Hochschule Magdeburg-Stendal
Fachbereich Ingenieurwissenschaften und Industriedesign (IWID)
Institut für Elektrotechnik

Bachelorarbeit

zur Erlangung des Grades eines "Bachelor of Engineering" im Studiengang Elektrotechnik

Thema: **Konzeption, Realisierung und Validierung der meteorologischen Messstation "Campuswetter" der Hochschule Magdeburg-Stendal**

Eingereicht von: **Philipp Hörnlein und Sebastian Kohrs**

Matrikelnummer: 20152041 20152072

Angefertigt für: Hochschule Magdeburg-Stendal

Ausgabetermin: 10.01.2019

Abgabetermin: 21.03.2019

Erstprüfer: Herr Professor Dr.-Ing. Jörg Auge

Zweitprüfer: Herr Professor Dr.-Ing. Przemyslaw Komarnicki

..... 1. Prüfer

..... 2. Prüfer

Danksagung

An dieser Stelle möchten wir allen Beteiligten sowie Unterstützern und Förderern des Projektes und dieser Arbeit danken.

Der größte Dank geht dabei an Herrn Prof. Dr.-Ing. Jörg Auge, der dieses Projekt erst ermöglicht hat und uns zu jedem Zeitpunkt voll unterstützt hat. Nur durch sein großes Vertrauen in unsere Arbeit und sein Engagement war es uns möglich, eine Anlage in diesem Umfang zu planen und zu realisieren. Für die Möglichkeit, unsere eigenen Ideen einzubringen, selbstständig Entscheidungen zu treffen und damit wertvolle Erfahrungen für die Zukunft zu sammeln, sind wir besonders dankbar. Wir wissen darüber hinaus seine Unterstützung, konstruktive Kritik und Hilfestellungen bei der Anfertigung dieser Arbeit sehr zu schätzen.

Ein weiterer Dank gilt unserem Zweitprüfer Herrn Prof. Dr.-Ing. Przemyslaw Komarnicki, der sich sehr für unser Projekt begeistern konnte und gerade bei schwierigen Problemstellungen immer mit Rat und Tat zur Verfügung stand.

Zusätzlich möchten wir uns bei allen Beteiligten an der Hochschule bedanken, hierzu zählen speziell die Mitarbeiter des ZKI, den Instituten für Elektrotechnik und Maschinenbau sowie dem Dezernat für Technik, Bau und Liegenschaften. Nur durch die tolle Zusammenarbeit, die Unterstützung und Ihre Bereitschaft, auch bei schwierigen und umfangreichen Aufgaben zu helfen, war es möglich, die Wetterstation in diesem Maße an der Hochschule zu etablieren. Unser Dank gilt außerdem allen beteiligten Unternehmen für die technischen Hilfestellungen und dem *Deutschen Wetterdienst* für die freundliche Bereitstellung der Wetterhistorie Magdeburgs.

Neben der rein fachlichen Unterstützung möchten wir uns ganz besonders bei unseren Familien, Partnerinnen und Freunden bedanken, die immer für uns da waren und uns "den Rücken freigehalten" haben. Eure wertvollen Anregungen und Kritiken waren eine große Hilfestellung bei der Anfertigung dieser Arbeit.

Vielen Dank!

Zusammenfassung

Die hier vorliegende Bachelorarbeit ist die vollständige Dokumentation der Konzeption, Realisierung und Validierung der meteorologischen Messstation *Campuswetter* der Hochschule Magdeburg-Stendal am Standort Herrenkrug. Als Ausgangspunkt dient hierfür ein Prototyp, der zunächst analysiert wird und in Kombination mit der Aufgabenstellung die Basis für die Konzeptionierung der Station bildet. Der Hauptteil der Arbeit beschäftigt sich mit der detaillierten Darlegung der Realisierung der Station. Dieser startet bei der Implementierung eines Energiekonzepts, ausgehend von den regenerativen Energieformen Photovoltaik und Windkraft in Kombination mit einem Energiespeicher. Im Anschluss daran werden die eingesetzten meteorologischen Sensoren vorgestellt und ihre konkrete Anbindung an die realisierte Messdatenerfassung auf Basis einer industriellen SPS-Steuerung gezeigt. Die zur Erfassung und Verarbeitung der Messwerte nötige Programmierung der Steuerung sowie die Übertragung der Messwerte in ein nachgeschaltetes Datenbanksystem sind ebenso Thema wie die daran angeknüpfte Darstellung der gesammelten Wetterdaten in einer Visualisierung der Steuerung und auf der stationseigenen Webseite. Ein erstes Zwischenfazit der Arbeit bildet die Erprobung und Evaluation, in welcher die gesammelten Daten mit Referenzdaten des *Deutschen Wetterdienstes* verglichen werden. Nach der erfolgreichen Erprobung werden im letzten Schritt die eingesetzten Messverfahren miteinander verglichen und korreliert und daraus Vor- und Nachteile abgeleitet.

Abstract

The bachelor thesis presented here is the complete documentation of the conception, realization and validation of the meteorological measuring station Campuswetter of the Hochschule Magdeburg-Stendal at the Herrenkrug site. The starting point for this is a prototype, which is first analysed and, in combination with the task, forms the basis for the conceptual design of the station. The main part of the work deals with the detailed presentation of the realisation of the station. This starts with the implementation of an energy concept based on the regenerative forms of energy photovoltaics and wind power in combination with an energy storage system. Subsequently, the meteorological sensors used will be presented and their concrete connection to the measurement data acquisition realised on the basis of an industrial PLC control system will be shown. The programming of the control system required for recording and processing the measured values as well as the transfer of the measured values to a downstream database system are also a topic, as is the associated presentation of the collected weather data in a visualisation of the control system and on the station's own website. A first interim conclusion of the work is the testing and evaluation, in which the collected data are compared with reference data of the *Deutsche Wetterdienst*. After successful testing, the last step is to compare and correlate the measurement methods used and derive their advantages and disadvantages.

Selbstständigkeitserklärung

Hiermit erkläre ich, dass ich die mit meinem Namen ausgewiesenen Kapitel der vorliegenden Bachelorarbeit selbstständig und nur unter Verwendung der angegebenen Literatur und Hilfsmittel angefertigt habe. Die aus fremden Quellen direkt oder indirekt übernommenen Stellen sind als solche kenntlich gemacht.

Die Arbeit wurde bisher in gleicher oder ähnlicher Form keiner anderen Prüfungsbehörde vorgelegt und auch nicht veröffentlicht.

.....	.....
Ort, Datum	Unterschrift Philipp Hörnlein
.....	.....
Ort, Datum	Unterschrift Sebastian Kohrs

Inhaltsverzeichnis

DANKSAGUNG ..... **I**
ZUSAMMENFASSUNG ..... **II**
ABSTRACT ..... **II**
SELBSTSTÄNDIGKEITSERKLÄRUNG ..... **III**
INHALTSVERZEICHNIS ..... **IV**
ABBILDUNGSVERZEICHNIS ..... **VII**
TABELLENVERZEICHNIS ..... **XV**
ABKÜRZUNGSVERZEICHNIS ..... **XVI**
1 EINFÜHRUNG (HÖRNLEIN) **1**
1.1 ZIELSETZUNG UND MOTIVATION 1
1.2 AUFGABENSTELLUNG UND GLIEDERUNG DER ARBEIT 2
2 STAND DER TECHNIK (HÖRNLEIN & KOHRS) **4**
2.1 ERNEUERBARE ENERGIEN UND DEREN EINSPEISUNG INS NETZ (KOHRS) 4
2.1.1 Einleitung *4*
2.1.2 Windkraft *4*
2.1.3 Photovoltaik *7*
2.1.4 Wechselrichter für Photovoltaik *12*
2.1.5 Energiespeicher *13*
2.2 METEOROLOGISCHE GRÖßEN UND DEREN MESSUNG (HÖRNLEIN) 15
2.2.1 Einleitung *15*
2.2.2 Temperatur *15*
2.2.3 Niederschlag *20*
2.2.4 Wind *23*
2.2.5 Luftdruck *28*
2.2.6 Luftfeuchtigkeit *31*
2.2.7 Strahlung *34*
2.2.8 Zusammenfassung *36*
3 BASISFUNKTIONALITÄTEN DER WETTERSTATION (HÖRNLEIN UND KOHRS) **37**
3.1 EINLEITUNG (HÖRNLEIN) 37
3.2 ÖRTLICHE GEGEBENHEITEN UND RANDBEDINGUNGEN (KOHRS) 37
3.3 ENERGIEVERSORGUNG (KOHRS) 38
3.4 SENSORIK – CLIMA SENSOR US (HÖRNLEIN) 40
3.5 MESSDATENERFASSUNG (KOHRS) 44
3.5.1 Aufbau des Schaltschranks *44*
3.5.2 NI myRIO und die Programmierung der Messwertverarbeitung in LabVIEW *45*
3.5.3 Speicherung der Messwerte *47*
3.6 MESSDATENAUSWERTUNG (HÖRNLEIN) 48
3.7 ZUSAMMENFASSUNG UND FAZIT (HÖRNLEIN) 48
4 AUFBAU UND FUNKTION DER ERWEITERTEN WETTERSTATION (HÖRNLEIN UND KOHRS) **49**
4.1 ANFORDERUNGSANALYSE UND KONZEPT (HÖRNLEIN) 49
4.2 ENERGIEVERSORGUNG UND INFORMATIONSTECHNIK (KOHRS) 52
4.2.1 Einleitung und Konzept *52*
4.2.2 Normative Rahmenbedingungen und Dokumentation *54*
4.2.3 Eingesetzte Komponenten und Anlagenteile *61*
4.2.4 Unterverteilung *78*
4.2.5 Zusammenfassung *82*

4.3 SENSORIK (HÖRNLEIN) 83
4.3.1 Einleitung 83
4.3.2 UV-Sensor 84
4.3.3 Windgeschwindigkeitsgeber 85
4.3.4 Windrichtungsgeber 86
4.3.5 Niederschlagssammler 88
4.3.6 Clima Sensor US 92
4.3.7 Photovoltaik-Messsystem 94
4.3.8 Photovoltaikanlagen 97
4.3.9 Zusammenfassung eingesetzte meteorologische Messtechnik 98
4.4 HARDWARE MESSDATENERFASSUNG UND -VERARBEITUNG (KOHRS) 101
4.4.1 Einleitung und Konzept 101
4.4.2 Auswahl der Komponenten der Industriesteuerung 102
4.4.3 Schaltschränke der Messdatenerfassung 111
4.4.4 Zusammenfassung 118
4.5 PROGRAMMIERUNG MESSDATENERFASSUNG UND -VERARBEITUNG (HÖRNLEIN) 119
4.5.1 Einleitung 119
4.5.2 Entwicklungsumgebung und Lizenzierung 119
4.5.3 Hardwarekonfiguration 120
4.5.4 PLC Projekt 120
4.5.5 Zusammenfassung und Fazit 139
4.6 SPEICHERUNG DER MESSDATEN (HÖRNLEIN) 140
4.6.1 Einleitung und Konzept 140
4.6.2 Server & Datenbank 140
4.6.3 Kommunikationsanbindung der Industriesteuerung an die Datenbank 142
4.6.4 Zusammenfassung und Fazit 147
4.7 MESSWERTVISUALISIERUNG DURCH DIE INDUSTRIESTEUERUNG (HÖRNLEIN) 147
4.7.1 Einleitung und Konzept 147
4.7.2 Realisierung 148
4.7.3 Zusammenfassung und Fazit 151
4.8 WEBBASIERTE MESSWERTDARSTELLUNG (HÖRNLEIN) 152
4.8.1 Einleitung und Konzept 152
4.8.2 Programmierung der Website 153
4.8.3 Anbindung der Datenbank an die Website 160
4.8.4 Messwertdiagramme 163
4.8.5 Zusammenfassung und Fazit 167
4.9 ZUSAMMENFASSUNG UND FAZIT (HÖRNLEIN) 168

5 ERPROBUNG UND EVALUATION (KOHRS) 169

5.1 EINLEITUNG 169
5.2 MESSERGEBNISSE DES UV-SENSORS 170
5.3 MESSERGEBNISSE DES WINDGESCHWINDIGKEITSGEBERS 171
5.4 MESSERGEBNISSE DES WINDRICHTUNGSGEBERS 172
5.5 MESSERGEBNISSE DES NIEDERSCHLAGSSAMMLERS 173
5.6 MESSERGEBNISSE DES CLIMA SENSOR US 174
5.6.1 Einleitung 174
5.6.2 Lufttemperatur 174
5.6.3 Absoluter Luftdruck bezogen auf NHN 175
5.6.4 Relative Luftfeuchtigkeit 176
5.6.5 Windgeschwindigkeit 177
5.6.6 Windrichtung 178
5.6.7 Niederschlagsmenge 179
5.7 MESSERGEBNISSE DES PHOTOVOLTAIK-MESSSYSTEMS 180
5.8 ZUSAMMENFASSUNG UND FAZIT 182

6 VERGLEICH, KORRELATION UND DISKUSSION DER MESSERGEBNISSE (HÖRNLEIN) 183

6.1 EINLEITUNG 183
6.2 UV-STRAHLUNG (UV-SENSOR) UND HELLIGKEIT (CLIMA SENSOR US) 183
6.3 WINDGESCHWINDIGKEIT (CLIMA SENSOR US UND WINDGESCHWINDIGKEITSGEBER) 189
6.4 WINDRICHTUNG (CLIMA SENSOR US UND WINDRICHTUNGSGEBER) 196
6.5 NIEDERSCHLAGSSUMME (CLIMA SENSOR US UND NIEDERSCHLAGSSAMMLER) 202
6.6 TEMPERATUR (CLIMA SENSOR US BERÜHRENDE MESSUNG UND AKUSTISCHE MESSUNG) 209
6.7 PHOTOVOLTAIKLEISTUNG UND HELLIGKEIT (PHOTOVOLTAIKZELLEN UND CLIMA SENSOR US) 212
6.8 ZUSAMMENFASSUNG 214

