informiert, wie viele Register für das jeweilige Datum genutzt werden müssen. Abhängig ist die Data-Quantity dabei vom Datentyp des jeweiligen Datums. Modbus unterscheidet Holding Registers und Coils. Erstgenannte bestehen aus je 16 *Bit* und stehen für alle Datentypen zur Verfügung, die nicht boolesch sind. Für Daten, deren Datentyp-abhängige Größen 16 *Bit* überschreiten, müssen mehrere Holding Registers in der Data-Table reserviert werden. Coils bestehen aus einem Bit und sind für boolesche Werte vorgesehen.

Die Einfachheit dieses Protokolls sind gleichzeitig Vor- und Nachteil. Einerseits hat der Programmierer vollen Zugriff auf die Speicherbereiche der einzelnen Daten, kann diese nach Belieben lesen und schreiben. Andererseits kann es schnell passieren, dass die Data-Tables unübersichtlich werden, was dazu führen kann, dass Daten falsch gelesen, oder im schlimmsten Fall falsch geschrieben werden, wodurch andere Daten beschädigt werden könnten. Es ist unerlässlich hier eine besonders detaillierte Dokumentation anzulegen, um später nachvollziehen zu können, wo welche Daten zu finden sind.

Ein weiterer Nachteil des Modbus-Protokolls liegt darin, dass es sich um einen offenen Standard handelt. Jeder Hersteller, der Modbus anbietet, ist innerhalb eines bestimmten Rahmens frei in der Umsetzung, wodurch es oftmals zu einer Vielzahl an Unterschieden zwischen den einzelnen Herstellern kommt, sodass die Parametrierung teilweise sehr aufwändig wird.

PROFINET IO basiert auf einem Master-Slave-Prinzip, wobei die Master als IO-Controller bezeichnet werden und die sog. IO-Devices die Slave-Funktion übernehmen. Parametriert wird die PROFINET IO-Verbindung über den sog. IO-Supervisor. Es handelt sich um einen IP-basierten, offenen und echtzeitfähigen Standard, der den Datenhaushalt bzw.

---

<sup>2</sup>Ausführliche Beschreibung in [15]

dessen Übertragung im Gegensatz zu Modbus komplett eigenständig managed. Dafür werden sog. Application Relations genutzt, die die Kommunikation zwischen den Komponenten anzeigen [22]. Zusätzlich bietet PROFINET IO weitere IT-Dienste, wie z. B. Alarmer, an.

Dadurch, dass die Siemens AG eine der größten Treiber hinter PROFINET IO ist, sind standardmäßig alle ihre Produkte mit dem zugehörigen Interface ausgestattet. Auch die Parametrierung auf Grundlage von Gerätestammdateien (GSD) ist im Gegensatz zu Modbus vergleichsweise einfach. Auf Grundlage dieser Gegenüberstellung wird die Verbindung zwischen SPS und Schutzgerät über PROFINET IO realisiert.

Die Verbindung, wenn auch bidirektional möglich, wird stets unidirektional in Richtung der SPS betrieben. Bei den zu kommunizierenden Daten handelt es sich um die in Tabelle 5.1 aufgeführten Mess- und Kennwerte. Das *SIPROTEC* empfängt keine Befehle, Sollwerte oder anderweitige Signale von der Steuerung.

### 5.3 Steuerungskonzept

Eine Anforderung an diese Arbeit ist, dass der Laborversuchsstand weiterhin im vollen Umfang für den regulären Laborbetrieb während der Semesterzeiten nutzbar sein muss. Für die Anlage muss entsprechend eine Unterscheidung stattfinden, zwischen Laborbetrieb und Betrieb im Inselnetz, welcher im Folgenden als SEMI-D-Betrieb bezeichnet wird. Im Laborbetrieb erfolgt die gesamte Anlagensteuerung über das in Abbildung 5.2 dargestellte HMI mittels der Software *ControlDesk*. Im SEMI-D-Betrieb hingegen wird die Anlage über die ebenfalls abgebildete SPS gesteuert. Dabei ist die SPS verantwortlich für die Einhaltung der geltenden Normen (u. a. VDE AR-N 4105 [siehe Abschnitt 4]). Die Anlage lässt sich zwischen beiden Betriebsarten über eine Schaltfläche im *ControlDesk* umschalten. In Abbildung 5.2 ist dieser Zusammenhang über das Wechslersymbol angedeutet. Die mit dem jeweiligen Schalter verbundene Box zeigt das Signal an, welches für die Stellung des entsprechenden Wechslers verantwortlich ist.

Die Sollwertvorgabe im SEMI-D-Betrieb kann, abhängig vom Zustand der Anlage, entweder remote über das Netzmanagement oder lokal über die SPS erfolgen. Die Remote-Sollwerte stehen für die SPS jederzeit zur Verfügung. Diese entscheidet in Abhängigkeit des Anlagenzustands, ob die Remote- oder Lokal-Sollwerte an die *Microlab Box*

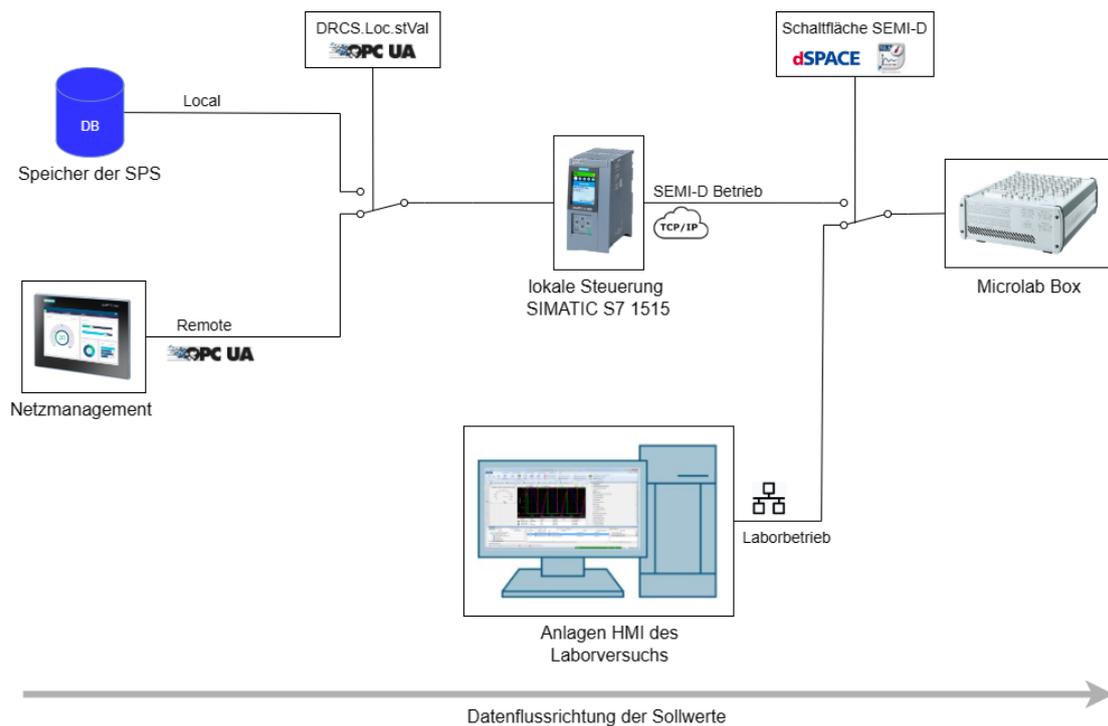


Abbildung 5.2: Schematisches Signalfussdiagramm der Sollwerte

übertragen werden. Das boolesche Signal **DRCS.Loc.stVal** wird von dem Anwenderprogramm der SPS bestimmt. Grund dafür ist, dass die Steuerung im Fall eines kritischen Netzzustands nach VDE AR-N 4105 (siehe Abschnitt 4.2.1) die Sollwerte der Anlage so setzen muss, dass diese stabilisierend auf das Netz wirkt (weitere Ausführungen in Abschnitt 6.1). Um diese und weitere Aufgaben, wie z. B. die Initialisierung der Anlage bei Start des SEMI-D-Betriebs, durch die Steuerung abdecken zu können, wird der in Abbildung 5.3 gezeigte Zustandsautomat (englisch: State machine) implementiert. Angelehnt ist die Abbildung an UML-Diagramme<sup>3</sup>. Die orangefarbenen Zustände können nur über die dargestellten Transitionen betreten bzw. verlassen werden. Hierbei soll die Abbildung 5.3 die Struktur und Transitionsbedingungen übersichtlich und einfach darstellen. Entsprechend wird auf die Angabe von Variablennamen sowohl in den Zuständen, als auch an den Transitionen verzichtet. Weiterhin zeigen die bläulich eingefärbten Blöcke den Aufruf von OPC UA-Servermethoden an, welche durch den OPC UA-Client in

<sup>3</sup>UML-Diagramme (englisch: Unified Modeling Language) sind ein Werkzeug zur strukturierten Softwareentwicklung und bieten u. a. die Möglichkeit, zustandsbasierte Steuerungen mit den zugehörigen Transitionen zu entwerfen. [28]

Form des Netzmanagements aufgerufen werden können, um entsprechende Zustände zu verlassen bzw. zu betreten.