7 FEHLERKATALOG (HÖRNLEIN) 216

7.1 AUFGETRETENE FEHLERBILDER UND DEREN LÖSUNG (HÖRNLEIN) 216
7.1.1 Energieversorgung 216
7.1.2 Sensorik 216
7.1.3 Industriesteuerung (Messdatenerfassung und Visualisierung) 217
7.1.4 Messdatenspeicherung - Fehler bei der Berechnung der Messwertdiagramme nach Update des Datenbanksystems 218
7.1.5 Messdatendarstellung - Homepage des Campuswetters lässt sich nicht aufrufen 218
7.2 LEITFADEN ZUR FEHLERSUCHE (HÖRNLEIN) 219

8 ZUSAMMENFASSUNG UND AUSBLICK (HÖRNLEIN) 220

9 LITERATURVERZEICHNIS 224

10 RICHTLINIEN UND NORMEN 233

10.1 DIN VDE 233
10.2 DIN UND DIN EN 233

11 ANHANG 234

A1 ANHANGSVERZEICHNIS 234
A2 EINLEITUNG 234
A3 SCHALTPLAN METEOROLOGISCHE MESSSTATION *CAMPUSWETTER* 235
A3.1 Unterverteilung 235
A3.2 Regenerative Energien 246
A3.3 Schaltschrank Container 252
A3.4 Schaltschrank Messfeld 262
A3.5 EtherCAT und Ethernet Übersichten 277
A4 LEITUNGSÜBERSICHT 280
A5 PRÜFPROTOKOLL DIN VDE 0100-600 JANUAR 2019 284
A6 ZUGANGSDATEN *CAMPUSWETTER* 289
A7 ANSPRECHPARTNER *CAMPUSWETTER* 290
A7.1 Intern 290
A7.2 Extern 291
A8 INVENTARISIERUNGSNUMMERN *CAMPUSWETTER* 294
A8.1 Industriesteuerung Beckhoff 294
A8.2 Sensorik 294
A8.3 Energieversorgung 295
A8.4 Sonstiges 295
A9 ERDUNGSPLAN CONTAINER 296
A10 ZEICHNUNG HALTERUNG PHOTOVOLTAIK-MESSSYSTEM 297
A11 PROGRAMMABLAUFPLAN FÜR DAS SPS-PROGRAMM "PVMODULE" 298
A12 NACHWUCHSWISSENSCHAFTLERPREIS 2018 HÖRNLEIN 299
A13 NACHWUCHSWISSENSCHAFTLERPREIS 2018 KOHRS 300
A14 *CAMPUSWETTER* IM TREFFPUNKT CAMPUS 301

Abbildungsverzeichnis

Abb. 2–1: Aufbau einer Solarzelle (Quelle:[6, p. 85] 7
Abb. 2–2: Bildung von Elektronen-Loch-Paaren einer Photodiode bei einfallendem Licht (Quelle:[6, p. 82] 7
Abb. 2–3: Kennlinien einer Solarzelle, mit den Quadranten 1. Solarzellenbetrieb und 2. Photodiodenbetrieb (Quelle:[6, p. 92]) 8
Abb. 2–4: Kennlinie im Solarzellenbetrieb mit eingetragenem MPP (Quelle:[6, p. 92]) 8
Abb. 2–5: Sonnenstandsdiagramm für den Bereich Magdeburg für ein Jahr (Quelle:[7]) 8
Abb. 2–6: Kennlinien exemplarischer Widerstandsthermometer (Pt100, Pt1000, NTC 1k) (Quelle: [19]) 18
Abb. 2–7: Prinzipschaltbild eines Thermoelements (Quelle: [41]) 19
Abb. 2–8: a) Bipolar-Transistor mit b) Kennlinie zur Temperaturabhängigkeit der Basis-Emitter-Spannung bei konstantem, vorgegebenem Strom (Quelle: [21]) 19
Abb. 2–9: Funktionsprinzip optoelektronische Niederschlagserfassung (Quelle: [25, p. 96]) 22
Abb. 2–10: schematischer Aufbau der Windgeschwindigkeits- und Windrichtungsmessung mittels Ultraschallwandler - Laufzeitdifferenzverfahren (Quelle: [26, p. 11]) 24
Abb. 2–11: Beispiel für die Berechnung von Windgeschwindigkeit und Windrichtung mittels Ultraschall-Anemometer (Quelle: [28, p. 108]) 25
Abb. 2–12: Zeigerdiagramm des Windvektors zur Berechnung von Windgeschwindigkeit und Windrichtung 26
Abb. 2–13: Flügelradanemometer (Quelle: [25, p. 125]) 27
Abb. 2–14: Schalensternanemometer (Quelle: [25, p. 124]) 27
Abb. 2–15: optoelektronische Drehzahlerfassung in einem Schalensternanemometer mittels Lichtschranke und Inkrementalgeber 28
Abb. 2–16: Prinzip Differenzdrucksensor (Quelle: [136]) 29
Abb. 2–17: Bauformen Flüssigkeitsbarometer (Quelle: [25, p. 26]) 30
Abb. 2–18: piezoelektrischer Drucksensor (Quelle: [137]) 30
Abb. 2–19: Taupunktkurve/Sättigungskurve der Luft (Quelle an: [15, p. 109]) 32
Abb. 2–20: relative spektrale Wirkungsfunktionen der Haut (Quelle:[32, p. 2]) 35
Abb. 3–1: geografische Lage von Messcontainer und Messfeld auf dem Gelände der Hochschule Magdeburg Stendal Campus Herrenkrug (Quelle:[33]) 37
Abb. 3–2: Container der Wetterstation mit montierter Photovoltaikanlage, im Hintergrund Laborhalle 16 38
Abb. 3–3: Mast im Messfeld mit Außenschaltkasten und Sensorik 38
Abb. 3–4: Außenverteiler Messfeld mit Außenschaltkasten am Mast 39
Abb. 3–5: Leerrohrsystem und Erdkabel zur Verbindung der Außenverteiler im Messfeld und hinter dem Container 39
Abb. 3–6: Lageplan für Leerrohre und Kabelführung zwischen Messfeld und Container außerdem Position der Fundamente im Messfeld 39
Abb. 3–7: Clima Sensor US 40
Abb. 3–8: Anordnung und Erklärung der Sensorik des Clima Sensor US (Quelle: [36, p. 3]) 41
Abb. 3–9 Anschlussbelegung Clima Sensor US und RS422/RS485<->USB Converter (Quelle: [39, p. 8]) 43
Abb. 3–10: (1) Struktureller und (2) realisierter Aufbau des Schaltkastens der Messdatenerfassung 44
Abb. 3–11: Ausschnitt aus dem Aufbau des Messwerttelegramms 6 des Clima Sensor US (Quelle: [26, p. 66 ff.]) 45
Abb. 3–12: SubVI des LabVIEW-Programms der Wetterstation zur Bestimmung von Minimal- und Maximalwerten 46
Abb. 4–1: Struktogramm Grundkonzept erweiterte Wetterstation 50
Abb. 4–2: realisierter struktureller Aufbau der meteorologischen Messstation Campuswetter 51

Abb. 4–3: Komponenten der Energieversorgung und Messdatenerfassung im Innenraum des Messcontainers 52
Abb. 4–4: Struktogramm Energieversorgung Messcontainer mit regenerativen Energien, Unterverteilung, Verbrauchern und Anschluss an das Netz des Energieversorgers 53
Abb. 4–5: Struktogramm Informationstechnik mit Internetanschluss über das IT-Netz der Hochschule für Arbeitsplätze und Energiespeicher sowie separierter Anschluss für die Messdatenerfassung ohne direkten Internetzugang 54
Abb. 4–6: Ablauf einer Leitungsdimensionierung ausgehend von der Belastungsstromstärke unter Berücksichtigung der Bemessungsstromstärke der Schutzeinrichtung und der maximalen Schleifenimpedanz (Quelle: [50, p. 123]) 58
Abb. 4–7: Auswahlkriterien und Randbedingungen für die Auswahl einer Leitung (Quelle: [50]) 60
Abb. 4–8: Komponenten und Anlagenteile der Energieversorgung im Außenbereich 62
Abb. 4–9: Ausschnitt aus dem Erdungsplan des Containers mit Tiefenerdern, Ringerder, Oberflächenenerdern und Hauptpotenzialausgleichsschiene 62
Abb. 4–10: 3D-Modell Trägergestell Container für Photovoltaikanlagen und Windkraftanlage 64
Abb. 4–11: Photovoltaikanlagen (Solarex und LG) auf dem Dach des Containers 65
Abb. 4–12: Klemmkästen auf der Rückseite der Solarex-Module mit Verbindungsschlauch 66
Abb. 4–13: 4 Separierte Zell-Stränge innerhalb eines Solarex-Moduls 66
Abb. 4–14: Klemmkasten Photovoltaikmodul Solarex mit Schraubklemmen 66
Abb. 4–15: Klemmkasten mit Reihenklemmen für Photovoltaikanlage Solarex und Windkraftanlage im Container 66
Abb. 4–16: Neigungswinkel der montierten PV-Anlagen auf dem Dach des Containers 67
Abb. 4–17: Reihenschaltung der LG Photovoltaikmodule über Steckverbinder des Typs MC4 67
Abb. 4–18: horizontale Kleinwindkraftanlage am Mast des Containers 68
Abb. 4–19: Montage horizontale Kleinwindkraftanlage 68
Abb. 4–20: Leistungs-Windgeschwindigkeits-Kennlinie der Kleinwindkraftanlage (Quelle: [56, p. 13] 69
Abb. 4–21: Leitungseinführung am Container für PV-Anlagen, Windkraftanlage und Potenzialausgleich 69
Abb. 4–22: Wechselrichter für PV-Anlage LG, PV-Anlage Solarex und Windkraftanlage im Container 70
Abb. 4–23: nnerer Aufbau Wechselrichter SolarInvert mit Gleichrichter für WKA, Netztrafo und Hauptplatine 71
Abb. 4–24: Anschlussterminal am Wechselrichter SolarInvert für PV, WKA, Kommunikation und Einspeisung ins Stromnetz 71
Abb. 4–25: Anschlussterminal für PV-Module, Kommunikationsschnittstellen, Einspeisung und DC-Lasttrennschalter des Kostal Piko-MP-Plus 1.5 72
Abb. 4–26: Vorderseite Kostal Piko-MP-Plus 1.5 mit Display und Tasten zum Abruf der Systemparameter 72
Abb. 4–27: Senec Home Li 5.0 (Vorderseite) mit Bedienfeld, Lasttrennschalter und Anschluss an die Unterverteilung 73
Abb. 4–28: Senec Home Li 5.0 (Seitenansicht geöffnet) mit Lithium-Ionen-Modulen 73
Abb. 4–29: Energieflussrichtungssensoren (1: Einspeisepunkt 2: vor Verbraucher) des Energiespeichers und ihre elektrische Position innerhalb des Stromnetzes der Wetterstation 74
Abb. 4–30: Startseite Web-Portal des Energiespeichers mit Kacheln zu aktuellen Messwerten und Tageswerten (Quelle: [69]) 75
Abb. 4–31: Energieflussschaubild Energiespeichersystem mit EnFluRis der Wetterstation .. 76
Abb. 4–32: struktureller Aufbau der Unterverteilung mit Kennzeichnung aller eingesetzten Kernkomponenten 78

Abb. 4–33: Klemmreihen Unterverteilung für Einspeisung, Wechselrichter, Energiespeicher, Schaltschrank Messdatenerfassung Container, Verbraucher drei- und einphasig.....79
Abb. 4–34: meteorologische Sensorik und zugehörige dezentrale Messdatenerfassung im Messfeld.....83
Abb. 4–35: UV Sensor E 1.1 84
Abb. 4–36: spektrale Empfindlichkeit des UVAB Sensors E 1.1 (Quelle: : [74, p. 1]).....84
Abb. 4–37: Kontaktbelegung UV-Sensor (Quelle: [77, p. 4]).....85
Abb. 4–38: Schalensternanemometer.....85
Abb. 4–39: Kontaktbelegung Windgeschwindigkeitsgeber (Quelle: [78, p. 7]).....86
Abb. 4–40: Windrichtungsgeber Windfahne.....87
Abb. 4–41: Anschlussbelegung Windrichtungsgeber (Quelle: [79, p. 6]) 87
Abb. 4–42: Niederschlagssammler.....88
Abb. 4–43: Ablaufdiagramm niederschlagsintensitätsabhängige Impulszahlkorrektur (Quelle: [81]) 88
Abb. 4–44: Abhängigkeit der Größe des Korrekturfaktors (%) von der Wippenperiode (sec) (Quelle: [81]) 89
Abb. 4–45: Montagefuß des Niederschlagssammlers verschraubt mit einem Fundament im Messfeld.....89
Abb. 4–46: Libelle zur Justierung der Ausrichtung des Niederschlagssammlers und Steckkontakte zur Kontaktierung von Heizung und Thermostat.....90
Abb. 4–47: Niederschlagssammler mit eingesetzter Kippwaage (Magnet in Richtung Platine) und Ablauftrichter für den Niederschlag.....90
Abb. 4–48: Anschluss- und Steckerbelegung Niederschlagssammler (Quelle: [80, p. 10]) 90
Abb. 4–49: Beschaltung Ausgänge Niederschlagssammler, (1) Schaltung 1 Transistorausgang, (2) Schaltung 2 Ausgang Reedkontakt, (3) Schaltung 3 Ausgang Reedkontakt.....91
Abb. 4–50: Thies Device Utility, Änderung des Kommandointerpreters auf Modbus-RTU speichern.....94
Abb. 4–51: 10 W PV-Module Phaesun am Mast im Messfeld 94
Abb. 4–52: Klemmkasten PV Modul mit Anschlussleitung 95
Abb. 4–53: Montagegestell mit Gelenk.....95
Abb. 4–54: Blockschaltbild Messschaltung PV-Zellen.....95
Abb. 4–55: Schaltung Photovoltaik-Messsystem bestehend aus Relais (K1-K7) und Lastplatine 96
Abb. 4–56: Lastplatine Photovoltaik-Messsystem mit Leistungswiderständen.....96
Abb. 4–57: vereinfachter Aufbau der Strom- und Spannungsmessung des Photovoltaik-Messsystems anhand der Photovoltaikzelle Nord 96
Abb. 4–58: Steckerbelegung RS 485 Schnittstelle WR500(Quelle: [138]) 97
Abb. 4–59: Struktogramm der Messdatenerfassung mit Anbindung der Sensorik im Messfeld, Übertragung der eingelesenen Messwerte in den Container und Weiterverarbeitung der Messdaten durch eine SPS mit anschließender externer Speicherung 101
Abb. 4–60: Beckhoff CP2724-0010 (Vorderseite) in Schaltschranktür des Schaltschranks im Container 103
Abb. 4–61: Beckhoff CP2724-0010 (Rückseite) in Schaltschranktür des Schaltschranks im Container 103
Abb. 4–62 Anschlussterminal Beckhoff CP2724-0010 (Unterseite)(Quelle: [89, p. 10]) 103
Abb. 4–63: 8-polige Stiftleiste zur Energieversorgung des Panel-PCs (Quelle:[89, p. 16]) ..104
Abb. 4–64: Beckhoff Buskoppler EK1100 mit Anschlussterminal (Quelle:[75, p. 13]) 105
Abb. 4–65: Anreihen von Ein-/Ausgangsklemmen (Quelle:[75, p. 38]).....105
Abb. 4–66: Aufbau und Beschaltung der digitalen Eingangsklemme EL1008 (Quelle:[91, p. 16]).....106
Abb. 4–67: Aufbau und Beschaltung der digitalen Eingangsklemme EL1144 (Quelle:[91, p. 32]).....106

Abb. 4–68: Aufbau und Beschaltung der digitalen Ausgangsklemme EL2008 (Quelle: [92, p. 22]) 106
Abb. 4–69: Aufbau und Beschaltung der analogen Eingangsklemme EL3174-0002 (Quelle: [93, p. 28]) 107
Abb. 4–70: Aufbau und Beschaltung der seriellen Schnittstellenklemme EL6021 (Quelle: [94, p. 18]) 107
Abb. 4–71: Aufbau und Beschaltung der Digital-Multimeter-Klemme EL3681 (Quelle: [95, p. 12]) 108
Abb. 4–72: Struktogramm der Digital-Multimeter-Klemme EL3681 (Quelle:[95, p. 14]) ... 108
Abb. 4–73: Klemmenanordnung Buskoppler Container und Buskoppler Messfeld 109
Abb. 4–74: über Twisted-Pair Leitungen an das EtherCAT-System angeschlossener Buskoppler EK1100 mit angereihten I/O-Klemmen im Schaltrank im Container 110
Abb. 4–75: Topologien in EtherCAT-Netzwerken (Quelle: [96, p. 14]) 111
Abb. 4–76: Telegrammverarbeitung eines Slaves im EtherCAT-System (Quelle: [96, p. 10]) 111
Abb. 4–77: Aufbau Messdatenerfassung Schaltschrank Container 112
Abb. 4–78: Bedienfeld Messdatenerfassung Schaltschranks Container 114
Abb. 4–79: Masthalterung Schaltschrank Messfeld aus POM und Aluminiumprofilen 115
Abb. 4–80: Leitungswanne für Leitungen der Sensorik unterhalb Schaltschrank Messfeld . 115
Abb. 4–81: Aufbau Messdatenerfassung Schaltschrank Messfeld 116
Abb. 4–82: Strukturbaum Projekt 119
Abb. 4–83: Strukturbaum Hardwarekonfiguration 120
Abb. 4–84: Programmstruktur SPS-Projekt "WetterstationPLC" 122
Abb. 4–85: Programm "Taktgeber60s" in der Programmiersprache FUP 123
Abb. 4–86: Programm "Taktgeber1s" in der Programmiersprache ST 124
Abb. 4–87: Auszug "UV-Sensor", Berechnung der UV-A Strahlung ausgehend vom eingelesenen Messsignal 126
Abb. 4–88: lokale I/O Variable mit Hardwarekanal verknüpfen 127
Abb. 4–89: Parametrierung Eingangssignal und Fehlerschwellen am Beispiel der EL3174-0002 127
Abb. 4–90: Auszug aus "Niederschlagsgeber", Flankentrigger Einlesen Impuls 131
Abb. 4–91: Auszug "Niederschlagsgeber", Vorwärtszähler Niederschlagssumme 131
Abb. 4–92: Taktsignal "TaktgeberNI" 131
Abb. 4–93: Teilung der 32 Bit Messwerte des Clima Sensor US in zwei 16 Bit Fragmente beim Auslesen durch die SPS 133
Abb. 4–94: Auszug "ClimaSensorUS", Aufruf des Funktionsbausteins "MB.ReadInputRegs" für die Kommunikation zum Clima Sensor US 134
Abb. 4–95: Zusammensetzen zweier binärer 16 Bit Register zu einem 32 Bit Wert mit der Funktion "CONCAT" 135
Abb. 4–96: Auszug "ClimaSensorUS", Aufruf des Funktionsbausteins "ClimaSensorUS2WTODW" und Skalierung der Messgröße "AbsoluterLuftdruck" 136
Abb. 4–97: Auszug "ClimaSensorUS", Vorzeichen Lufttemperatur einfügen und anschließend skalieren 136
Abb. 4–98: Auszug "ClimaSensorUSNiederschlagsart", 61 = "leichter Regen" 136
Abb. 4–99: Ausschnitt Verbindung zwischen den Hardwarekanälen der EL6021 und dem Programm "ClimaSensorUS" 137
Abb. 4–100: Struktogramm des Konzepts der Speicherung der Messdaten in einer externen Datenbank 140
Abb. 4–101: phpMyAdmin, Struktur der Datenbank "wetterdb" zur Speicherung der Messwerte aus der SPS 141
Abb. 4–102: phpMyAdmin, Struktur der Messwerttabellen innerhalb der Datenbank am Beispiel "Clima_Sensor_US" 142

Abb. 4–103: Twincat 3 Database Server, Einrichtung der Datenbankverbindung im "TC3 Database Server" 142
Abb. 4–104: SQL Query Editor, Auslesen der Datenbankstruktur inklusive Datentypen am Beispiel "Clima_Sensor_US" + importiertes "Struct" der Tabelle in der PLC 144
Abb. 4–105: Auszug aus "ClimaSensorUSDB", Struktur "STClimaSensorUS" instanziieren und Messwerte aus "ClimaSensorUS" für die Übertragung in die Datenbank auf "STClimaSensorUS" schreiben 145
Abb. 4–106: Auszug aus "ClimaSensorUSDB", Aufruf und Beschaltung des Funktionsbausteins "FB_PLCDBWrite.WriteStruct" mit anschließender Fehlerbehandlung 145
Abb. 4–107 Auszug aus "ClimaSensorUSDB", Auswertungsroutine Fehlermeldung "FB_PLCDBWrite" 146
Abb. 4–108: Konzept des strukturellen Aufbaus der Web-Visualisierung auf dem Industrie-PC 147
Abb. 4–109: Projektbaum Steuerung Wetterstation mit PLC, HMI und Database-Server 148
Abb. 4–110: TC3 HMI, Layout der Visualisierung (TC3 HMI) der Wetterstation mit Content "Startseite" 148
Abb. 4–111: TC3 HMI, Aufbau des "Contents" UV-Sensor und Vorgehen beim Erzeugen eines neuen Contents (rot) 149
Abb. 4–112: TC3 HMI, "Event" zum Aufruf Content "Startseite" für die Schaltfläche "Startseite" konfigurieren 150
Abb. 4–113: TC3 HMI, Belegung des "TargetContent" Attributs für die Erstellung der Navigation innerhalb der Visualisierung 150
Abb. 4–114: TC3 HMI, Attribut "GaugeValueFormatter" zur Begrenzung der Nachkommastellen von verknüpften Variablen 150
Abb. 4–115: TC3 HMI, Ausschnitt logische Anweisungen der "Combobox" in "PV-Zellen.content" 151
Abb. 4–116: Struktogramm des Konzepts des strukturellen Aufbaus der Internetpräsenz des Campuswetters 152
Abb. 4–117: strukturelle Einteilung der Seite "Historie_24h.html" mit einleitender Zeile im Quelltext 156
Abb. 4–118: Ausschnitt Quelltext "Historie_24h.html", Einbinden von Stylesheets (CSS) und Java-Skripten in HTML-Datei 157
Abb. 4–119: Kopf/Header der Webdarstellung des Campuswetters mit Hochschulloge, Navigation und ext. Verlinkung 157
Abb. 4–120: ausgefahrenes Accordion mit dem Titel "Temperatur- und Luftfeuchtigkeitsverlauf der letzten 24 Stunden" mit eingebundenem Messwertdiagramm . 158
Abb. 4–121: Auszug Quelltext "Historie_24h.html", Einbinden Messwertdiagramm in Accordion zur direkten Darstellung und für eine vergrößerte Darstellung mit Lightbox 158
Abb. 4–122: Auszug aus "Datenbankabfrage_ClimaSensorUS", PHP-Befehl "mysqli_connect" zum Aufbau einer Datenbankverbindung 161
Abb. 4–123: Auszug aus "Datenbankabfrage_ClimaSensorUS", Aufbau der MySQL-"Select" Datenbankabfrage 161
Abb. 4–124: Auszug aus "Datenbankabfrage_ClimaSensorUS", Datensatz mittels While-Schleife auslesen und auf lokale Variablen schreiben 162
Abb. 4–125: Auszug aus "Historie_24h.php", externes Skript zur Datenbankabfrage aufrufen und die darin enthaltenen Messwerte in die Webdarstellung einbinden 162
Abb. 4–126: Auszug aus "Niederschlagsintensitaet-u-Summe.php", Auslesen der Datensätze eines Tages aus den Messwerttabellen der Datenbank 165
Abb. 4–127: Auszug aus "Niederschlagsintensitaet-u-Summe.php", Initialisierung des Graphs und Skalierung der Achsen 166
Abb. 4–128: Auszug aus "Niederschlagsintensitaet-u-Summe.php", LinePlot aus Messwerten erstellen und in das Diagramm einfügen 167

Abb. 5–1: Standort der meteorologischen Messstation Campuswetter und der Wetterstation des DWD in Magdeburg in Openstreetmap (Quelle: [115] Lizenz: CC BY-SA) 169
Abb. 5–2: UV-Strahlung UV-Sensor 14.10.2018 170
Abb. 5–3: Windgeschwindigkeitsverlauf Windgeschwindigkeitsgeber und DWD zwischen 17.12.2018 und 31.12.2018 171
Abb. 5–4: Windrichtungsverlauf Windrichtungsgeber und DWD zwischen 17.12.2018 und 31.12.2018 172
Abb. 5–5: Niederschlagsmenge pro Stunde Niederschlagssammler und DWD zwischen 17.12.2018 und 31.12.2018 173
Abb. 5–6: Lufttemperatur Clima Sensor US und DWD zwischen 17.12.2018 und 31.12.2018 174
Abb. 5–7: absoluter Luftdruck bezogen auf NHN Clima Sensor US und DWD zwischen 17.12.2018 und 31.12.2018 175
Abb. 5–8: relative Luftfeuchtigkeit Clima Sensor US und DWD zwischen 17.12.2018 und 31.12.2018 176
Abb. 5–9: Windgeschwindigkeit Clima Sensor US und DWD zwischen 17.12.2018 und 31.12.2018 177
Abb. 5–10: Windrichtung Clima Sensor US und DWD zwischen 17.12.2018 und 31.12.2018 178
Abb. 5–11: Niederschlagsmenge Clima Sensor US und DWD zwischen 17.12.2018 und 31.12.2018 179
Abb. 5–12: Photovoltaikleistung Photovoltaik-Messsystem Last 100 Ohm am 14.10.2018 180
Abb. 5–13: Photovoltaikleistung Photovoltaik-Messsystem Last 47 Ohm am 14.10.2018 .. 181
Abb. 6–1: Tagesverlauf UV-Strahlung und Helligkeit am 14.10.2018, Clima Sensor US und UV-Sensor 184
Abb. 6–2: Tagesverlauf UV-Strahlung und Helligkeit am 30.01.2019, Clima Sensor und US UV-Sensor 185
Abb. 6–3: Absorptionsspektrum von Wasser (Quelle:[124]) 186
Abb. 6–4: Histogramm mit Normalverteilungskurve Messwerte Helligkeit 14.10.2018 187
Abb. 6–5: Histogramm Messwerte mit Normalverteilungskurve UVA-Strahlung 14.10.2018 187
Abb. 6–6: Histogramm mit Normalverteilungskurve Messwerte UVB-Strahlung 14.10.2018 187
Abb. 6–7: Tagesverlauf Windgeschwindigkeit am 05.01.2019, Clima Sensor US (akustisch) und Rotationsanemometer 190
Abb. 6–8: Ausschnitt Tagesverlauf Windgeschwindigkeit am 05.01.2019 zwischen 03:00 Uhr und 04:00 Uhr, Clima Sensor US (akustisch) und Rotationsanemometer 190
Abb. 6–9: Histogramm mit Normalverteilungskurve zum Nachweis der Normalverteilung der Messwertdifferenz (Clima Sensor US – Schalenstern) der mittleren Windgeschwindigkeit am 05.01.2019 192
Abb. 6–10: Bland-Altman-Diagramm der Windgeschwindigkeitsmessung am 05.01.2019, Messwerte von Clima Sensor US und Rotationsanemometer 194
Abb. 6–11: Streudiagramm - linearer Regressionsansatz zur Berechnung der Windgeschwindigkeit des Clima Sensor US aus der Windgeschwindigkeit des Schalensterns 195
Abb. 6–12: Tagesverlauf der Windrichtung am 20.11.2018, Clima Sensor US (akustisch) und Windrichtungsgeber (Fahne) 196
Abb. 6–13: Ausschnitt Tagesverlauf Windrichtung am 20.11.2018 von 12:00 Uhr bis 13:00 Uhr, Clima Sensor US (akustisch) und Windrichtungsgeber (Windfahne) 197
Abb. 6–14: Histogramm mit Normalverteilungskurve zum Nachweis der Normalverteilung der Messwertdifferenz der Windrichtung (Clima Sensor US – Windrichtungsgeber Windfahne) am 20.11.2018 199
Abb. 6–15: Bland-Altman-Diagramm der Windrichtungsmessung am 20.11.2018 200