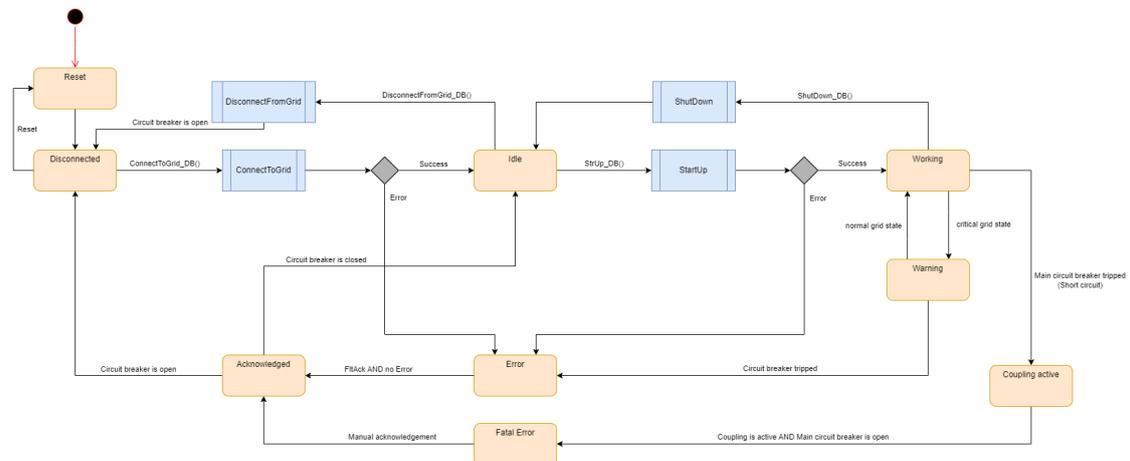


Abbildung 5.3: Zustandsautomat der Anlagensteuerung

Der Abbildung 5.3 ist zu entnehmen, dass der Zustandsautomat aus neun Zuständen besteht. Nachfolgend werden die einzelnen Zustände und Transitionen kurz erläutert. Zum Start des SPS-Anwenderprogramms wird die State Machine mit dem Zustand „Reset“ initialisiert. Dieser setzt die OPC UA-Control Nodes [16] sowie einige Hilfsvariablen zur Abarbeitung der OPC UA-Servermethoden zurück. Im Anschluss geht der Zustandsautomat in den Zustand „Disconnected“ über.

Dieser Zustand zeigt an, dass die Anlage nicht mit dem Inselnetz verbunden ist. Über das Setzen des OPC UA-Nodes **SSYS.Reset.stVal** transitiert die State Machine zurück in den Reset-Zustand. Durch das erfolgreiche Aufrufen und Ausführen der OPC UA-Servermethode *ConnectToGrid* wird der Leistungsschalter (Betriebsmittelkennzeichen (BMK): -Q1) der Anlage geschlossen, wodurch eine elektrisch leitende Verbindung zum Inselnetz hergestellt wird. Gleichzeitig wird der Kuppelschalter (BMK: -Q2) geöffnet, der im Netzfehlerfall eine Kopplung zur Anlage *WEA 1* herstellt. Die genannten Schalter können der Abbildung 5.4 entnommen werden. Auf den Aufbau des Schaltschranks wird in Abschnitt 6.2 näher eingegangen.

Nach Ablauf eines programminternen Timers werden die Schalterstellungen von -Q1 und -Q2 überprüft. Entsprechen diese nicht den vorgesehenen Stellungen, schlägt die OPC UA-Servermethode fehl. Dies hat zur Folge, dass der Zustand „Error“ aktiv wird. Durch Setzen des OPC UA-Nodes **DRCC.FltAck.stVal** wird der Zustand „Acknowledged“ aktiv. Abhängig davon, ob -Q1 geschlossen oder geöffnet ist, transitiert die State

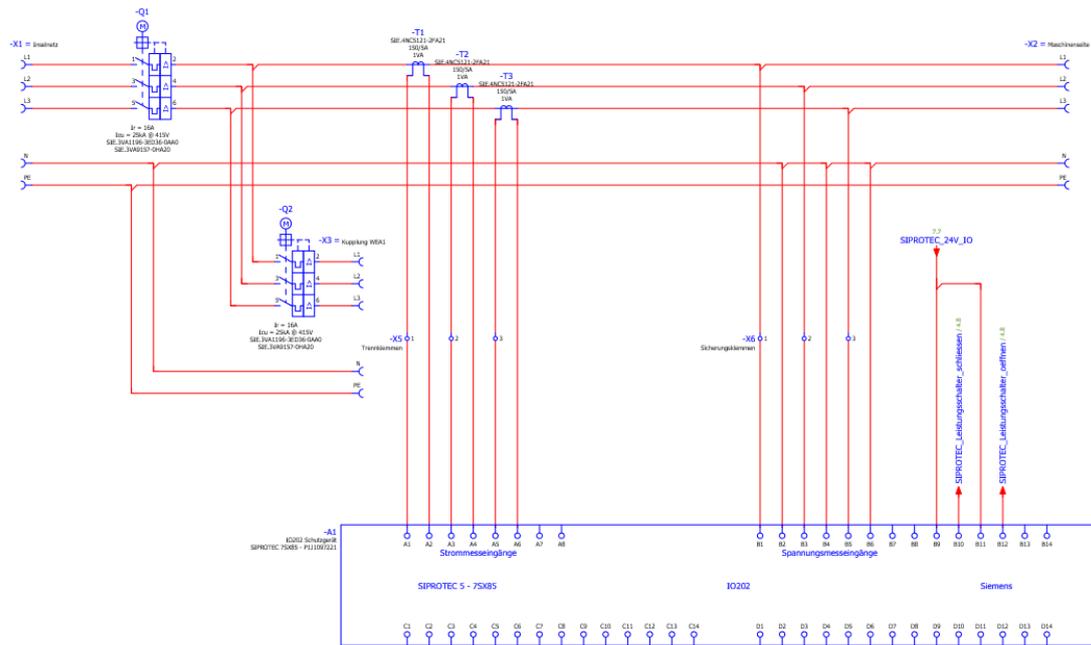


Abbildung 5.4: Elektroplanung der Leistungsseite des Schaltschrank

Machine in „Idle“ oder in „Disconnected“.

Im Idle-Zustand ist die Anlage mit dem Inselnetz verbunden. Über den Aufruf der OPC UA-Servermethode *DisconnectFromGrid* gelangt der Zustandsautomat zurück in den Disconnected-Zustand. Dabei wird der Leistungsschalter -Q1 geöffnet und gleichzeitig der Kuppelschalter -Q2 geschlossen.

Weiterhin ist es möglich „Idle“ durch den Aufruf der OPC UA-Servermethode *Startup* zu verlassen. Diese Methode überprüft, ob ein stabiles Netz besteht (im Bezug auf die Vorgaben der VDE AR-N 4105, siehe Abschnitt 4.4), zu dem sich die Anlage zuschalten kann. Aufgrund der Nutzung eines Asynchronengenerators kann die Anlage prinzipbedingt ausschließlich netzfolgend agieren, wobei die Netzbildung durch einen Synchronengenerator übernommen wird. Besteht kein stabiles Netz, schlägt die Servermethode fehl, was zum Aktivieren des Error-Zustands führt. Bei bestehendem Netz, das die normativ festgelegten Grenzen einhält, geht die State Machine in den Zustand „Working“ über.

Im Working-Zustand kann die Anlage sowohl remote über das Netzmanagement gesteuert werden als auch lokal. Zum Abschalten der Anlage kann die OPC UA-Servermethode *ShutDown* aufgerufen werden, wodurch der Zustandsautomat in den Zustand „Idle“ übergeht.

Sollte ein kritischer Netzzustand (siehe Abschnitt 4.2.1) auftreten, welcher aufgrund

von Frequenz- und Spannungsmesswerten erkannt wird, verlässt die State Machine den Working-State in Richtung „Warning“. Während dieser Zustand aktiv ist, muss die Anlage aktiv an der Spannungs- und Frequenzhaltung teilnehmen. Währenddessen muss die Steuerung unabhängig von externen Sollwertvorgaben sein, weshalb der OPC UA-Node **DRCS.Loc.stVal** durch den Zustandsautomaten gesetzt wird. Die Berechnung der Sollwerte während eines kritischen Netzzustands wird in Abschnitt 6.1 detailliert beschrieben.

Sofern sich das Netz wieder stabilisiert hat, wird **DRCS.Loc.stVal** zurückgesetzt und „Working“ wird wieder aktiv. Sollte hingegen die Netzspannung oder -frequenz bestimmte Grenzwerte überschreiten, führt das zum kontrollierten Auslösen des Leistungsschalters -Q1, was wiederum bewirkt, dass der Error-Zustand aktiviert wird.

Weiterhin ist es möglich, dass der Überstromschutz von -Q1 die Auslösung, als Reaktion auf einen Kurzschluss, bewirkt. Mittels der genutzten Hilfsschalter für Leistungs- und Kuppelschalter kann die Position des Schalters bestimmt werden [33]. Über den Vergleich von Soll- und Ist-Position wird eine Kurzschluss-bedingte Schalthandlung erkannt. Sollte während des Working-Zustands -Q1 ungeplant auslösen, geht der Zustandsautomat in den Zustand „Coupling active“ über. In diesem Zustand wird als Reaktion auf das unerwartete Auslösen von -Q1 der Kuppelschalter -Q2 geschlossen, um eine Verbindung zur Anlage *WEA 1* aufzubauen. Über diese Verbindung fließt die verbleibende Leistung in das Inselnetz ab und verhindert damit eine Beschädigung der Anlage.

Nachdem die Rückmeldung des -Q2-Hilfsschalters angibt, dass dieser geschlossen ist, geht die State Machine in den Zustand „Fatal Error“. Dieser Zustand kann nur über ein manuelles Quittieren des Fehlers über eine der Funktionstasten am Schutzgerät in Richtung des Acknowledged-Zustands verlassen werden.