Abb. 6–16: Tagesverlauf der Niederschlagssumme und -intensität am 09.12.2018, Clima Sensor US und Niederschlagssammler 202
Abb. 6–17: Ausschnitt Tagesverlauf Niederschlagssumme und -intensität am 09.12.2018 00:00 Uhr bis 01:00 Uhr, Clima Sensor US und Niederschlagssammler 203
Abb. 6–18: Histogramm mit Normalverteilungskurve zum Nachweis der Normalverteilung der Messwertdifferenz (Clima Sensor US – Niederschlagssammler) der Niederschlagssumme am 09.12.2018 204
Abb. 6–19: Bland-Altman-Diagramm der Niederschlagsmessung am 09.12.2018 204
Abb. 6–20: Histogramm mit Normalverteilungskurve zum Nachweis der Normalverteilung der Messwertdifferenz (Clima Sensor US – Niederschlagssammler) der Niederschlagssumme zwischen 09.12.2018 und 08.01.2019 205
Abb. 6–21: Bland-Altman-Diagramm der Tagesniederschlagssumme vom 09.12.2018 bis 08.01.2019 206
Abb. 6–22: Verlauf der Niederschlagsintensität, Niederschlagssumme und Windgeschwindigkeit zwischen 15.01.2019 14:00 Uhr und 16.01.2019 14:00 Uhr 207
Abb. 6–23: Tagesverlauf der Temperaturmessung zwischen 17.01.2019 und 21.01.2019, akustische Temperaturmessung und berührende Temperaturmessung 209
Abb. 6–24: Histogramm mit Normalverteilungskurve zum Nachweis der Normalverteilung der Messwertdifferenz (berührende Messung – akustische Messung) der Lufttemperatur zwischen 17.01.2019 bis 21.01.2019 210
Abb. 6–25: Bland-Altman-Diagramm der Temperaturmessung vom 17.01.2019 bis 21.01.2019 211
Abb. 6–26: Tagesverlauf von PV-Leistung und Helligkeit am 14.10.2018, Clima Sensor US und Photovoltaik-Messsystem 212
Abb. 6–27: Ausschnitt Tagesverlauf PV-Leistung und Helligkeit am 14.10.2018 8:00 Uhr bis 9:00 Uhr, Clima Sensor US und Photovoltaik-Messsystem 213
Abb. 7–1: Fehlersuchbaum für das Szenario: Ausfall der aktuellen Wetterdaten auf der Homepage des Campuswetters 219

Programmablaufpläne

PAP 3-1: einlesen, verarbeiten und speichern der Messwerte aus dem Messwerttelegramm 6 durch den myRIO 47
PAP 4-1: "UVSensor", Einlesen und Verarbeiten Messwerte + Berechnung UV-Index 124
PAP 4-2 "Windgeschwindigkeitsgeber", Einlesen und Verarbeiten Messwerte +Berechnung Windgeschwindigkeit [km/h] 128
PAP 4-3 "Windrichtungsgeber", Einlesen und Verarbeiten Messwerte + Abbilden Windrichtung als Himmelsrichtung 129
PAP 4-4: "Niederschlagsgeber", Einlesen und Verarbeiten Messsignal zur Tagesniederschlagssumme und Niederschlagsintensität 130
PAP 4-5: "ClimaSensorUS", Einlesen und Verarbeiten Messwerte + Skalierung 132
PAP 4-6: "ClimaSensorUS2WTODW", Zusammensetzen der 16 Bit Register zu einem 32 Bit Doppel-Wort 135
PAP 4-7: "ClimaSensorUSDatumUhrzeit", Berechnung Datum und Uhrzeit in europäischer Schreibweise 137
PAP 4-8: Schrittkette Photovoltaik-Messsystem (kurz), Bestimmung von Modulspannung und lastabhängigem Modulstrom über kombinierte Ansteuerung der Relais 139
PAP 4-9: Erzeugung der HTML-Datei zur Darstellung der Webdarstellung ausgehend vom PHP-Skript inklusive des Einbindens von externen Dateien (Piktogramme, CSS, Java-Skripte) 155
PAP 4-10: Ablauf der Messwertabfrage an der Datenbank über ein PHP-Skript 160
PAP 11-1: Schrittkette "PVModule" vollständig 298

Tabellenverzeichnis

Tbl. 2–1: Wandlersysteme der Windenergieanlagen mit Asynchron- und Synchrongeneratoren für eine Kopplung an das Netz (Quelle: [5, p. 128]) 6
Tbl. 2–2:Vergleich der Zelltechnologien gängiger Photovoltaikmodule (Quelle: [8] und [135]) 11
Tbl. 2–3: Vergleich der Temperaturskalen Kelvin, Celsius und Fahrenheit anhand der Umrechnungsformeln 17
Tbl. 2–4: Niederschlagsarten unterteilt nach Typ und Aggregatzustand (Quelle: [23]) 20
Tbl. 2–5: 360°-Skala abgebildet auf Windrichtung (Quelle: [15, p. 133]) 23
Tbl. 2–6: Beaufortskala (Quelle: [27]) 23
Tbl. 2–7: Laufzeiten und Ausbreitungsgeschwindigkeiten Beispiel für die Berechnung von Windgeschwindigkeit und Windrichtung mittels Ultraschall-Anemometer 26
Tbl. 3–1: Zusammenfassung Anbindungsmöglichkeiten Clima Sensor US 42
Tbl. 4–1: Betriebsmittelkennzeichnung der Anlage Campuswetter mit Beispiel und Querverweis auf Schaltplan 61
Tbl. 4–2: Verbraucher im Container mit Sicherung, Klemme und BMK 81
Tbl. 4–3: Clima Sensor US auf Modbus-RTU Betrieb umschalten 93
Tbl. 4–4: Zusammenfassung meteorologische Messtechnik der Messstation 100
Tbl. 4–5: Klemmreihenbelegung Sensorik Schaltschrank Messfeld und Querverweis im Schaltplan 115
Tbl. 4–6: verwendete Lizenzen und Bibliotheken 119
Tbl. 4–7: Einstellungen Schnittstellenparameter für den Clima Sensor US an der Eingangsklemme "ClimaSensorUS (EL6021)" 138
Tbl. 4–8: Speicherintervalle der meteorologischen Messgrößen in die Datenbank 143
Tbl. 4–9: Auflistung und Beschaltung der Eingänge des Funktionsbausteins "FB_PLCDBWrite.WriteStruct" (Quelle: [110, p. 150 ff.]) 146
Tbl. 4–10: Aufbau eines Cronjobs zur Erzeugung einer HTML-Datei aus einem PHP-Skript am Beispiel der Startseite der Webdarstellung 153
Tbl. 4–11: PHP-Skripte mit Beschreibung, die durch einen Cronjob in HTML-Dateien abgebildet werden 154
Tbl. 4–12: eingebundene externe Dateien der Webdarstellung des Campuswetters 155
Tbl. 4–13 : zyklisch berechnete Messwertdiagramme auf dem Wetterserver (Tages- und Monatsverläufe) 164
Tbl. 5–1: Energieertrag des Photovoltaik-Messystems am 14.10.2018 in Nord, Ost, Süd und West für die Lasten 100 Ohm und 47 Ohm 182
Tbl. 6–1: Berechnung Rangkorrelationskoeffizient nach Spearman, beispielhafte Rangzuweisung an fiktiven Helligkeits- und UV-Strahlungswerten 187
Tbl. 6–2: Spearman-Rangkorrelationskoeffizient UV-Strahlung und Helligkeit für den 14.10.2018 und 31.01.2019 188
Tbl. 6–3: Korrelation und Signifikanz von UV-Strahlung und Helligkeit für den 14.10.2018 189
Tbl. 6–4: Kennwerte Mittelwert, Maximalwert, Minimalwert und Standardabweichung der Messreihen der Windgeschwindigkeit des Clima Sensor US und des Schalensterns 191
Tbl. 6–5: Kennwerte Mittelwert, Maximalwert, Minimalwert und Standardabweichung der Messreihen des Clima Sensor US und der Windfahne 198

Abkürzungsverzeichnis

Allgemeine Abkürzungen

Abkürzung	Erklärung
Abb.	Abbildung
AC	Alternatig Current (Wechselstrom)
AD	Analog-Digital (Wandler)
ADC	Analog-to-digital converter
Bez.	Bezeichnung
BM	Betriebsmittel
BMK	Betriebsmittelkenzeichnung
CAT5	Kategorie 5: Leistungsfähigkeit Netzwerkkomponenten
CEE	Comission on the Rules for the Approval oft the Electircal Equipment
CIE	Internationale Beleuchtungskommission
CIGS	Copper-Indium-Gallium-Selenide
CMOS	complementary metal-oxide-semiconductor
CSS	Cascading Style Sheets
CSV	Comma-separated Values
CTU	Vorwärtszähler
DB	Datenbank
DC	Direct Current (Gleichstrom)
DI	digitale Einheiten
DIN	Deutsche Industrienorm
DUT	Data Unit Type (Anwenderspezifische Datentypen)
DVI-I	Digital Visual Interface - Integrated
DWD	Deutscher Wetterdienst
EMV	elektromagnetische Verträglichkeit
EnFluRi	Energieflussrichtungssensor
FPGA	Field Programmable Gate Array
FUP	Funktionsplan
GFK	Glasfaserverstärker Kunststoff
Gl	Gleichung
GND	Ground (dt. Nullpotenzial)
GPS	Global Positioning System
HEA	Fachgemeinschaft für effiziente Energieanwendung e.V.
Hg	Hydragyrum (Quecksilber)
HMI	Human Machine Interface
HTML	Hypertext Markup Language
I^2C	Inter-Integrated Circuit
ID	Identifikator/Kennung
ISM	Industrial, Scientific and Medical-Band
LAN	Local Area Network
LoA	Limits of Agreement
LS	Leitungsschutzschalter
LTS	Lasttrennschalter
MPP	Maximum Power Point
mT	mittelträge
MTI	Moving Target Indication (dt. Festzielunterdrückung)
NHN	Normalhöhennull
o. D.	ohne Dimension
PAP	Programmablaufplan
PC	Personal-Computer

Abkürzung	Erklärung
PE	Protective-Earth (Schutzerde, Schutzleiter)
PHP	Hypertext Preprocessor
PLC	Programmable Logic Control
PMA	Permanent Magnet Alternator
POM	Polyoxymethylen
Pt	Platin
PTC, NTC	Positive/Negative Temperature Coefficient
PV	Photovoltaik
RCD	Residual Current Device
RCS	Radar Cross Section (dt. Radarquerschnitt)
RJ45	Registered Jack 45
RX/TX	Receiver Exchange/ Transmitter Exchange
S235JR	Baustahl – Werkstoffnummer 1.0038
SCHUKO	Schutzkontakt-(Steckdose)
SLTS	Sicherungslasttrennschalter
Soft-SPS	in Software realisierte Speicherprogrammierbare Steuerung
SPS	Speicherprogrammierbare Steuerung
ST/SCL	Strukturierter Text/Strucutred Control Language
Tbl.	Tabelle
TN-S	frz. Terre Neutre Séparé (Neutralleiter und Schutzleiter getrennt ausgeführt)
TRMS	True Root Mean Square
URL	Uniform Resource Locator
USB	Universal Serial Bus
ÜSE	Überspannungsschutzeinrichtung
UV	Ultraviolett
VDE	Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e. V.
VI	Virtuelles Instrument
VPN	Virtual Private Network
WKA	Windkraftanlage
ZKI	Zentrum für Kommunikation und Informationsverarbeitung
zw.	zwischen

Verwendete Konstanten

Symbol	Erklärung	Größe	Dimension
R_W	Gaskonstante Wasserdampf	461,6	[J/(kgK)]
ε_0	Elektrische Feldkonstante	$\approx 8{,}854 * 10^{-12}$	[As/(Vm)]
κ_{CU}	Leitfähigkeit Kupfer	56	[MS/m]
c	Lichtgeschwindigkeit	300.000	[m/s]
e	Eulersche Zahl	$\approx 2{,}718$	o. D.
g	Erdbeschleunigung	9,81	[m/s^2]

Verwendete Formelzeichen

Symbol	Erklärung	Dimension
$\overline{R_x}$	Arithmetischer Mittelwert der Ränge der Variablen X	o. D.
$\overline{R_y}$	Arithmetischer Mittelwert der Ränge der Variablen Y	o. D.
$\overline{x_{Diff}}$	Mittelwert der Differenz	o. D.
A_E	Effektive Ausstrahlung	[W/m^2]
$c_{gas\text{-}app}$	Approximierte Schallgeschwindigkeit im Gas	[m/s]

Symbol	Erklärung	Dimension
c_{gas}	Schallgeschwindigkeit im Gas	[m/s]
d_{Min}	Mindestabstand der Photovoltaikmodule	[m]
e'	Partialdruck Wasserdampf; Dampfdruck	[hPa]
E_B	Batterieentladung	[Wh]
E_D	Direkter Energieverbrauch	[Wh]
E_{eE}	Selbst erzeugte Enerige	[Wh]
E_G	Gesamt Energieverbrauch	[Wh]
E_N	Netzstrom-Bezug	[Wh]
E_S	Akku-Entnahme	[Wh]
E_{St}	Bestrahlungsstärke	[W/m^2]
E_V	Hausverbrauch	[Wh]
e_w	Sättigungsdampfdruck (temperaturabhängig)	[hPa]
f_D	Dopplerfrequenz	[Hz]
f_{Sende}	Sendefrequenz des Radars	[Hz]
G_{St}	Globalstrahlung	[W/m^2]
$I_{v_{wind}}$	Eingangsstrom Messsignal Windgeschwindigkeitsgeber	[mA]
$I_{w_{wind}}$	Eingangsstrom Messsignal Windrichtungsgeber	[mA]
$I_{4\text{-}20mA}$	Eingangsstrom Messsignal 4-20 mA	[mA]
I_N	Nennstrom	[A]
I_{UVA}	Eingangsstrom Messsignal UVA-Strahlung	[mA]
I_{UVB}	Eingangsstrom Messsignal UVB-Strahlung	[mA]
K_α	Kritischer Wert des Kolmogorov-Smirnoff Tests	o. D.
P_{70W}	Einschaltschwelle Batteriewechselrichter	[W]
P_E	Empfangsleistung eines Radars	[W]
P_{eE}	Leistung erneuerbare Energien	[W]
p_L	Partialdruck trockene Luft	[hPa]
P_S	Sendeleistung eines Radars	[W]
P_V	Leistung Hausverbrauch	[W]
Q_k	Kurzwellige Strahlung	[W/m^2]
Q_l	Langwellige Strahlung	[W/m^2]
Q_{UVA}	UVA-Strahlung	[W/m^2]
Q_{UVB}	UVB-Strahlung	[W/m^2]
R_{x_i}	Rang des i-ten Werts der Variable X	o. D.
R_{y_i}	Rang des i-ten Werts der Variable Y	o. D.
R_s	Spezifische Gaskonstante	[J/(kgK)]
r_s	Rangkorrelationskoeffizient nach Spearman	o. D.
R_{St}	Reflexstrahlung	[W/m^2]
s_{er}	Gewichtungsfaktor nach CIE	o. D.
U_a	Spannungsfall	[V]
v_{13}	Windgeschwindigkeit zwischen Wandler 1 und 3	[m/s]
v_{24}	Windgeschwindigkeit zwischen Wandler 2 und 4	[m/s]
v_{31}	Windgeschwindigkeit zwischen Wandler 3 und 1	[m/s]
v_{42}	Windgeschwindigkeit zwischen Wandler 4 und 2	[m/s]
$v_{Tropfen}$	Fallgeschwindigkeit Niederschlagstropfen	[m/s]
$v_{w\text{-}Ss}$	Windgeschwindigkeit Schalenstern	[m/s]
$v_{w\text{-}US}$	Windgeschwindigkeit Clima Sensor US	[m/s]
$v_{wind\text{-}X}$	X-Komponente der Windgeschwindigkeit	[m/s]

Symbol	Erklärung	Dimension
$v_{wind\text{-}Y}$	Y-Komponente der Windgeschwindigkeit	[m/s]
v_{wind}	Windgeschwindigkeit	[m/s]
w_{wind}	Windrichtung	[Grad]
Z_{smax}	Maximale Schleifenimpedanz	[Ω]
γ_s	Sonnenwinkel	[Grad]
ε_r	relative Permittivität	o. D.
ρ_0	Dichte	[kg/m^3]
σ_{Diff}	Standardabweichung der Differenz	o. D.
A	Fläche	[m^2]
a	Autarkiegrad	o. D.
A	Querschnitt einer Ader	[mm^2]
b	Länge des Photovoltaikmoduls	[m]
C	Kapazität eines Kondensators	[F]
d	Abstand Kondensatorplatten	[m]
DI	Digitale Einheiten	o. D.
F	Kraft	N
G	Antennengewinn	o. D.
I	Elektrischer Strom	[A]
l	Leitungslänge	[m]
l_{max}	Maximale Leitungslänge	[m]
LoA	Limit of Agreement	o. D.
m	Masse	[kg]
n	Größe der Stichprobe	o. D.
p	Druck	[Pa=N/m^2]
Q	Strahlungsbilanz	[W/m^2]
R	Elektrischer Widerstand	[Ω]
r	Abstand oder Radius	[m]
R_0	Nennwiderstand	[Ω]
RCS	Radarquerschnitt	[m^2]
RH	Relative Luftfeuchtigkeit	[%]
T	Kelvin-Temperatur	[K]
t	Celsius-Temperatur	[°C]
U_0	Nennspannung gegen Neutralleiter	[V]
UVI	UV-Index	o. D.
Z_S	Schleifenimpedanz	[Ω]
α	Signifikanzniveau	o. D.
α	Absolute Feuchte	[kg/m^3]
β	Neigungswinkel der Photovoltaikmodule	[Grad]
κ	Kompressibilität	[1/Pa]
λ	Wellenlänge	[m]

1 Einführung (Hörnlein)

1.1 Zielsetzung und Motivation

Die aktuellen Wettergeschehnisse, wie Stürme mit Starkregen und lange Trockenperioden sind im Zusammenhang mit dem Stichwort der Klimaerwärmung seit einigen Jahren in aller Munde. Dies und das Fehlen einer Wetterstation im innerstädtischen Bereich der Stadt Magdeburg hatten 2015 zur Idee des *Campuswetters* am Standort Magdeburg-Herrenkrug geführt. Mit dieser Messstation sollte es möglich sein alle klimarelevanten Größen zu erfassen, dauerhaft abzuspeichern und auszuwerten. Auf Basis dieser Daten sollten dann Rückschlüsse auf die langfristige Entwicklung des Wettergeschehens gezogen und darüber hinaus das Zusammenwirken der meteorologischen Größen und deren Einfluss auf regenerative Energien untersucht werden.

Aus dieser Idee heraus wurde im Rahmen eines ersten studentischen Projektes der Prototyp einer autarken Wetterstation bestehend aus einem Multi-Sensor-System und einer zugehörigen Messwerterfassung entwickelt. Mit dieser war es möglich eine Vielzahl von klimarelevanten Größen zu erfassen und diese lokal abzuspeichern. In der ersten Erweiterung dieses Prototyps ist bereits eine netzwerkbasierte Übertragung der Messdaten zu einem nachgeschalteten Speichersystem realisiert worden. Dies ermöglichte es, die Messwerte aus der Ferne auszulesen und auszuwerten. Schon nach vergleichsweise kurzer Zeit zeigte sich jedoch die nur bedingte Eignung des Messwerterfassungssystems für den Dauereinsatz im Außenbereich, welche sich in Form von unvorhersehbaren Abstürzen äußerte. Da das Vorhaben der Analyse des Wettergeschehens weiterhin besteht und zusätzlich der wissenschaftliche Anreiz geweckt ist, neue Größen in die Messstation einzubringen, und die bestehenden Messgrößen auf Basis weiterer Messmethoden zu validieren, soll eine neue Messdatenerfassung konzeptioniert und realisiert werden. Diese verfolgt außerdem das große Ziel, die gemessenen Wetterdaten dauerhaft zu speichern und jedem Interessierten frei zugänglich über das Internet zu Verfügung zu stellen. Die Station soll damit einen Technologieträger und Demonstrator für das Institut für Elektrotechnik bilden, der speziell die automatisierte Übertragung und Verarbeitung der Messwerte der meteorologischen Sensoren in der Feldebene bis hin zur Darstellung auf einer stationseigenen Webseite veranschaulicht. Basierend auf den Erfahrungen des Prototyps sind zunächst klare Ziele und Anforderungen für die Konzeption der neuen Messdatenerfassung zu setzen. Die oberste Priorität besteht hierbei auf der Gewährleistung eines dauerhaften und zuverlässigen Messbetriebes. Da dieser alleine jedoch nicht für den vollen Funktionsumfang der Anlage genügt, ist auch die zuverlässige Kommunikationsmöglichkeit zu verschiedensten nachgeschalteten Systemen wie Servern und Datenbanken zur Speicherung der Messdaten ein Ziel mit hohem Stellenwert. Darüber hinaus soll der Aufbau so strukturiert und flexibel gestaltet werden, dass Sensoren nachgerüstet und die Messdaten praktikabel ausgewertet werden können. Da die Beobachtung und Analyse des Wettergeschehens häufig mit dem Begriff der Nachhaltigkeit einhergehen, soll auch die Energieversorgung der Anlage dieses Konzept widerspiegeln. Aus diesem Grund besteht das zusätzlich gesetzte Ziel in der Erstellung und Realisierung eines Energiekonzeptes auf Basis von erneuerbaren Energien. Mit dieser Energieversorgung soll es möglich sein, eine zeitweise Autarkie der Anlage herzustellen und langfristig die Zusammenhänge zwischen Wettergeschehen und den Erträgen der eingesetzten Energieerzeuger zu untersuchen.

Das klar definierte Ziel dieser Arbeit ist somit die Dokumentation der Konzeption, Realisierung und anschließenden Validierung des Technologieträgers *Campuswetter* ausgehend vom bereits realisierten ersten Prototyp unter Einbeziehung des zugehörigen Energiekonzeptes. Weiterer Bestandteil ist die Auswertung der ersten Messdaten und damit die Validierung der Funktionsfähigkeit der Station.

1.2 Aufgabenstellung und Gliederung der Arbeit

Konzeption, Realisierung und Validierung der meteorologischen Messstation "Campuswetter" der Hochschule Magdeburg-Stendal

Für die Erfassung meteorologischer Daten ist im Rahmen eines studentischen Projektes der Prototyp einer Messstation realisiert worden. Dieser bestand im Wesentlichen aus einem Multisensorsystem für die Bestimmung der wichtigsten klimarelevanten Messgrößen sowie einer Messwerterfassungseinheit, die jedoch nicht für den Dauereinsatz im Außenbereich konzipiert und geeignet ist.
Die bestehende Lösung gilt es zu analysieren und zunächst ein Konzept für ein grundlegend überarbeitetes, erweitertes und für den zuverlässigen Langzeiteinsatz geeignetes Sensorsystem zu entwickeln, das es nachfolgend zu realisieren, in Betrieb zu nehmen, zu testen und zu validieren gilt. Wesentliche Aufgabenschwerpunkte der Gemeinschaftsarbeit bilden dabei:

- Auswahl eines geeigneten Industrie-PCs oder einer SPS
- Berücksichtigung von Referenzsensorik zur Wind- und Niederschlagserfassung
- Implementierung einer himmelrichtungsabhängigen Photovoltaiktestanlage
- Ergänzung der meteorologischen Sensorik um einen UV-Sensor
- Integration der vorhandenen Photovoltaikmodule auf dem Messcontainerdach und Ergänzung um Module neuer Technologie sowie Speicherung deren Energie in einem Pufferakku
- Vorbereitung der Implementierung einer Kleinwindkraftanlage in das Gesamtsystem
- Erarbeitung eines Messwerterfassungskonzepts unter Berücksichtigung der unterschiedlichen Schnittstellen der Sensoren
- Auswahl eines geeigneten Bussystems und der erforderlichen Hardwarekomponenten für die Erfassung und Übertragung der Sensorsignale bis zur zentralen Steuerung
- Konzeption und Realisierung eines Schaltschrankes in der Feldebene sowie des Schaltschranks mit der Steuerung im Messcontainer
- Vornehmen sämtlicher erforderlicher Verkabelungen, Befestigungen und Hilfskonstruktionen unter Berücksichtigung geltender Normen einschließlich Betrachtungen zum Überspannungsschutz
- Programmierung und Testung der komplexen Messwerterfassung
- Messdatenaufbereitung und Datenbank-basiertes Konzept der Speicherung der Messwerte
- Nutzerfreundliche Darstellung der aktuellen Messwerte auf dem Display der Steuerung
- Erarbeitung und Umsetzung einer webbasierten Darstellung der Messwerte unter Berücksichtigung von Auswahlmöglichkeiten zu Messzeitpunkt oder –dauer
- Einbindung der realisierten Lösung in die Webdarstellung der Hochschule als "Campuswetter"
- Diskussion der erzielten Ergebnisse und Aufzeigen von perspektivischen Erweiterungsmöglichkeiten
- Erarbeitung eines leicht verständlichen "Fehlersuchbaumes", der für die Nachnutzung des Systems Verantwortlichen ein zeitnahes Finden des Fehlers und eine Wiederinbetriebnahme ermöglichen soll
- Nachvollziehbare und vollständige Dokumentation der realisierten Lösung (Hardware, Software, Datenverarbeitung und -darstellung)

In der Gemeinschaftsarbeit ist die jeweilige Autorenschaft der Kapitel und Unterkapitel auszuweisen.

Für die konkrete Umsetzung der Aufgaben gliedert sich die Arbeit in acht Kapitel, wovon der erste Teil (Kapitel 2) die allgemeinen Grundlagen zu regenerativen Energien und deren Einspeisung in das öffentliche Stromnetz in ihren Grundzügen erläutert. Zusätzlich werden in diesem Kapitel die mit dieser Messstation ermittelten klimarelevanten Größen eingeführt und jeweils einige mögliche Messverfahren kurz vorgestellt. Das darauffolgende Kapitel 3 gibt einen Überblick über den Ausgangszustand und die damit einhergehenden Basisfunktionalitäten des Prototyps der Wetterstation zu Beginn der Arbeit. Hierbei werden neben den örtlichen Randbedingungen inklusive der Energieversorgung, die Sensorik und die Messdatenerfassung vorgestellt. Dieses Kapitel schließt mit einem Fazit zum Prototyp und den daran festgestellten Fehlern und Schwachstellen ab. Hiervon leitet sich Kapitel 4 ab, welches den Hauptbestandteil dieser Arbeit darstellt und mit einer Anforderungsanalyse an die erweiterte Wetterstation startet. Innerhalb dieses Kapitels werden im Detail die einzelnen Konzeptionierungs- und Realisierungsschritte der erweiterten Wetterstation erläutert. Der Aufbau dieses Kapitels orientiert sich dabei am "Fluss" der Messdaten, ausgehend vom meteorologischen Sensor bis zu einer Darstellung auf dem realisierten Messwerterfassungssystem und der stationseigenen Webseite. Der Ausgangspunkt ist dabei das Energiekonzept (Kapitel 4.1), da es die Grundbasis für die Realisierung aller weiterer Bestandteile der Anlage darstellt. Im Folgenden werden dann die eingesetzte Sensorik (Kapitel 4.3) und das Hardwarekonzept zur Erfassung der Messdaten (Kapitel 4.4) erläutert, in welchem zunächst die konkrete Auswahl und der Aufbau der Hardware und daran anschließend die hardwareseitige Anbindung der Sensorik dargestellt ist. Kapitel 4.5 beschreibt die Grundzüge der Programmierung der Messdatenerfassung und zeigt für jeden eingesetzten Sensor die softwareseitige Einbindung und Verarbeitung der Rohdaten auf. Hiervon ausgehend beschäftigt sich Kapitel 4.6 mit der Übergabe der Messdaten vom Messwerterfassungssystem an eine externe Datenbank. Die Kapitel 4.7 und 4.8 thematisieren beide die Darstellung der Messwerte. Sie sind jedoch separiert voneinander, da in Kapitel 4.7 die Visualisierung auf dem Messwerterfassungssystem und in Kapitel 4.8 die Darstellung auf der stationseigenen öffentlichen Website erklärt wird. Die Programmierung der Website und die damit einhergehende dynamische Erstellung von Messwertdiagrammen stellt den letzten Schritt der Realisierung der Messstation und damit den letzten Unterpunkt von Kapitel 4 dar. Kapitel 5 beschäftigt sich im Anschluss daran mit der Evaluierung und Erprobung der Station und wertet erste Wetterdaten aus. Die Auswertung stützt sich dabei auf Referenzdaten des *Deutschen Wetterdienstes (DWD)* vom Standort Magdeburg. Die Erprobung der Station wird durch einen Vergleich und eine Korrelation der erfassten Messwerte in Kapitel 6 ergänzt. Hierbei werden verwandte Messgrößen verglichen und gleiche Messgrößen, die mit unterschiedlichen Messverfahren ermittelt werden, miteinander korreliert. Dies dient einerseits dem direkten Vergleich der Verfahren und soll die Zuverlässigkeit der Messungen weiter validieren. Abgerundet wird die Arbeit von einer Darstellung der Schwierigkeiten und Probleme bei der Umsetzung, welche in Kapitel 7 in einem "Fehlerkatalog" aufgelistet sind und einem späteren Betreiber der Anlage als Hilfsmittel mit an die Hand gegeben werden sollen. Unterstützt wird der Fehlerkatalog durch ein Ablaufdiagramm für die Fehlersuche in der Anlage. Den Abschluss der Arbeit bildet Kapitel 8 mit einem ausführlichen Fazit des Projekts und einer Auflistung perspektivischer Erweiterungsmöglichkeiten.