# 6 Umsetzung

## 6.1 Funktion zur Wirkleistungsanpassung bei Frequenzabweichung

### 6.1.1 Vorbetrachtungen

In Abschnitt 4.2.2 wird die Anforderung an die Anlage beschrieben, die Wirkleistung  $P$  abhängig von der momentanen Netzfrequenz  $f$  anzupassen, sobald diese vorgegebene Grenzwerte verletzt. Der in Abbildung 4.3 dargestellte Graph gibt außerdem die Steilheit der Wirkleistungsänderung vor.

Um die normativen Vorgaben der VDE AR-N 4105 umsetzen zu können, müssen Anforderungen an die Funktion erstellt werden. Aus den Vorgaben lassen sich folgende Anforderungen ableiten:

1. Die  $P(f)$ -Kennlinie (Abbildung 4.3) muss eingehalten werden.
2. Bei einer Frequenzabweichung von mehr als  $\pm 0,2 \text{ Hz}$  von der Netznennfrequenz  $f_n$  muss die Funktion den kritischen Netzzustand erkennen und anzeigen.
3. Bei Erkennung des kritischen Netzzustands muss die zu diesem Zeitpunkt vorliegende Sollwirkleistung  $P_{ref}$  gespeichert werden.
4. Neben der Wirkleistungsanpassung muss im Fall des kritischen Netzzustands außerdem eine Blindleistungsvorgabe bestimmt werden.

Die ersten drei Punkte ergeben sich direkt aus dem entsprechenden Abschnitt der VDE AR-N 4105. Die Anforderung von Punkt vier entspringt der in Abschnitt 4.1 beschriebenen Vorgabe der Blindleistungsbereitstellung. Es ist zu berücksichtigen, dass die Anlage auch während des Betriebs im kritischen Netzzustand einen  $\cos \varphi$  zwischen 0,95 untererregt

und 0,95 übererregt (siehe Abbildung 4.1) einhalten muss. Um diese Normvorgabe sicherzustellen, muss von der Funktion ein Blindleistungssollwert berechnet werden.

Um die Anforderungen umsetzen zu können, muss die Funktion auf mehrere Größen zugreifen. Diese werden der Funktion als Eingangsgrößen (englisch: input arguments) bereitgestellt. Notwendige input arguments sind hier:

- Frequenzmesswert  $f$  in  $Hz$
- Spannungsmesswert der Netzspannung  $U$  in  $V$
- Wirkleistungsmesswert der EZE  $P$  in  $W$
- Messwert des Verschiebungsfaktor  $\cos \varphi$
- Netznennspannung  $U_n$  in  $V$
- Maximale Wirkleistung der EZE  $P_{Emax}$  in  $W$
- Externer Wirkleistungssollwert  $P_{ref,ext}$  in  $W$

Auf Grundlage dieser Eingangsgrößen kann die Funktion umgesetzt werden. Die Auswertung von  $f$  zeigt an, in welchem Zustand sich das Inselnetz befindet. Liegt die Frequenz außerhalb des zulässigen Bereichs  $49,8 Hz \leq f \leq 50,2 Hz$ <sup>1</sup> wird ein Bit gesetzt, das den kritischen Netzzustand anzeigt. Die steigende Flanke dieses Bits bewirkt die Speicherung des zum Flankenwechsel anliegenden externen Wirkleistungssollwerts  $P_{ref,ext}$ , welcher vom Netzmanagement vorgegeben wird.

Die VDE AR-N 4105 gibt zwei Berechnungsvorschriften für die Bestimmung des Wirkleistungssollwerts  $P_{ref}$  bei Grenzbereichsverletzung der Frequenz vor. Bei Unterschreiten der  $49,8 Hz$ -Grenze muss die  $P_{ref}$  nach Gl. 6.1 und Gl. 6.2 bestimmt werden. Alle folgenden Berechnungen nutzen das Erzeugerzählpeilsystem.

$$\Delta P = 20 \cdot P_{Emax} \cdot \frac{49,8 Hz - f}{50 Hz} \quad (6.1)$$

$$P_{ref} = P + \Delta P \quad (6.2)$$

---

<sup>1</sup>Auch wenn die DIN EN 50160 einen weitaus breiteren Frequenzbereich für Inselnetze zulässt [10], wird im Rahmen des SEMI-D-Projekts eine Orientierung an VDE AR-N 4105 und deren Umsetzung gefordert. Ob die strengeren Grenzwerte der VDE einzuhalten sind, muss in späteren Arbeiten untersucht werden.

Andernfalls muss bei Überschreiten des oberen Frequenzgrenzwertes von  $50,2\text{ Hz}$  die Gl. 6.3 und Gl. 6.4 angewandt werden.

$$\Delta P = 20 \cdot P_{ref,ext} \cdot \frac{50,2\text{ Hz} - f}{50\text{ Hz}} \quad (6.3)$$

$$P_{ref} = P + \Delta P \quad (6.4)$$

Zur Bestimmung des o. g. Blindleistungssollwertes müssen die Messwerte der Netzspannung  $U$  und des Verschiebungsfaktors  $\cos \varphi$  betrachtet werden. Letzterer ist nach Gl. 6.5 definiert.

$$\cos \varphi = \frac{|P|}{S} \quad (6.5)$$

Durch Umstellen nach der Scheinleistung  $S$  folgt:

$$S = \frac{|P|}{\cos \varphi} \quad (6.6)$$

Die für die Berechnung der Scheinleistung notwendigen Größen nach Gl. 6.6 sind Messwerte und werden als Eingangsgrößen an die Funktion übergeben.

Durch das Vorhandensein von sowohl Schein- als auch Wirkleistung kann der Betrag des Blindleistungssollwerts  $Q_{ref}$  bestimmt werden.

$$Q_{ref} = \sqrt{S^2 - P^2} \quad (6.7)$$

Bei der Bestimmung von  $Q_{ref}$  muss die aktuelle Netzspannung  $U$  betrachtet werden. Sollte die Spannung bereits größer als die Netzspannung  $U_n$  sein, sollte keine weitere Blindleistung durch die EZE in das Inselnetz eingebracht werden. Um daher einen spannungsstabilisierenden Effekt mit der Blindleistungsvorgabe zu erzielen, wird die Gl. 6.7 erweitert.

$$Q_{ref} = \text{sign}(U_n - U) \cdot \sqrt{S^2 - P^2} \quad (6.8)$$

Die Einführung der Signum-Funktion in Gl. 6.8 ermöglicht es, im Zustand  $U > U_n$  durch die EZE Blindleistung aufzunehmen. Mit Hinblick auf den  $\cos \varphi$  wird dieser entsprechend der geltenden Grenzwerte als untererregt oder übererregt eingestellt.

Bei Betrachtung der EZE wäre es durchaus auch möglich, einen Sollwert von  $Q_{ref} = 0 \text{ var}$  vorzugeben, da dies zu einem  $\cos \varphi = 1$  führen würde. Dieser Wert liegt innerhalb des in Abbildung 4.1 dargestellten Grenzbereichs. Allerdings wird bei dieser Betrachtung der Einfluss der anderen Anlagen am Netz auf den  $\cos \varphi$  unterschlagen. Im Sinne der Netzhaltung ist deshalb ein regulatorischer Eingriff der Steuerung auf die EZE durch die Vorgabe von  $Q_{ref}$  durchaus sinnvoll, wenn auch nicht zwingend notwendig.

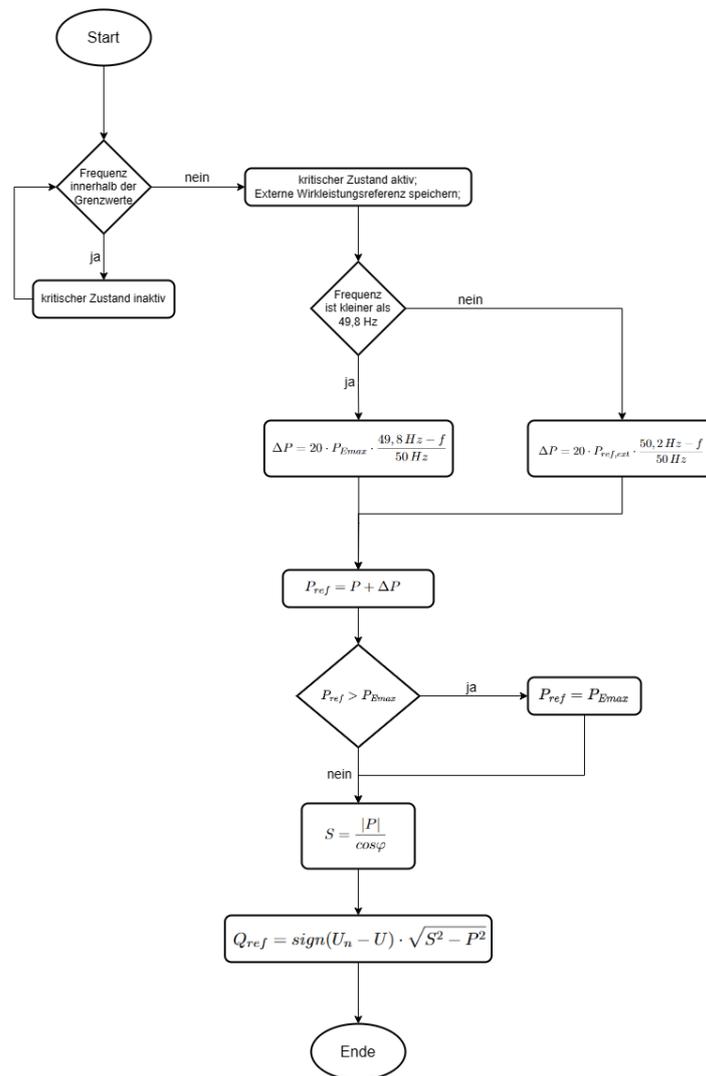


Abbildung 6.1: PAP der Wirkleistungsanpassung zur Frequenzhaltung

Abbildung 6.1 zeigt den Programmablaufplan (PAP) der Funktion. Um eine gute Verständlichkeit zu wahren, wird der PAP ohne Verwendung der tatsächlichen Variablennamen und Operationen dargestellt. Ziel dieser Abbildung ist die Darstellung der Struktur der Funktion, nicht deren Programmierung.