2 Stand der Technik (Hörnlein & Kohrs)

2.1 Erneuerbare Energien und deren Einspeisung ins Netz (Kohrs)

2.1.1 Einleitung

Dieses Kapitel beschäftigt sich mit Teilgebieten der regenerativen Energien. Diese gehören zu den primären Energieträgern, genauer zu den Energieträgern, die sich innerhalb menschlicher Zeitmaßstäbe “erneuern“. Zu den regenerativen Energieträgern zählen, die Gezeiten, der Wind, das Wasser, die elektromagnetische Strahlung und die Erdwärme. Die wohl am häufigsten verwendeten Energieträger (Wind, Wasser, elektromagnetische Strahlung), haben ihren Ursprung in der Solarstrahlung (vgl.[1, p. 53]). In diesem Projekt wird elektrische Energie aus der Windkraft und der elektromagnetischen Strahlung der Sonne gewonnen. Zu diesem Zweck werden in den weiteren Kapiteln, die Energiegewinnung aus der Windkraft, die Grundlagen der Photovoltaik, deren Umwandlung in elektrische Energie und Einspeisung in elektrische Netze betrachtet.

2.1.2 Windkraft

Die Energiegewinnung aus Wind zählt mit zu den ältesten Möglichkeiten der Energieversorgung im allgemeinen Sinn. Dabei ist nicht die Erzeugung von elektrischer Energie gemeint, sondern die Verrichtung von menschlicher Arbeit durch eine Maschine wie zum Beispiel einer Windmühle (vgl. [1, p. 376]). In der heutigen Zeit wird Energie in unterschiedlichen Arten und an verschiedenen Standorten benötigt und nicht nur lokal wie in einer Windmühle. Für diesen Zweck wird die zu Verfügung stehende Windkraft in elektrische Energie umgewandelt, transportiert und genutzt. Ähnlich wie bei einem Fahrrad, bei dem die kinetische Energie der Fortbewegung in elektrische Energie gewandelt wird (Fahrraddynamo), werden Windenergieanlagen genutzt, um die translatorische Energie der Luftströmung in Rotationsenergie und anschließend in elektrische Energie umzuwandeln. Das Grundprinzip der Funktionsweise einer Windenergieanlage hat sich im Laufe der Zeit kaum verändert. Zu einer Verbesserung des Wirkungsgrades einer solchen Anlage wurden lediglich die Bauform und die Form der Rotorblätter verändert. Windenergieanlagen werden in verschiedensten Größen hergestellt. Anlagen für die Energiegewinnung erreichen derzeit Bauhöhen von über 200 m, bei einem Rotor-Durchmesser von mehr als 100 m. Hier mit können aktuell bis zu 4,5 MW elektrische Leistung erzeugt werden (vgl. [2, p. 27]). Des Weiteren werden auch Windenergieanlagen für kleine Anwendungszwecke hergestellt (Rotor-Durchmesser kleiner 2 m vgl. [3, p. 77]). Diese dienen beispielsweise der Energieversorgung eines vor Anker liegenden Schiffs. Die *Betzsche-Theorie* bildet die Grundlage für die Auslegung von Windenergieanlagen und beinhaltet die Herleitung der Auslegungsregeln für die aerodynamische Gestaltung des Rotors auf der Grundlage der *Rankineschen-Strahltheorie* (vgl. [4]).

Bei der Umsetzung der Windkraft, in eine Drehbewegung, wird in der Regel eine Rotorblattform ähnlich der eines Flugzeugflügels eingesetzt. Der umströmte Körper, erzeugt auf der, dem Wind abgeneigten Seite einen Unterdruck und eine daraus resultierende Kraft, welche den Rotor in eine Drehbewegung versetzt. Daraus ergeben sich zwei Arten von Regelungskonzepten. Die erste Variante ist die *Stall-Regelung*, bei dieser sind die Rotorblätter fest mit dem Rotor verbunden. Die Rotorblätter können daher nicht um ihre Längsachse gedreht werden. Um die Anlage im Sturmfall vor einer Überlastung zu schützen, wird eine Leistungsbegrenzung beruhend auf einem Strömungsabriss auf der, dem Wind abgeneigten Seite der Rotorblätter genutzt. Bei einer Erhöhung der Anströmgeschwindigkeit erhöht sich auch der relative Anstellwinkel des umströmten Rotorblattes. Ist dieser relative Anstellwinkel

groß genug, löst sich die Strömung von der Blattoberfläche und es kommt zu einer starken Verringerung der Auftriebskraft, welche den Rotor in seiner Drehbewegung antreibt (vgl. [1, p. 400]). Die zweite Variante ist die *Pitch-Regelung*, hier wird der Anstellwinkel des Rotorblattes aktiv verstellt. Eine Leistungsreduzierung erfolgt durch Verringerung des Anstellwinkels, des sich im Wind bewegenden Rotorblattes. Mithilfe dessen kann die Anlage geregelt werden und in ihrer maximalen Leistung begrenzt werden. Bei einem extremen Ereignis, wie einem plötzlich auftretenden Sturm, gibt es die Möglichkeit der *aktiven Stall-Regelung*. Hier wird das Rotorblatt in die entgegengesetzte Richtung gedreht und der Strömungsabriss schon bei einem kleineren Verdrehwinkel des Rotorblattes erreicht.

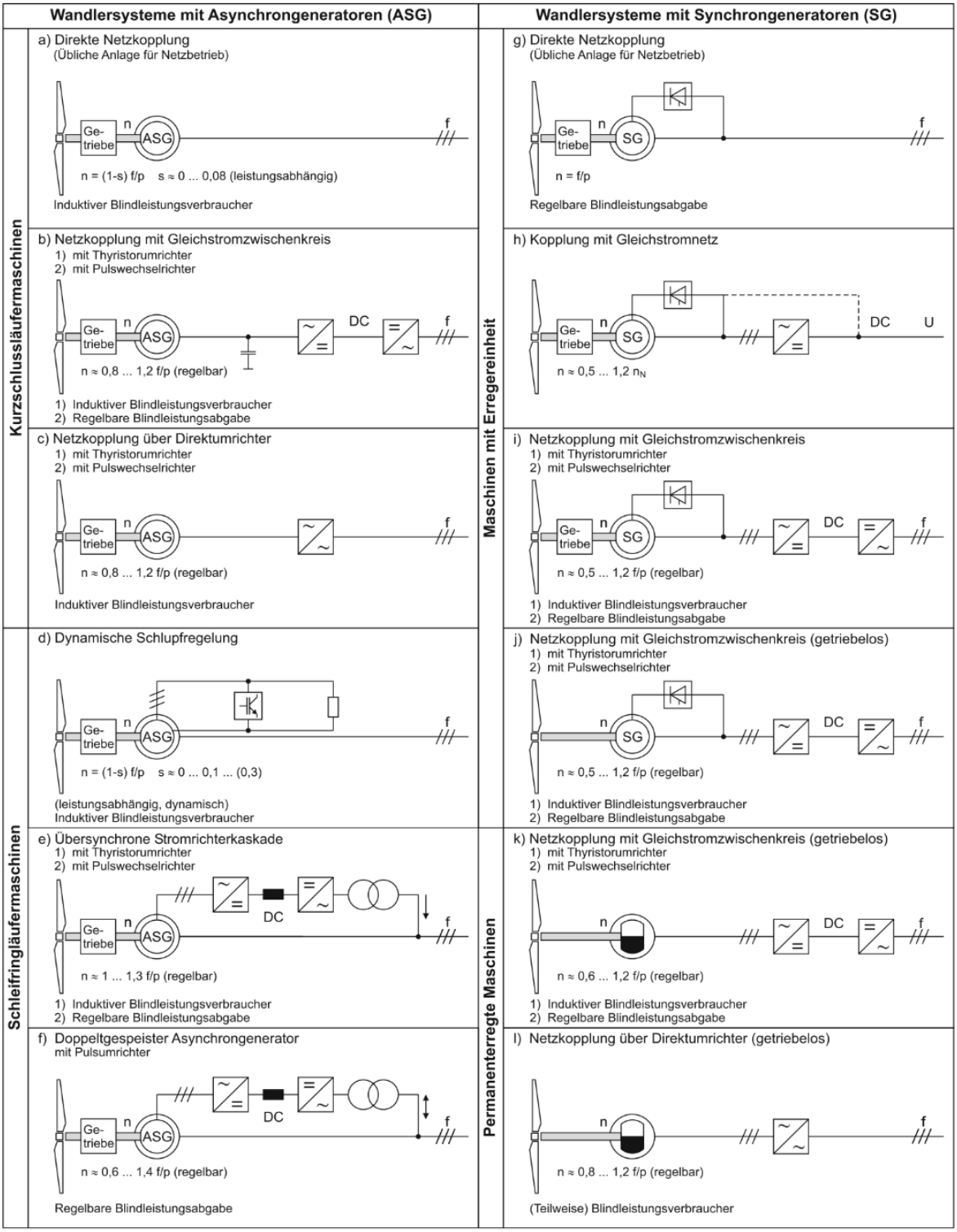
2.1.2.1 Generatortypen

Bei Windenergieanlagen werden im Wesentlichen Drehfeldmaschinen als Generator eingesetzt. Dabei handelt es sich um Asynchron- uns Synchrongeneratoren, welche über verschiedene Netzanbindungen mit dem Netz verbunden werden können.

Asynchronmaschinen unterscheiden sich in zwei Typen, den Kurzschlussläufer und den Schleifringläufer. Das innere und äußere Drehfeld weist bei dieser Maschinenart unterschiedliche Drehzahlen auf. Der Aufbau dieser Maschinen ist sehr einfach gehalten, und besteht aus einem Stator, welcher die Wicklungen enthält und dem Rotor. Die Unterscheidung der Maschinentypen ist durch den Aufbau des Rotors gegeben. Es wird hier zwischen dem Kurzschlussläufer und dem Schleifringläufer unterschieden. Kurzschlussläufer enthalten eingebrachte Aluminium-Druckguss oder Stabwicklungen, welche an den Enden kurzgeschlossen werden. Schleifringläufer dagegen enthalten Drehstromwicklungen. Die Stromaufnahme oder -abgabe wird dabei mit Schleifringen und fest montierten Kohlebürsten realisiert (vgl. [5, p. 130]).

"In Energieversorgungseinrichtungen werden fast ausschließlich Synchrongeneratoren zur mechanisch-elektrischen Energiewandlung eingesetzt. Speziell bei Windkraftanlagen kommen sie mit und ohne Getriebe im Inselbetrieb und in Verbindung mit Umrichtern im Netzbetrieb zur Anwendung." (Quelle: [5, p. 148])

Synchronmaschinen lassen sich ebenfalls in zwei Typen gliedern. Dabei werden Maschinen mit Erregereinheit und permanenterregte Maschine unterschieden. Bei Synchronmaschinen bestehen dieselben Drehzahlen zwischen dem inneren und äußeren Drehfeld. Ein Nachteil dieser Maschinen ist jedoch, dass der Rotor separat erregt werden muss. Dies kann in einfacher Form über Dauermagneten innerhalb des Rotors erfolgen oder über Erregereinheiten, was einen komplexen Aufbau der Maschinen zur Folge hat (vgl. [5, p. 130 ff.]). Die einfachste Form eines Synchrongenerators beinhaltet einen permanent erregten Läufer. In dieser Form findet man sie auch oft in Kleinwindkraftanlagen. Die permanente Erregung des Läufers wird hier mit starken Dauermagneten realisiert. Dabei werden durch die Drehbewegung Rotorblätter im Wind Spannungen in die außen liegenden Wicklungen induziert. Diese Spannungen werden daher als Induktionsspannung durch Bewegung bezeichnet. Die Wicklungen sind hierbei in der Regel sternförmig verbunden und um 120° versetzt im Stator angeordnet. Hierdurch werden drei Sinus-Spannungen über drei Außenleiter ausgegeben, die ebenfalls um 120° zueinander phasenverschoben sind. Mögliche Formen einer Netzanbindung von Windenergieanlagen (mit Asynchron- oder Synchrongenerator), werden in der nachfolgenden Tabelle gezeigt. Die Netzankopplung mit Gleichstromzwischenkreis (getriebelos), welche in der Tbl. 2–1 unter Punkt k) dargestellt ist, ist für Kleinwindkraftanlagen die am häufigsten angewendete Methode.



Tbl. 2–1: Wandlersysteme der Windenergieanlagen mit Asynchron- und Synchrongeneratoren für eine Kopplung an das Netz (Quelle: [5, p. 128]*)*

2.1.3 Photovoltaik

Der Grundgedanke der Photovoltaik ist die Umwandlung der elektromagnetischen Strahlung in nutzbare elektrische Energie. Der Begriff Photovoltaik ist eine Zusammensetzung aus dem griechischen Wort *phós, phõtós* (Licht, des Lichtes) und dem Namen des italienischen Physikers *Alessandro Volta* (1745-1825). Ihm zu Ehren wurde die Einheit der elektrischen Spannung als Volt benannt. Eine Übersetzung des Wortes Photovoltaik könnte somit Lichtenergiequelle lauten (vgl. [6, p. 29]). In diesem Teilkapitel werden der Aufbau und die Zelltechnologien näher erläutert. Des Weiteren werden Kenngrößen und Kennlinien eingeführt. Solarzellen werden in Schichten aufgebaut und bestehen im Wesentlichen aus zwei unterschiedlich dotierten Siliziumschichten (siehe Abb. 2–1). Auf der Ober- und Unterseite werden Kontaktflächen aus Aluminium oder Silber mithilfe des Siebdruckverfahrens aufgetragen. Diese sind auf der Oberseite nicht flächig ausgeführt, sondern in Form von schmalen Stromsammelschienen realisiert, um somit den Lichteinfall zu gewährleisten. Eine Antireflexbeschichtung dient dabei dem Zweck, das einfallende Licht zu absorbieren und nicht an der Oberfläche zu reflektieren. Die beiden Silizium-Schichten werden als Basis und Emitter bezeichnet.

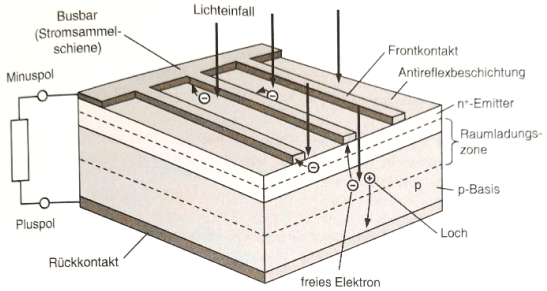


Abb. 2–1: Aufbau einer Solarzelle (Quelle:[6, p. 85]

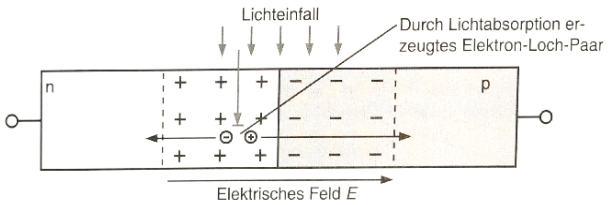


Abb. 2–2: Bildung von Elektronen-Loch-Paaren einer Photodiode bei einfallendem Licht (Quelle:[6, p. 82]

Für eine Grundlage sowie ein besseres Verständnis der Funktionsweise einer Solarzelle dient die Betrachtung einer Photodiode und dessen von außen bestrahlter PN-Übergang. Wie bei einem PN-Übergang einer Diode entsteht um den Übergang der verschieden dotierten Substrate eine Raumladungszone, bei der aufgrund von unterschiedliche Energieniveaus der beiden Gebiete eine Rekombination von Elektronen und Löchern ausgelöst wird. Von außen betrachtet, ist der PN-Übergang jedoch elektrisch im Gleichgewicht. Einfallendes Licht erzeugt in diesem freie Elektron-Loch-Paare, welche vom dort herrschenden elektrischen Feld getrennt werden (siehe Abb. 2–2). An den Kontaktpunkten der Solarzelle kann nun elektrische Energie in Form von Strom und Spannung entnommen werden(vgl. [6, p. 82]).

Die Form und das Prinzip der Kennlinie einer Solar-Zelle gleichen dem Prinzip der Kennlinie einer Photodiode (siehe Abb. 2–3 und Abb. 2–4). Bei Solarzellen wird für die Darstellung das Erzeugerzählpfeilsystem angewendet. Dies bedeutet, dass der Strom zum Verbraucher ebenso wie die Spannung an Erzeuger positiv gezählt werden. Die Kennlinienfelder werden dabei in vier Bereiche unterteilt, von denen nur der Bereich 1 für den Betrieb einer Solaranlage von besonderem Interesse ist (siehe Abb. 2–4). Damit die Solarzelle eine maximale Leistung umwandeln kann, muss die Solarzelle in einem bestimmten Arbeitspunkt betrieben werden. Der Arbeitspunkt wird Maximum Power Point (MPP) genannt. Er beschreibt den Punkt der Kennlinie an dem sich aus der Spannung und dem Strom die größtmögliche Leistung ergibt. Die Kennlinien von Solarzellen werden von Umwelteinflüssen wie der Umgebungstemperatur und von der einfallenden Einstrahlung der Module beeinflusst. Der dabei fließende Strom ist hauptsächlich abhängig von der Einstrahlung, während die Temperatur einen Einfluss auf die zu erreichenden Spannung hat (vgl. [1, p. 144]). Heutige Wechselrichter für den Betrieb von Solaranlagen verfügen aus diesem Grund über einen MPP-Tracker, mit dem der Arbeitspunkt für die angeschlossene Anlage ermittelt und optimal angepasst werden kann.

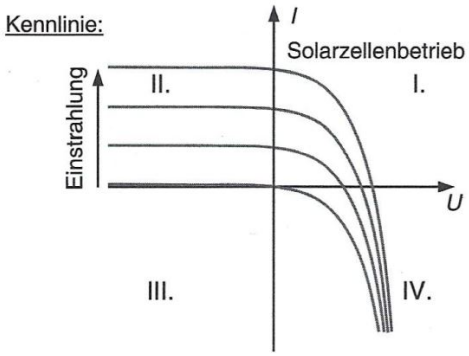


Abb. 2–3: Kennlinien einer Solarzelle, mit den Quadranten 1. Solarzellenbetrieb und 2. Photodiodenbetrieb (Quelle:[6, p. 92]*)*

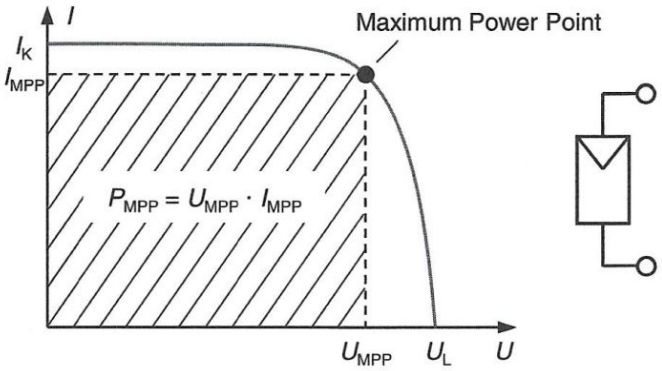


Abb. 2–4: Kennlinie im Solarzellenbetrieb mit eingetragenem MPP (Quelle:[6, p. 92]*)*

2.1.3.1 Positionierung und Ausrichtung

Ein wichtiger Punkt bei dem Betrieb eine Solaranlage ist deren Ausrichtung. Die Module müssen in einer optimalen Himmelsrichtung und einem optimalen Anstellwinkel liegen, um bestmögliche Leistungen über das gesamte Jahr zu erzielen. Dabei helfen Sonnenbahndiagramme oder Strahlungsdiagramme. Bei der Positionierung einer Solaranlage wird darauf geachtet, dass keine oder nur eine möglichst kleine Beeinträchtigung des Lichteinfalls zustande kommen kann. Dazu wird das Sonnenbahndiagramm zur Hilfe genommen (siehe Abb. 2–5).

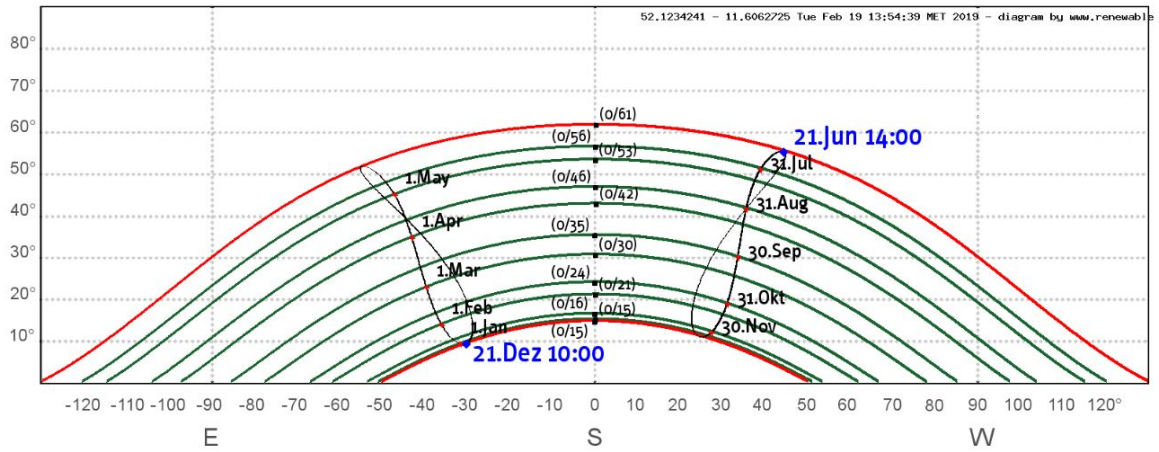


Abb. 2–5: Sonnenstandsdiagramm für den Bereich Magdeburg für ein Jahr (Quelle:[7]*)*

Die allgemeine Verschattung von Solaranlagen kann mit einer einfachen Verschattungsanalyse minimiert oder verhindert werden. Dazu wird festgestellt, ob Verschattungsobjekte wie Gebäude oder auch natürliche Objekte, wie beispielsweise Bäume, am Standort vorhanden sind. Wichtig ist grundsätzlich, dass sich kein Objekt direkt in der Sonnenbahn befindet. Dabei wird der gesamte Bereich des Sonnenbahndiagramms berücksichtigt. Die optimale Ausrichtung in Azimut, also der Himmelsrichtung, kann ebenfalls mithilfe des Sonnenbahndiagramms oder eines Strahlungsdiagramms abgelesen werden. Eine optimale Ausrichtung in Elevation (optimaler Anstellwinkel) erfolgt mit einem Strahlungsdiagramm, welches die Strahlungssumme über das gesamte Jahr beinhaltet. Für Magdeburg ergibt sich so ein Jahresmittel des Sonnenbahnwinkels von ca. 33°. Eine optimale und direkte Einstrahlung auf die PV-Module erfolgt, wenn diese orthogonal zueinanderstehen. Somit ergäbe sich ein Anstellwinkel von 57°. Strahlungsdiagramme belegen jedoch eine optimale Energieumsetzung bei einem Anstellwinkel von 30°-35°. Dies lässt sich mit der Globalstrahlung, bestehend aus

der Direktstrahlung und der Diffusstrahlung, begründen. Die Diffusstrahlung wird von der Streuung der Sonnenstrahlung in der Atmosphäre verursacht.

Bei der Verwendung mehrerer Reihen hintereinanderliegender PV-Module muss ein bestimmter Abstand eingehalten werden, um eine Eigenverschattung zu vermeiden. Der Begriff Eigenverschattung bedeutet, dass sich die Modulreihen gegenseitig verschatten (vgl. [6]). Zu diesem Zweck sollte der Abstand der Modulreihen so gewählt sein, dass am kürzesten Tag im Jahr, keine Verschattung auftritt. An diesem Tag, welcher im Sonnenbahndiagramm (siehe Abb. 2–5) durch die untere rote Bahn dargestellt ist, erreicht der Sonnenwinkel maximal 15° Elevation. Hier wird damit für diesen Betrachtungspunkt die niedrigste Sonnenbahn erreicht. Die Module werfen in diesem Fall den längsten Schatten. Der Mindestabstand der Module wird mit der folgenden Formel bestimmt:

$$d_{Min} = b * \frac{\sin(\gamma_s + \beta)}{\sin(\gamma_s)} \qquad (2\text{–}1)$$

$d_{Min} = Mindesabstand\ der\ Module\ [m]; b = Länge\ des\ Modules\ [m];\ \beta = Neigungswinkel\ der\ Module\ [Grad];$
$\gamma_s = Sonnenwinkel\ [Grad]$

Die Leistungsabgabe der verschiedenen Modulreihen ist immer abhängig von Lebensdauer und fortschreitender Materialalterung, sowie der Modulverschmutzung. Bei der Leistungsabgabe von Solar-Modulen ist eine Abhängigkeit vom Verschmutzungsgrad, verursacht von Staub, Pollen und Vogelkot zu erkennen, und lässt sich mit einem geeigneten Montagewinkel der Module reduzieren (Selbstreinigungseffekt der Module). Die Alterung der Module ist abhängig von der Belastung durch Witterungseinflüsse. So kommt es zu Alterungserscheinungen wie Degradation der Oberfläche, Eindringen von Feuchtigkeit und somit auch Korrosion der einzelnen Kontakte. Die Lebensdauer von PV-Module kann somit nur grob geschätzt werden, wobei die Hersteller Funktionsgarantien von teilweise 25 Jahren aussprechen.

2.1.3.2 Zelltechnologien

Die Zelltechnologien der Photovoltaikmodule können in drei Gruppen eingeteilt werden. Es gibt monokristalline Module, polykristalline Module und Dünnschichtmodule. Hinzu kommen noch einige Sonderformen, wie zum Beispiel quasi polykristalline Module und die Copper-Indium-Gallium-Selenide-Module (CIGS).