### 6.1.2 Simulation der Wirkleistungsanpassung zur Frequenzhaltung

Zum Simulieren der Funktion wird ein Modell in der Software Simulink erstellt. Im Gegensatz zum Totally Integrated Automation (TIA)-Portal, welches zur Programmierung der genutzten SPS verwendet wird, bietet Simulink in Kombination mit Matlab umfangreiche Möglichkeiten, Software zu testen.

Das Simulink-Modell beinhaltet die Regelstrecke, bestehend aus Leistungsregler und Strecke, sowie die Logik des in Abbildung 6.1 gezeigten PAPs. Der Leistungsregler wird als paralleler PI-Regler ausgeführt ( $G_R(s) = P + I \cdot \frac{1}{s}$ ) mit einem P-Anteil von  $8 \cdot 10^{-4}$  und einem I-Anteil von  $\frac{1}{6} \cdot 10^{-3}$ . Die Parameter stammen aus dem Matlab-Skript der Arbeit [5]. Stellvertretend für die ASM wird ein PT1-Glied mit einer Zeitkonstante  $T = 0,1 \text{ s}$  genutzt. Dabei hat die Parametrierung der Regelstrecke nicht den Anspruch, das Verhalten des Asynchronengenerators der Anlage WEA 2 nachzubilden, da die Zielstellung der Simulation nicht die Auslegung einer Regelung ist, sondern das Testen deren Sollwertberechnung. Für die Simulation des exakten Verhaltens der WEA-2-ASM muss das regelungstechnische Anlagenmodell erstellt werden. Weitere Beschreibungen dazu finden sich in [27].

Zum Testen der Sollwertberechnung wird in Matlab eine Timeseries erstellt, die eine Frequenzmessreihe simuliert. Diese Timeseries wird in das Simulink-Modell übertragen und ausgewertet. Die Auswertung der Frequenz führt zu dem zu berechnenden Wirkleistungssollwert  $P_{ref}$ , auf dem der Fokus dieser Funktion liegt.

Weiterhin wird für die Simulation  $P_{Emax} = 5 \text{ kW}$  festgelegt. Die externe Wirkleistungsvorgabe  $P_{ref,ext}$  wird als Sprung von  $P_{ref,ext} = 0 \text{ kW}$  auf  $P_{ref,ext} = 4 \text{ kW}$  abgebildet.

Abbildung 6.2 zeigt die Verläufe der Leistungen  $P_{Emax}$  (blau),  $P_{ref,ext}$  (orange),  $P_{out}$  (grün), was der Abgabewirkleistung der Regelstrecke entspricht,  $P_{ref}$  (violett) und im unteren Subplot die Frequenz  $f$ .

Zu Beginn der Simulation befindet sich die Frequenz innerhalb der normativ gesetzten Grenzen. Bei  $t = 1 \text{ s}$  reagiert die Anlage auf den Sollwertsprung von  $P_{ref,ext}$  auf  $4 \text{ kW}$

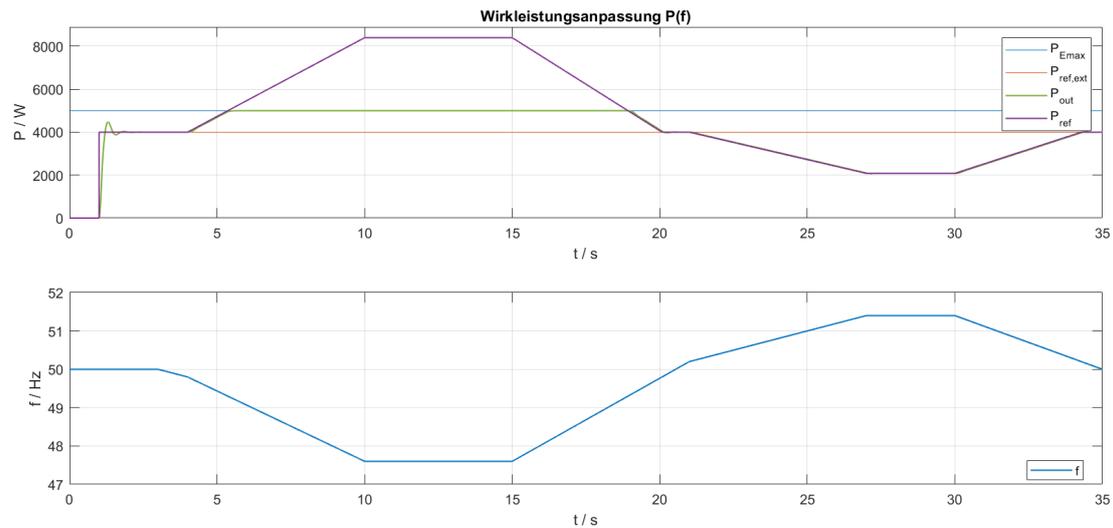


Abbildung 6.2: Simulation der Wirkleistungsanpassung zur Frequenzhaltung

und folgt diesem. Zum Zeitpunkt  $t = 3,8$  s unterschreitet  $f$  die  $49,8$  Hz-Grenze, woraufhin die Funktion beginnt, einen Sollwert  $P_{ref}$  an die Regelung vorzugeben. Diese in violett dargestellte Wirkleistung nimmt mit einer Steigung von  $\frac{\Delta P}{P_{Emax}} = 20 \cdot \frac{49,8 \text{ Hz} - f}{50 \text{ Hz}}$  zu und erreicht bei  $t = 10$  s das Maximum. Aufgrund der physikalisch begrenzten Wirkleistung von  $P_{Emax} = 5 \text{ kW}$  in der Simulation stagniert die Output-Wirkleistung  $P_{out}$  ab  $t = 5,4$  s.

Die ab  $t = 15$  s steigende Frequenz führt dazu, dass  $P_{ref}$  abnimmt. Zu  $t = 18,9$  s betritt  $P_{ref}$  den von ASM anfahrbaren Wirkleistungsbereich, wodurch die Anlage der Leistungsvorgabe  $P_{ref}$  wieder folgen kann.

Die Frequenz überschreitet daraufhin zum Zeitpunkt  $t = 20,1$  s die untere Frequenzgrenze, woraufhin die Anlage erneut der externen Referenz folgt.

Zu  $t = 20,9$  s verlässt die Netzfrequenz erneut das Toleranzband und überschreitet den Grenzwert von  $50,2$  Hz, was eine Leistungsanpassung durch  $P_{ref}$  zur Folge hat. Zu erkennen ist die veränderte Steigung von  $P_{ref}$  im Vergleich zum Simulationsabschnitt  $3,8 \text{ s} \leq t \leq 10 \text{ s}$ . Dies resultiert aus der Vorgabe der VDE AR-N 4105, die bei Überfrequenz eine Steigung von  $\frac{\Delta P}{P_{ref,ext}} = 20 \cdot \frac{50,2 \text{ Hz} - f}{50 \text{ Hz}}$  festlegt. Diese Steigung der  $P_{ref}(f)$ -Kennlinie führt bei Überfrequenz dazu, dass die Anlage bis zur Netztrennung bei  $f \geq 51,5$  Hz nicht auf  $P_{out} = 0 \text{ kW}$  herunterfahren kann.

Nach Erreichen der maximalen Frequenz von  $f = 51,4$  Hz zum Zeitpunkt  $t = 27$  s fällt diese ab  $t = 30$  s wieder streng monoton. Der Zeitpunkt  $t = 34,3$  s markiert das Ende

der Frequenzüberschreitung.

Die Simulation zeigt damit, dass das nach dem in Abbildung 6.1 dargestellten PAP erstellte Programm alle Normvorgaben zur Wirkleistungsanpassung zur Frequenzhaltung erfüllt. Der Verletzung des Frequenztoleranzbereiches wird unmittelbar mit der Anpassung der Wirkleistung entgegengewirkt, wobei die Steigung des Referenzwertes  $P_{ref}$  die Vorgaben der VDE AR-N 4105 vollumfänglich umsetzt.

An der realen Anlage kann es dazu kommen, dass die Frequenz um die Grenzwerte von  $f = 49,8 Hz$  bzw.  $f = 50,2 Hz$  schwingt. Dies würde zur Folge haben, dass das Bit, welches den kritischen Netzzustand anzeigt, zwischen den Zuständen *true* und *false* hin- und her springt. Um diesen Umstand zu umgehen, sieht die VDE AR-N 4105 vor, dass der kritische Zustand erst endet, wenn sich die Frequenz für mindestens zehn Minuten innerhalb der Toleranzbereichsgrenzen befindet. Das führt dazu, dass die Anlage nach Eintreten des kritischen Netzzustands für wenigstens zehn Minuten nicht durch das Netzmanagement steuerbar wäre. Für die Nutzung des SEMI-Ds für Forschungszwecke würde eine solche Pause der Steuerbarkeit durch das Netzmanagement zu einem hohen Komfortverlust führen. Entsprechend wird in die Funktion die Hysterese auf  $t_{hyst} = 10 s$  reduziert. Ein weiterer Timer prüft, ob sich die Frequenz für die Zeit von  $10 min$  innerhalb der Grenzen befindet. Läuft dieser Hysterese-Timer ab, wird das Bit *crit\_vde* zurückgesetzt. Dieses zeigt an, ob ein kritischer Zustand nach Vorgabe der VDE AR-N 4105 vorliegt.

## 6.2 Schaltschrankbau

Der zu entwerfende Schaltschrank stellt die Verbindung zwischen dem Laborversuchsstand und dem Inselnetz her. Er enthält alle in dieser Arbeit verwendeten Geräte und weitere Bauteile, die für die Verbindung der EZE mit dem Inselnetz unverzichtbar sind. Tabelle 6.1 zeigt eine Übersicht über die wichtigsten verbauten Betriebsmittel.

Mit den verbauten Betriebsmitteln ist der sichere Betrieb der Anlage am Inselnetz möglich. Wie sowohl der Tabelle 6.1, als auch der Abbildung 5.4 entnommen werden kann, sind zwei Leistungsschalter (-Q1 und -Q2) verbaut. Der Grund dafür wurde bereits in Abschnitt 5.3 erklärt. Beide Leistungsschalter sind motorbetrieben und verfügen sowohl je über einen Hilfsschalter und eine Unterspannungsauslösung. Die Hilfsschalter zeigen die

Tabelle 6.1: Übersicht der wichtigsten Betriebsmittel

Betriebsmittel	Anzahl	BMK	Aufgabe	Hersteller	Artikelnummer
CPU SIMATIC S7 1515-2 PN	1	-K1	Steuerung der Anlage	Siemens	6ES7515-2AM02-0AB0
Ausgangskoppler mit steckbaren Relais	4	-K5 bis -K8	Ansteuerung der Stellmotoren	Siemens	3RQ3118-2AB00
Motorbetriebener Leistungsschalter, dreipolig	2	-Q1, -Q2	Trennen und Verbinden der Anlage	Siemens	3VA1196-ED36-0AA0
Antriebsmotor Leistungsschalter	2	-M1, -M2	Stellen der Leistungsschalter	Siemens	3VA9157-0HA20
Hilfsschalter, Zubehör für Leistungsschalter	2	-K2, -K3	Anzeigen der Stellung der Leistungsschalter	Siemens	3VA9988-0AA12
Leitungsschutzschalter, einpolig, $I_r = 6 kA$	1	-F4	Sicherung	Siemens	5SL6106-7
Knebelschalter	1	-S1	An- und Abschalten des Schaltschranks	Siemens	3SU1150-2BF60-1MA0
Strommesswandler	3	-T1, -T2, -T3	Strommessung	Siemens	4NC5121-2FA21
SIPROTEC 7SX85 - IO202	1	-A1	IO Baugruppe des Schutzgeräts	Siemens	
SIPROTEC 7SX85 - PS201	1	-A2	Spannungsversorgung des Schutzgeräts	Siemens	

Schalterstellung an und geben Rückmeldung, sollte der entsprechende Leistungsschalter aufgrund des Kurzschlusschutzes ausgelöst haben. Die Kontakte der Hilfsschalter sind mit der IO-Baugruppe der SPS verbunden.

Die eingesetzte Unterspannungsauslösung dient dazu, beide Leistungsschalter zu öffnen, sofern der Schaltschrank manuell abgeschaltet wird.

### 6.2.1 Steuerseite

Aufgrund von Bestimmungen im Hinblick auf den Anlagenschutz [42] müssen die Anlagensteuerung sowie das Schutzgerät auch bei einer Trennung vom Netz weiterhin mit Spannung versorgt werden. In der Realität wird dies durch sog. unterbrechungsfreie Stromversorgungen (USV) sichergestellt. Diese können in Form von Batteriespeichern ausgeführt sein. Eine andere häufig genutzte Variante ist die Notstromversorgung mittels Dieselgenerators. Für den geschützten Rahmen des SEMI-D-Projekts ist keine der beiden Möglichkeiten notwendig. Die Infrastruktur des Labors für elektrische Energietechnik stellt unabhängig vom Zustand des Inselnetzes eine gesicherte Spannung bereit, die für die Versorgung der SPS und des Schutzgeräts sowie der beiden Stellmotoren der Leistungsschalter genutzt wird.

Diese gesicherte Spannung wird über die in Abbildung 6.3 gezeigte Eingangsklemme -X4 bereitgestellt.

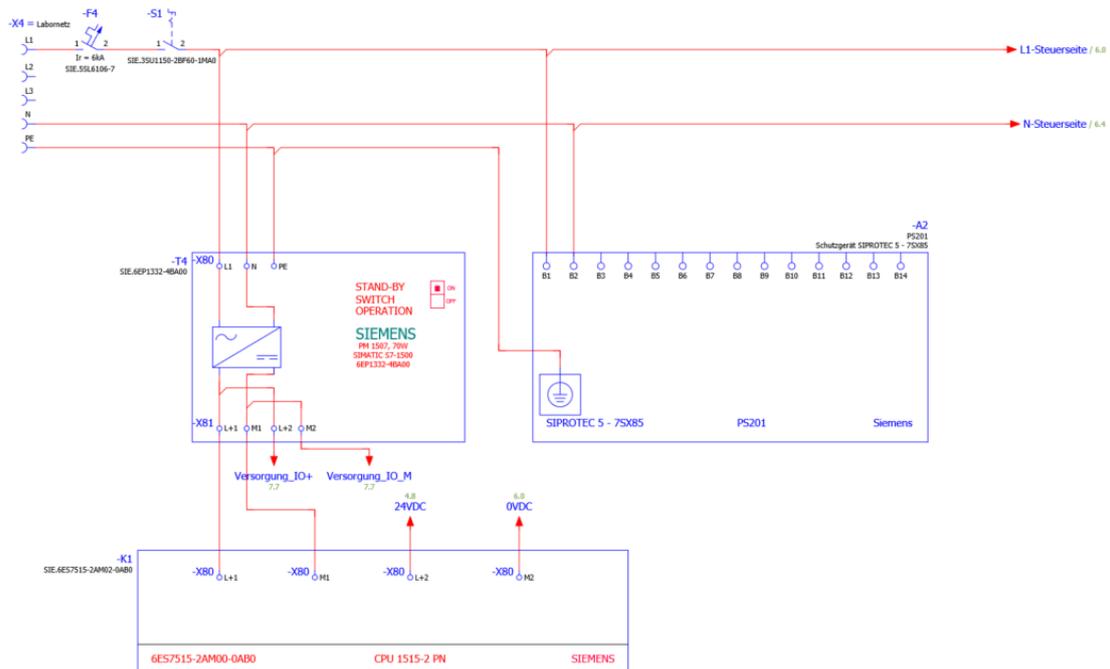


Abbildung 6.3: Elektroplanung der Spannungsversorgung der aktiven Geräte

Alle Betriebsmittel, die von der gesicherten Labornetzspannung versorgt werden, werden zur Steuerseite des Schrankes gezählt. Alle Geräte und Leitungen, die zur Leistungsübertragung zwischen EZE und Inselnetz genutzt werden, zählen zur Leistungsseite.

Die Steuerseite verfügt über zwei Spannungsebenen. Zum einen liegt an -X4 eine Wechselspannung mit einem Effektivwert von  $U_{supply} = 230\text{ V}$  an. Zum anderen werden die Datenübertragungssignale der SPS mit einer Gleichspannung von  $U_{DC} = 24\text{ V}$  betrieben, welche von der IO-Baugruppe der SPS bereitgestellt wird. Diese versorgt u. a. auch die potenzialfreien IO-Klemmen der Baugruppe IO202 des Schutzgeräts.

Weiterhin erfolgt die Schaltung der Relais -K5 bis -K8 zur Ansteuerung der Stellmotoren -M1 und -M2 in der Gleichspannungsebene.

Abbildung 6.4 zeigt die Verdrahtung der Stellmotoren. Zur Ansteuerung werden die vier Relais -K5 bis -K8 genutzt, wobei jeweils zwei Relais zur Verriegelung der ON/OFF-Kontakte der Motoren eingesetzt werden. Diese Verriegelung wird im Nutzerhandbuch der Motoren empfohlen [33]. Die abgebildeten Relais -K6 und -K8 schalten auf den OFF-Kontakt der Motoren, sofern von Seiten der Steuerung oder des Schutzgeräts das Öffnen der Schalter gefordert wird. Dabei ist es nicht relevant, ob gleichzeitig das entgegengesetzte Signal zum Schließen der Schalter anliegt. Tabelle 6.2 zeigt die Schalterstellung

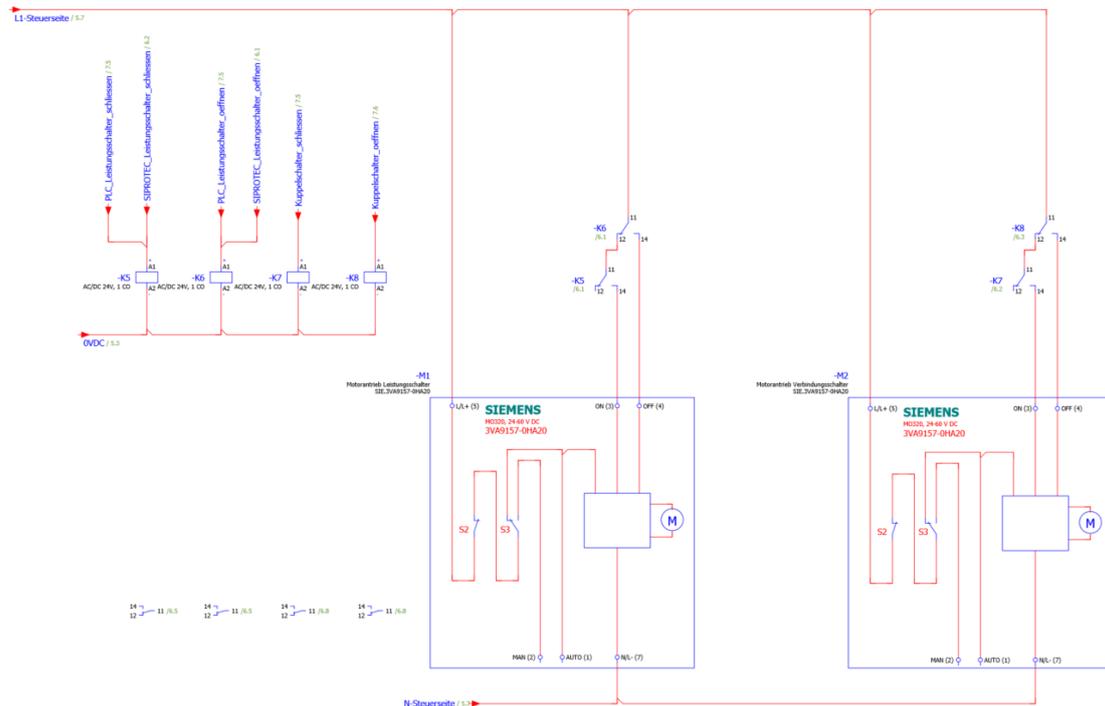


Abbildung 6.4: Elektroplanung der Sicherheitsverschaltung der Stellmotoren -M1 und -M2

in Abhängigkeit der Befehle in Form einer Wahrheitstabelle. Dabei wird vom Initialzustand ausgegangen, in dem beide Schalter geöffnet sind. Die Befehlskombination der ersten Zeile führt zu keiner Änderung der Schalterstellung, egal in welcher Position sich der Leistungsschalter befindet.

Tabelle 6.2: Schalterstellung in Abhängigkeit der Ansteuerbefehle

Befehl: ON (schließen)	Befehl: OFF (öffnen)	Schalterstellung
0	0	0 (geöffnet)
0	1	0 (geöffnet)
1	0	1 (geschlossen)
1	1	0 (geöffnet)

Der Leistungsschalter -Q1, der die Kupplung zum Inselnetz herstellt, wird durch den Motor -M1 angetrieben. Aufgrund der Aufgaben bzgl. der Netz- und Anlagensicherheit muss es möglich sein, die Schalterstellung sowohl von der SPS als auch vom Schutzgerät vorzugeben. Zur Umsetzung dieser Vorgabe können die Relais -K5 und -K6 von beiden

Geräten angesteuert werden. Das Schalten von -Q2 wird nur durch die SPS bestimmt.

### 6.2.2 Leistungsseite

Die Leistungsseite des Schaltschranks kennzeichnet sich dadurch, dass die verwendeten Geräte der Primärtechnik zuzuordnen sind, also die Betriebsmittel, die von hohen Strömen durchflossen werden [26]. Darunter fallen hier die beiden Leistungsschalter -Q1 und -Q2, die Klemmen -X1, -X2 und -X3 sowie die Verbindungsleitungen zwischen diesen Betriebsmitteln. Es wird ein Leitungsquerschnitt  $q_n = 2,5 \text{ mm}^2$  verwendet. Die Bestimmung des Querschnitts kann [16] entnommen werden. Die Abbildung 5.4 in Abschnitt 5.3 zeigt die Elektroplanung der Leistungsseite.

Zur Dimensionierung der Leistungsschalter muss der Bemessungsstrom  $I_{rE}$  der EZE bei Nennbetrieb bekannt sein. Der Asynchrongenerator liefert eine Nennwirkleistung von  $P_n = 5 \text{ kW}$  und speist in ein  $400 \text{ V}$ -Netz ein. Der minimal zulässige Verschiebungsfaktor beträgt  $\cos \varphi = 0,95$ . Mit diesen Angaben kann durch Umstellen der Gl. 6.9 die maximale Stromstärke im Nennbetrieb bestimmt werden, mit der die Leistungsschalter belastet werden.

$$P_n = \sqrt{3} \cdot U_n \cdot I_n \cdot \cos \varphi \quad (6.9)$$

Durch Einsetzen der gegebenen Werte lässt sich der Strom zu  $I_n = 7,6 \text{ A}$  bestimmen, was deutlich unter dem Auslösestrom im Kurzschlussfall der Leistungsschalter von  $I_r = 16 \text{ A}$  liegt. Es ist allerdings zu beachten, dass im Falle der Kopplung der Anlagen WEA 1 und WEA 2 der Leistungsschalter -Q2 den Strom beider Anlagen führt. Im Nennbetrieb würde der Leistungsschalter für diesen Fall von einem Strom von  $I = 2 \cdot 7,6 \text{ A} = 15,2 \text{ A}$  durchflossen. Dieser Wert liegt relativ nah an der Auslösegrenze von  $I_r = 16 \text{ A}$  und sollte daher in weiterführenden Arbeiten berücksichtigt werden.

Weiterhin ist zu prüfen, ob ein Kurzschluss im Nennbetrieb der Anlage zur Auslösung des Kurzschlussschutzes führen würde. Dies ist nur der Fall, wenn  $i_p \geq I_r$ , wobei  $i_p$  der Stoßkurzschlussstrom ist. Dieser kann nach Gl. 6.10 bestimmt werden.

$$i_p = \sqrt{2} \cdot I_k'' \cdot \kappa \quad (6.10)$$

Dabei ist  $I_k''$  der subtransiente Anfangskurzschlusswechselstrom und  $\kappa$  der Stoßfaktor bzw. die Stoßziffer, die einen Wert zwischen eins und zwei annehmen kann [45]. Zur

Berechnung dieses Faktors kann Gl. 6.11 herangezogen werden.

$$\kappa = e^{-\frac{t}{\tau_{DC}}} + 1 \quad (6.11)$$

mit

$$\tau_{DC} = \frac{L}{R} = \frac{X}{\omega R} \quad (6.12)$$

Um  $\tau_g$  zu bestimmen, müssen die Größen der im Kurzschlussfall aktiven Längselemente des Ersatzschaltbildes des Asynchrongenerators betrachtet werden. Diese wurden in [5] über Kurz- und Leerlaufversuche bestimmt. Die primärseitige Resistanz  $R = R_1 + R'_2$  wird zu  $R = 1,8 \Omega$  bestimmt. Für die primärseitige Impedanz  $X_\sigma$ , welche sich aus der Ständerstreureaktanz  $X_{\sigma 1}$  und der auf die Primärseite transformierten Rotorstreureaktanz  $X'_{\sigma 2}$  zusammensetzt, wird der Wert  $X_\sigma = 3,11 \Omega$  berechnet. Die Längsimpedanz beträgt damit  $\underline{Z}_k = 1,8 \Omega + j \cdot 3,11 \Omega$ . Damit folgt:

$$\tau_{DC} = \frac{3,11 \Omega}{2 \cdot \pi \cdot 50 \text{ Hz} \cdot 1,8 \Omega} = 5,5 \text{ ms}$$

Bei  $50 \text{ Hz}$  tritt nach [26] zum Zeitpunkt  $t = 10 \text{ ms}$  der Stoßkurzschlussstrom  $i_p$  auf. Mit dieser Angabe bestimmt sich der Stoßfaktor zu:

$$\kappa = e^{-\frac{10 \text{ ms}}{5,5 \text{ ms}}} + 1 = 1,16$$

Zur Bestimmung von  $i_p$  fehlt nun noch die Angabe von  $I''_k$ . Diese Größe wird nach Gl. 6.13 berechnet.

$$I''_k = c \cdot \frac{U_n}{Z_k \cdot \sqrt{3}} \quad (6.13)$$

Der Faktor  $c$  wird als Spannungsfaktor bezeichnet, welcher Spannungsunterschiede in den Anlagen berücksichtigen soll [41]. Für Niederspannungsnetze von  $100 \text{ V}$  bis  $1 \text{ kV}$  mit einer Toleranz von  $\pm 10 \%$  wird dieser zu  $c = 1,1$  angenommen. Damit folgt für den subtransienten Anfangskurzschlusswechselstrom:

$$I''_k = 1,1 \cdot \frac{400 \text{ V}}{\sqrt{(1,8 \Omega)^2 + (3,11 \Omega)^2} \cdot \sqrt{3}} = 70,7 \text{ A}$$

Durch Einsetzen der ermittelten Werte folgt  $i_p$  zu:

$$i_p = \sqrt{2} \cdot 70,7 \text{ A} \cdot 1,16 = 115,98 \text{ A}$$

Damit liegt  $i_p$  deutlich über der Auslösestromstärke  $I_r = 16 \text{ A}$  des Leistungsschalters, wodurch die Auslösung im Kurzschlussfall sichergestellt ist. Das Schaltvermögen des Leistungsschalters liegt bei  $I_{cu} = 25 \text{ kA}$  bei einer Spannung von  $U = 415 \text{ V}$  [33] und ist damit deutlich größer als der zu erwartende Stoßkurzschlussstrom. Damit ist gewährleistet, dass im Kurzschlussfall sicher getrennt wird.

Unter der Kenntnis von  $I_k''$  kann eine Aussage darüber getroffen werden, welche Kurzschlussleistung  $S_k''$  von der Anlage in das Inselnetz eingebracht wird.

$$S_k'' = \sqrt{3} \cdot U_n \cdot I_k'' \quad (6.14)$$

Durch Einsetzen der bekannten Größen in Gl. 6.14 folgt  $S_k''$  zu:

$$S_k'' = \sqrt{3} \cdot 400 \text{ V} \cdot 70,7 \text{ A} = 48,98 \text{ kVA}$$

Im Rahmen dieser Arbeit ist dieser Wert nicht weiter relevant, sollte aber bei nachfolgenden Arbeiten berücksichtigt werden.

Abbildung 6.5 zeigt den Aufbau des Schaltschranks. Die in der Mitte des Schrankes platzierte Klemmleiste teilt sich in drei Abschnitte auf. Der linke Block, zu dem auch der Leitungsschutzschalter -F4 gezählt wird, verteilt und führt die Labornetzspannung. Der mittlere Block ist für die Verteilung der Inselnetzspannung zuständig und vollständig von der Laborspannung getrennt. Der rechte Klemmenblock besteht aus Klemmen, die zur Verschaltung der Steuersignale sowie der Gleichspannungsversorgung der IO202-Baugruppe des Schutzgeräts dienen. Weiterhin werden hier die Spannungsmessungen über Sicherungsklemmen (-X6) und die Strommessungen über Messtrennklemmen (-X5) geführt. Die rechts von den Messtrennklemmen zu erkennenden Bauteile sind die in Tabelle 6.1 aufgeführten Ausgangskoppler mit steckbaren Relais. Diese sind entsprechend ihrer BMK von links nach rechts sortiert. Außen links befindet sich entsprechend -K5, außen rechts -K8.

### 6.2.3 Geräteprüfung nach VDE 0100-600

Bevor Neuanlagen betrieben werden können, müssen diese nach VDE 0100-600 [40] geprüft werden. Diese Prüfung unterteilt sich in die Bereiche *Besichtigen*, *Erproben* und



Abbildung 6.5: Schaltschrankaufbau

*Messen.* Bei der Besichtigung des Schaltschranks wird u. a. auf die Auswahl der Betriebsmittel, den Zustand der Kabel und Leitungen sowie auf die Kennzeichnung der Stromkreise und Betriebsmittel geachtet. Dabei sind keine Beschädigungen an leitenden Teilen festzustellen. Die Betriebsmittel sind mit deren BMK gekennzeichnet und decken sich mit den Bezeichnungen der Elektroplanung.

Bei der Erprobung der Anlage wird die Funktion dieser getestet. Es wird die Funktion von Schutz-, Sicherheits- und Überwachungseinrichtungen begutachtet. Bei den hier verbauten Schutzeinrichtungen konnten bei der Erprobung keine Mängel festgestellt werden. Unter den Punkt *Messen* fallen hier insbesondere die Bestimmung des Isolationswi-

derstands sowie die Messung des Schutzleiterwiderstands. Nach VDE 0100-600 liegt der Mindestisolationswiderstand bei  $R_{iso} > 1 M\Omega$  bei einer Bemessungsspannung von  $U_n < 500 V$  des Stromkreises. Alle gemessenen Isolationswiderstände (Außenleiter zu Schutzleiter, Außenleiter zu Neutralleiter, Neutralleiter zu Schutzleiter) sind größer als  $500 M\Omega$ . Die Anforderungen der VDE sind hier erfüllt.

Die Messungen zum Schutzleiterwiderstand  $R_{PE,low}$  liegen alle deutlich unter  $R = 1 \Omega$  und erfüllen somit ebenfalls die Anforderungen.

Zu der Geräteprüfung nach VDE 0100-600 wird ein Prüfprotokoll angefertigt, welches sich im digitalen Anhang dieser Arbeit befindet<sup>2</sup>.

Bei der Geräteprüfung sind keine Mängel festzustellen. Bei bestimmungsgemäßer Anwendung ist die Sicherheit der Anlage gewährleistet.

---

<sup>2</sup>Der Anhang befindet sich auf CD-ROM und kann beim Erstprüfer eingesehen werden.

## 7 Fazit und Ausblick

Ziel dieser Arbeit war es, den Laborversuchsstand WEA 2 für den Betrieb im Smart Grid vorzubereiten und aufzurüsten. Neben der Einrichtung einer Datenverbindung über OPC UA zum Lesen und Steuern der Anlage sollte auch ein Schaltschrank entworfen werden, der die notwendigen Komponenten zur Steuerung des Laborversuchsstands im Inselnetzbetrieb beinhaltet. Ein weiterer zentraler Punkt dieser Arbeit sollte die Konfiguration eines Netz- und Anlagenschutzes sein, der konform zur VDE 4105 auszulegen wäre.

Im Rahmen dieser Arbeit konnte ein Großteil der gesetzten Ziele erreicht werden. Neben den Konzepten zur Steuerung, Kommunikation und Messwerterfassung, bzw. -verarbeitung wurde ein Schaltschrank errichtet, der die Anbindung des Laborversuchsstands an das Inselnetz ermöglicht. Für den Schaltschrank wurde eine Gefährdungsbeurteilung und die Geräteprüfung nach VDE 0100-600 durchgeführt.

Im Inselnetzbetrieb beteiligt sich die Anlage an der Spannungs- und Frequenzhaltung. Die dafür geschriebenen Programmabschnitte richten sich streng nach der VDE 4105. Die Anlagensteuerung enthält eine OPC UA Schnittstelle, über die die Steuerung der Anlage durch ein Netzmanagement ermöglicht wird. Die kommunikative Anbindung der Anlagensteuerung an den Laborversuchsstand erfolgt über TCP/IP und konnte teilweise getestet werden.

Der Laborversuchsstand ist nach erfolgreicher Fehlerbehandlung wieder vollumfänglich für den Laborbetrieb einsetzbar. Über Anpassungen in den Simulink-Projekten wurde die Umschaltung zwischen Labor- und Inselnetzbetrieb ermöglicht.

Aufgrund von Lieferschwierigkeiten war es im Rahmen dieser Arbeit nicht möglich die Konfiguration und Parametrierung des Schutzgeräts durchzuführen. Entsprechend der beschriebenen Konzepte war es folglich nicht möglich das Zusammenspiel aller Komponenten zu testen. Im Zuge einer nachfolgenden Arbeit stünden die Einrichtung des Schutzgeräts, die Datenverbindung zwischen Schutzgerät und SPS über Profinet sowie die Funktionstests und -nachweise im Fokus. Dabei sollte sichergestellt werden, dass dies im Einklang mit den hier erarbeiteten Konzepten steht.

Ebenso ist die Inbetriebnahme des Schranks zusammen mit dem Laborversuchsstand als Teil einer konsekutiven Arbeit vorzunehmen.

# Literaturverzeichnis

- [1] Windenergie-an-Land-Strategie / Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK). Mai 2023. – Forschungsbericht
- [2] AMJAD ANVARI-MOGHADDAM, Behnan Mohammadi-Ivatloo ; HATZIAGYRIOU, Nikos (Hrsg.): Microgrids. 1. Gewerbestrasse 11, 6330 Cham, Switzerland : Springer Nature Switzerland AG, 2021. – ISBN 978-3-030-59749-8
- [3] BISHOP, Peter ; NAIR, Nirmal-Kumar C. (Hrsg.): IEC 61850 Principles and Applications to Electric Power Systems. Springer Nature Switzerland AG, 2023. – ISBN 978-3-031-24567-1
- [4] BOTHE, Dominik: Dynamische Simulation einer Windenergieanlage und Implementierung zusammen mit einem Human-Machine-Interface in einem Laborversuchsstand, Hochschule für angewandte Wissenschaften Hamburg, Diplomarbeit, November 2016
- [5] BRANDHOFF, Kai: Optimierung, Aufbau und Inbetriebnahme eines Windenergie-Laborversuchsstands mit Asynchrongenerator für Netz-, Vollumrichter- und doppeltgespeisten Betrieb, Hochschule für angewandte Wissenschaften Hamburg, Diplomarbeit, Januar 2019
- [6] BUNDESMINISTERIUM FÜR WIRTSCHAFT UND KLIMASCHUTZ: Intelligente Netze. 2023. – URL <https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Artikel/Energie/intelligente-netze.html>. – Zugriffsdatum: 2023-10-05
- [7] BUNDESMINISTERIUM FÜR WIRTSCHAFT UND KLIMASCHUTZ (BMWK): Erneuerbare Energien. 2023. – URL <https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Dossier/erneuerbare-energien.html>. – Zugriffsdatum: 2023-05-29
- [8] BÜSSIS, Fabian: Steuerung und Regelung einer Windenergie-Netzeinspeisung mit dopplet gespeistem Asynchrongenerator, Hochschule für angewandte Wissenschaften Hamburg, Diplomarbeit, August 2015

- [9] DEUTSCHE BUNDESREGIERUNG: Anteil der Erneuerbaren Energien steigt weiter. April 2023. – URL <https://www.bundesregierung.de/breg-de/schwerpunkte/klimaschutz/faq-energiewende-2067498>. – Zugriffsdatum: 2023-05-29
- [10] DKE DEUTSCHE KOMMISSION ELEKTROTECHNIK ELEKTRONIK INFORMATIONSTECHNIK IN DIN UND VDE: DIN EN 50160 - Merkmale der Spannung in öffentlichen Energieversorgungsnetzen; Deutsche und Englische Fassung prEN 50160:2021. September 2022. – URL <https://www.nautos.de/W7I/search/item-detail/DE30095978>. – Zugriffsdatum: 2023-07-28
- [11] DSPACE GMBH: Einfache Tests der Buskommunikation. 2023. – URL [https://www.dspace.com/de/gmb/home/applicationfields/portfolio/bussimulation/bussimulation\\_usecases/simple\\_bus\\_test.cfm](https://www.dspace.com/de/gmb/home/applicationfields/portfolio/bussimulation/bussimulation_usecases/simple_bus_test.cfm). – Zugriffsdatum: 2023-11-14
- [12] DSPACE GMBH: New Features and Migration -Release 2023-A - May 2023. Rathenaustraße 2, 633102 PaderbornGermany: dSpace GmbH (Veranst.), Mai 2023
- [13] ELEKTRONIKA, DELTA: SM 3300 - series. Vissersdijk 4, 4301 ND Zierrikzee, Niederlande: DELTA ELEKTRONIKA (Veranst.), März 2014
- [14] FRAUNHOFER-INSTITUT FÜR SOLARE ENERGIESYSTEME ISE: Stabile Stromversorgung durch netzbildende Wechselrichter. – URL <https://www.fraunhofer.de/de/presse/presseinformationen/2021/dezember-2021/stabile-stromversorgung-durch-netzbildende-wechselrichter.html>. – Zugriffsdatum: 2023-11-09
- [15] GERHARD SCHNELL, Bernhard W. ; SCHNELL, Gerhard (Hrsg.): Bussysteme in der Automatisierungs- und Prozesstechnik. 9. Springer Fachmedien Wiesbaden GmbH, 2019. – ISBN 978-3-658-23687-8
- [16] HARTIG, Justus K.: Entwicklung eines Messkonzepts zur Steuerung und Überwachung einer Smart Grid Testumgebung und Einbindung des Konzepts in das zugehörige Kommunikationsnetz, Hochschule für angewandte Wissenschaften Hamburg, Diplomarbeit, Mai 2022
- [17] HAU, Erich: Windkraftanlagen. Springer-Verlag Berlin-Heidelberg, 2014
- [18] HEIER, Sigfried: Windkraftanlagen. 6. Spriger Fachmedien Wiesbaden GmbH, 2018. – ISBN 978-3-8348-1426-5

- [19] LUNZE, Jan: Automatisierungstechnik. Walter de Gruyter GmbH, 2020
- [20] MAHR, Florian ; STEFAN HENNINGER, Johann J. (Hrsg.): Elektrische Energietechnik. 1. Springer Fachmedien Wiesbaden GmbH, 2021. – ISBN 978-3-658-34908-0
- [21] MAMO, Reeber: Konzeptionierung, Implementierung und Visualisierung eines Netzmanagementsystems für ein smartes Inselstromnetz, Hochschule für angewandte Wissenschaften Hamburg, Bachelor's Thesis, Februar 2023
- [22] MICHAEL DZIEIA, Dieter J.: Elektronik Tabellen - Betriebs- und Automatisierungstechnik. 3. Bildungshaus Schulbuchverlage Westermann Schroedel, 2018. – ISBN 978-3-14-235015-8
- [23] OPC FOUNDATION: Unified Architecture. – URL <https://opcfoundation.org/about/opc-technologies/opc-ua/>. – Zugriffsdatum: 2023-06-30
- [24] PROBST, Uwe: Leistungselektronik für Bachelors. Carl Hanser Verlag München, 2020. – ISBN 978-3-446-46366-0
- [25] QUASCHNING, Volker: Regenerative Energiesysteme. Carl Hanser Verlag München, 2019
- [26] RICHARD MAHRENBACH, Christian T. ; DRESCHER, Markus (Hrsg.): Elektrische Energietechnik. 2. Springer Fachmedien Wiesbaden 2013, 2013. – ISBN 978-3-8348-2190-4
- [27] RÖTHER, Michael: Antriebstechnik für mobile Systeme Handout 2. 2021. – Vorlesung AS Sommersemester 2022
- [28] SEITZ, Matthias: Speicherprogrammierbare Steuerungen für die Fabrik- und Prozessautomation. 4. Carl Hanser Verlag München, 2015. – ISBN 978-3-446-44273-3
- [29] SEMI-D: Smart-Energy-Mobility-Demonstrator Projektstatusbericht 2021. – nicht veröffentlicht
- [30] SEMIKRON: SKHI 20 opA. Sigmundstr. 200, 90431 Nürnberg Deutschland: SEMIKRON (Veranst.), Juli 2005
- [31] SEMIKRON: SK30GB128. Sigmundstr. 200, 90431 Nürnberg Deutschland: SEMIKRON (Veranst.), August 2007

- [32] SEMIKRON: SEMISTACK - IGBT. Sigmundstr. 200, 90431 Nürnberg Deutschland: SEMIKRON (Veranst.), August 2008
- [33] SIEMENS AG: Gerätehandbuch - SENTRON - Kompaktleistungsschalter 3VA mit IEC-Zertifikat. Postfach 32 20, 91050 Erlangen: , März 2019
- [34] SIEMENS AG: SIMATIC OPC UA Web based Training Teil 1. 2019. – URL [https://cache.industry.siemens.com/dl/dl-media/906/109776906/att\\_1012619/v1/109776906 OPCUA\\_1\\_Basics\\_WBT\\_DE/start.html?lang=de](https://cache.industry.siemens.com/dl/dl-media/906/109776906/att_1012619/v1/109776906 OPCUA_1_Basics_WBT_DE/start.html?lang=de). – Zugriffsdatum: 2023-06-30
- [35] SIEMENS AG: SIPROTEC 5 - Beschreibung Hardware. Werner-von-Siemens-Straße 1, 80333 München Deutschland: , 2023
- [36] SIEMENS AG: SIPROTEC 5 - Kommunikationshandbuch. Werner-von-Siemens-Straße 1, 80333 München, Deutschland: , 2023
- [37] SPECOVIUS, Joachim: Grundkurs Leistungselektronik. 10. Wiesbaden : Springer Fachmedien Wiesbaden GmbH, 2020. – ISBN 978-3-658-30399-0
- [38] STAMER, Fabian J.: Prädiktive Gate-Ansteuerung zur Optimierung des Schaltverhaltens von IGBTs, Karlsruher Institut für Technologie, phdthesis, März 2021
- [39] STATISTISCHES BUNDESAMT: Stromerzeugung 2022: Ein Drittel aus Kohle, ein Viertel aus Windkraft. März 2023. – URL [https://www.destatis.de/DE/Presse/Pressemitteilungen/2023/03/PD23\\_090\\_43312.html](https://www.destatis.de/DE/Presse/Pressemitteilungen/2023/03/PD23_090_43312.html). – Zugriffsdatum: 2023-05-29
- [40] VDE VERBAND DER ELEKTROTECHNIK ELEKTRONIK INFORMATIONSTECHNIK E.V.: DIN VDE 0100-600 (VDE 0100-600): 2017-06 Errichten von Niederspannungsanlagen - Teil 6. – URL [https://www.normenbibliothek.de/vde-xaveropp/normenbibliothek/start.xav#\\_\\_normenbibliothek\\_\\_/\\*\[@attr\\_id='0100382\\_section\\_6.4'\]\\_1705568227654](https://www.normenbibliothek.de/vde-xaveropp/normenbibliothek/start.xav#__normenbibliothek__/*[@attr_id='0100382_section_6.4']_1705568227654). – Zugriffsdatum: 2024-01-18
- [41] VDE VERBAND DER ELEKTROTECHNIK ELEKTRONIK INFORMATIONSTECHNIK E.V.: VDE 0102 - Kurzschlussströme in Drehstromnetzen Teil 0: Berechnung der Ströme (IEC 60909-0:2016). 2016. – URL <https://www.normenbibliothek.de/vde-xaveropp/normenbibliothek/start.xav#>

- \_\_normenbibliothek\_\_/\*[@attr\_id=' 0100355' ]\_\_1700839396896. –  
Zugriffsdatum: 2023-11-24
- [42] VDE VERBAND DER ELEKTROTECHNIK ELEKTRONIK INFORMATIONSTECH-  
NIK E.V.: VDE-AR-N 4105 (VDE-AR-N 4105) Anwendungsregel: 2018-11.  
November 2018. – URL [https://www.normenbibliothek.de/vde-xaveropp/normenbibliothek/start.xav#\\_\\_normenbibliothek\\_\\_/  
/\\*\[@attr\\_id=' 0100492' \]\\_\\_1690470117126](https://www.normenbibliothek.de/vde-xaveropp/normenbibliothek/start.xav#__normenbibliothek__/*[@attr_id=' 0100492' ]__1690470117126). – Zugriffsdatum: 2023-07-27
- [43] VDE VERBAND DER ELEKTROTECHNIK ELEKTRONIK INFORMATIONSTECH-  
NIK E.V.: VDE-AR-N 4110 (VDE-AR-N 4110) Anwendungsregel: 2023-09.  
September 2023. – URL [https://www.normenbibliothek.de/vde-xaveropp/normenbibliothek/start.xav#\\_\\_normenbibliothek\\_\\_/  
/\\*\[@attr\\_id=' 0100735' \]\\_\\_1696576383103](https://www.normenbibliothek.de/vde-xaveropp/normenbibliothek/start.xav#__normenbibliothek__/*[@attr_id=' 0100735' ]__1696576383103). – Zugriffsdatum: 2023-10-06
- [44] WIKIPEDIA: Transmission Control Protocol — Wikipedia, die freie Enzyklopädie.  
2023. – URL [https://de.wikipedia.org/w/index.php?title=  
Transmission\\_Control\\_Protocol&oldid=238447957](https://de.wikipedia.org/w/index.php?title=Transmission_Control_Protocol&oldid=238447957). – Zugriffsdatum:  
2023-11-16. – [Online; Stand 16. November 2023]
- [45] WINZENICK, Ingo: Vorlesungsmitschriften aus dem Kurs Energietechnik. 2021. –  
nicht veröffentlicht

## **Erklärung zur selbstständigen Bearbeitung einer Abschlussarbeit**

Hiermit versichere ich, dass ich die vorliegende Arbeit ohne fremde Hilfe selbständig verfasst und nur die angegebenen Hilfsmittel benutzt habe. Wörtlich oder dem Sinn nach aus anderen Werken entnommene Stellen sind unter Angabe der Quellen kenntlich gemacht.

---

Ort

Datum

Unterschrift im Original