Monokristalline PV-Module bestehen aus dem Halbleitermaterial Silizium und werden aus einkristallinen Siliziumstäben hergestellt. Das Kristallgitter in einem Einkristall besitzt an jeder Stelle die identische Ausrichtung. Das Verfahren, in dem ein Silizium-Einkristall hergestellt wird, lautet *Czochralski-Verfahren*. Dabei wird eine Siliziumschmelze auf eine Temperatur von 1450 °C erhitzt und ein Impfkristall eingetaucht. Der Einkristall bildet sich bei der Anlagerung der Siliziumschmelze an dem Impfkristall, welcher bei einer dauerhaften und leichten Drehung langsam aus der Schmelze gezogen wird. Aus diesen Stäben werden dünne sogenannte Wafer geschnitten und zu einer PV-Zelle weiterverarbeitet. Diese Module besitzen einen Wirkungsgrad von bis zu 20 %. Zu ihren Vorteilen zählen der große Leistungsgewinn, der bei heutigen Modulen bei ca. 200 W/m² liegt und eine hohe produzierte Stückzahl. Diese Modulart wird heute von sehr vielen Herstellern produziert. Der große Nachteil bezieht sich auf die hohen Anschaffungskosten, welche auf die aufwendige Herstellung zurückgeführt werden, kann.

Im Gegensatz zu der monokristallinen Struktur ist der Herstellungsprozess einer polykristallinen Struktur deutlich einfacher und weniger kostenintensiv. Das Herstellungsverfahren ähnelt dem *Czochralski-Verfahren* nur im Anfangszustand. Auch hier wird eine Siliziumschmelze benötigt, jedoch werden mehrere Impfkristalle in die Schmelze gegeben und lagern sich auf dem Boden dieser ab. Die Kristalle bilden sich während des

verlangsamten Abkühlens durch Anlagerung an den Impfkristallen. Das dadurch entstehende säulenartige Kristallwachstum wird kolumnares Wachstum genannt. Beim Abkühlvorgang der Schmelze entstehen viele, unterschiedlich große Siliziumkristalle. Die Weiterverarbeitung zu PV-Modulen erfolgt wie bei den monokristallinen Modulen mit der Zerteilung der Blöcke zu Wafern. Der Wirkungsgrad der polykristallinen Module liegt zwischen 12 % und 16 %. Der gesunkene Wirkungsgrad wird auf Verunreinigungen und Energieverluste, welche an den Grenzschichten der kleinen Kristalle auftreten, verursacht. Ein Vorteil dieser Module ist der geringere Anschaffungspreis bei einem leicht gesunkenen Leistungsgewinn von bis zu circa 175 W/m².

Eine Sonderform der polykristallinen Module sind quasi monokristalline Module. Die Kristallgitter dieser Module werden mit einem speziellen Verfahren in einer identischen Richtung ausgerichtet. Dabei wird eine monokristalline Scheibe in die Schmelze eingelegt. Der dabei entstehende Kristall, weist die Struktur eines Einkristalls auf, jedoch sind Fehlstellen und Gitterfehler möglich. Die aus diesem Material hergestellten Module besitzen ähnliche Eigenschaften wie monokristalline Module. Quasi monokristalline Module können günstiger hergestellt werden, als monokristalline Module. Für die Herstellung von Dünnschichtmodulen wird ein Trägermaterial mit amorphem oder kristallinem Silizium bedampft beziehungsweise überzogen. Bei diesem Verfahren werden weniger Ressourcen benötigt. Ein Nachteil dieser Module ist jedoch der geringe Wirkungsgrad von 6 % bis 10 %. Eine Sonderform der Dünnschichtmodule sind die CIGS-Module. Diese Module, wurden von der Firma *Solyndra* entwickelt und besitzen einen röhrenförmigen Aufbau. Der Aufbau der Module beinhaltet röhrenförmigen Absorber, in denen zusammengerollte Kupfer-Indium-Gallium-Diselenid-Folien (Dünnschichttechnik) in Glasröhren zum Einsatz kommen. Mithilfe dieser Bauweise tragen direkte und indirekte Sonnenstrahlen bei der Energiegewinnung zu einem höheren Wirkungsgrad bei. Die Module sind weniger anfällig für eine Verschmutzung, da der Selbstreinigungseffekt stärker zur Geltung kommt. Dabei wird ein Wirkungsgrad von bis zu 15 % erreicht (vgl. [8]). Die aufwändige und teure Fertigung führt zu hohen Anschaffungskosten. Der Betrieb in der Praxis erweist sich als wenig praktikabel und der geringe Mehrwert der Technologie bietet keine nennenswerten Vorteile (vgl. [9]). Diese Modultypen sind derzeit nicht im Handel verfügbar.

Auf der nachfolgenden Seite werden die einzelnen Zelltechnologien tabellarisch zusammengefasst und verglichen. Hierbei werden der Wirkungsgrad, der typische Ertrag bezogen auf einen Quadratmeter, die Anschaffungskosten bezogen auf einen Quadratmeter, sowie die Vor- und Nachteile der Zelltechnologien aufgelistet (siehe Tbl. 2–2).

Zelltechnologie	angegebener Wirkungsgrad in [%]	Typischer Ertrag in [W/m²]	Preis bezogen auf die Fläche in [Eur/m²]	Vorteile	Nachteile
Monokristallin	19	200	140	• hoher Wirkungsgrad 14% bis 20% • lange Lebensdauer • Langzeiterprobt • sehr robust	• Kostenintensiv • Hohes Gewicht • schlechtere Eigenschaften auch bei diffusem Licht und schwankenden Temperaturen
Polykristallin	16	175	81	• hoher Wirkungsgrad 12% bis 16% • lange Lebensdauer • Langzeiterprobt • Preiswerte Fertigung	• Hohes Gewicht • schlechtere Eigenschaften auch bei diffusem Licht und schwankenden Temperaturen • höherer Flächenbedarf
Dünnschicht	13	133	100	• gute Eigenschaften auch bei diffusem Licht und schwankenden Temperaturen • Preiswerte Fertigung • Flexible Trägermaterialen möglich	• Geringer Wirkungsgrad 6% bis 10% • teilweise schwere Bauform • hohe Anfangsdegradation
CIGS	*)	*)	*)	• mittlerer Wirkungsgrad 12% bis 15% • gute Eigenschaften auch bei diffusem Licht und schwankenden Temperaturen • niedriges Gewicht	• Kostenintensiv • Keine Langzeiterprobung *) nicht mehr im Handel verfügbar

Tbl. 2–2:Vergleich der Zelltechnologien gängiger Photovoltaikmodule (Quelle: [8] und [135]*)*

Unter Berücksichtigung dieser Angaben lassen sich bevorzugte Einsatzgebiete der verschiedenen Modularten aufstellen, welche jedoch nicht verbindlich sind. Die Modulart sollte für jeden Einsatzzweck separat ausgewählt werden. Die Verwendung von monokristallinen Modulen ist immer dann zu empfehlen, wenn nur eine begrenzte Aufstellfläche zur Verfügung steht und der Ertrag möglichst maximal ausfallen soll. Polykristalline Module sind im Erwerb günstig, jedoch wird für den gleichen Energieertrag eine größere Aufstellfläche als bei den monokristallinen Modulen benötigt. Die Verwendung von Dünnschicht Modulen wird bevorzugt, wenn der Aufstellort über keine optimalen Voraussetzungen verfügt. PV-Module werden in der Regel zu einem String, also zu einer Reihenschaltung verschaltet. Dabei werden DC-Spannungen von über 100 V erreicht, welche zu einem besseren Wirkungsgrad der Anlage beitragen. Bei einer Reihenschaltung zu einem String weist eine Verschattung eines einzelnen Moduls geringere Auswirkungen auf die Leistungsabgabe auf, als bei einer Parallelschaltung aus mehreren Modulen (vgl. [6, p. 126]). Gerade bei Dünnschichtmodulen kann eine lokale Verschattung jedoch zur Beschädigung der Module durch lokale Kurzschlüsse führen (Überlastung). Der Aufbau und Betrieb einer PV-Anlage unterliegt den gegebenen Normungen *DIN VDE 0100-712 Anforderungen für Betriebsstätten, Räume und Anlagen besonderer Art – Solar-Photovoltaik-(PV)-Stromversorgungssysteme* (vgl. [10]).

2.1.4 Wechselrichter für Photovoltaik

Der Einsatz von Wechselrichtern ist für eine Einspeisung in das Wechselstromnetz unvermeidlich. Dabei müssen folgende Aufgaben von den Wechselrichtern umgesetzt und erfüllt werden.

- Umwandlung des von den regenerativen Energien erzeugten Gleichstroms in einen sinusförmigen Wechselstrom
- Erzielen eines hohen Wirkungsgrades (> 95 %) in den Lastbereichen Teillast und Spitzenlast
- Eine Arbeitspunktregelung des DC-Eingangstromes (MPP-Tracking)
- Erfüllen der Netzüberwachung zur Vermeidung des Inselbetriebes
- Maßnahmen zum Personenschutz
- Bereitstellung der aktuellen Zustandsdaten der Anlage (Leistung, Strom, Spannung, Fehlercodes)

(vgl.[1, p. 183])

Verwendet werden dabei drei verschiedene Wechselrichtertypen. Der erste Wechselrichtertyp ist der Wechselrichter mit Netz-Trafo. Dieser besteht im Wesentlichen aus einer PWM-Brücke und dem Netz-Trafo selbst. Die Funktionsweise dieses Typs ist einfach gehalten. Der Netz-Trafo hebt das Spannungssignal aus der PWM-Brücke auf die Netzspannung.

Der zweite Wechselrichtertyp beinhaltet einen Hochfrequenz-Trafo. Der Aufbau dieses Typs gestaltet sich aufwendiger mit einem Hochsetzsteller mit integriertem MPP-Tracker, einer 100 kHz-PWM-Brücke, dem namengebenden Hochfrequenz-Trafo (HF-Trafo), einem Gleichrichter und einer 50 Hz Umklapp-Brücke. Die grundsätzliche Funktion der Bestandteile des Wechselrichters besteht darin, die Leistung der PV-Module mittels des MPP-Tracking optimal auszunutzen, die anliegende Spannung wird anschließend mit einem Hochsetzsteller auf ein höheres Niveau gebracht. Daran anknüpfend wird die Spannung hochfrequent mit der PWM-Brücke zerteilt und mit einem verlustarmen HF-Trafo mit niedriger Induktivität galvanisch getrennt. Der nachfolgende Gleichrichter, Tiefpass-Filter und die 50 Hz Umklapp-Brücke wandeln das hochfrequente Spannungssignal in die üblich gewünschte 50 Hz Sinus-Spannung. Ein entscheidender Vorteil der Wechselrichter mit HF-Trafo ist der höhere

Wirkungsgrad, wodurch weniger Verlustleistung entsteht. Zusätzlich bleibt die galvanische Trennung bestehen.

Der dritte Wechselrichtertyp verfügt über keinen Trafo und somit auch über keine galvanische Trennung. Sein Aufbau ist mit dem des Wechselrichters mit HF-Trafo sehr ähnlich und besteht aus leistungselektronischen Bauteilen wie einem EMV-Filter, einem Hochsetzsteller, einem DC-Bus, einer PWM-Brücke und eines weiteren EMV-Filters. Die Steuerung erfolgt dabei über Überwachungseinheiten (Erdschlussüberwachung, Netzüberwachung und Fehlerstrom-Messung) und den Steuereinheiten (MPP-Regelung und der zentralen Steuereinheit), welche über einen Datenbus verbunden sind. Die Funktionsweise der einzelnen Bestandteile ist identisch mit den zuvor in dem Wechselrichter mit HF-Trafo beschriebenen Bauteilen. Aufgrund des Fehlens der galvanischen Trennung können jedoch hohe Potenzialunterschiede bis zu -500 V an den PV-Modulen auftreten. Speziell bei Dünnschicht Modulen kann es dabei zu einer potenzialbedingten Degradation der Module kommen. Dies bedeutet, dass die Kontaktschicht auf der Solarzelle korrodiert, was Leistungseinbußen zur Folge hat (vgl. [1, p. 185]). Aus diesem Grund sollten bei der Nutzung eines solchen trafolosen Wechselrichters nur Module verwendet werden, die vom Wechselrichterhersteller für die Verwendung freigegeben sind. Dies gilt besonders für Dünnschichtmodule.

2.1.5 Energiespeicher

Energiespeicher sollen nicht genutzte elektrische Energie zwischenspeichern (puffern), um sie im Bedarfsfall wieder in das Netz abzugeben. PV-Anlagen mit einer direkten Netzeinspeisung bieten nicht die Möglichkeit, tagsüber generierte Energie auch in den Abendstunden verwenden zu können. Der Energiebedarf in einem Privathaushalt deckt sich nur wenig mit dem Arbeitsverhalten einer PV-Anlage. Durch die Verwendung eines Speichers kann das teilweise gegenläufige Verhalten ausgeglichen werden und es wird ein höherer Autarkiegrad erreicht. Der Eigenverbrauchsanteil ist ein wichtiger Begriff bei der Beurteilung eines Volleinspeisers und bezieht sich auf die gesamt generierte Energie. Dieser setzt sich aus Direktverbrauch (Direktenergiebezug aus regenerativen Energien), der Batterieentladung und der Netzeinspeisung zusammen. Im Falle eines Nulleinspeisers wird die Netzeinspeisung unterbunden und der Eigenverbrauchsanteil liegt bei 100 %. Ein besonderes Merkmal bei der Beurteilung eines Erzeugersystems ist der Autarkiegrad. Er beschreibt den Deckungsanteil der regenerativ erzeugten Energie im Bezug auf den Gesamtverbrauch. Der Autarkiegrad setzt sich dabei aus dem Direktverbrauch und der Batterieentladung im Bezug zur gesamt verbrauchten Energie zusammen und kann mit folgender Formel beschrieben werden (vgl. [11, p. 26 f.]).

$$a = \frac{E_D + E_B}{E_G} \tag{2–2}$$

$a = Autarkiegrad\ [o.D.]; E_D = Direkter\ Energieverbrauch\ [Wh]; E_B = Batterieentladung [Wh];$
$E_G = gesamt\ Energieverbrauch [Wh]$

Für die Energiespeicherung werden verschiedene Batterietypen verwendet.

- Blei-Säure-Batterien
- Blei-Gel-Batterien
- Lithium-Ion-Batterie

Die Kopplung an das Netz erfolgt 1-phasig oder 3-phasig mit einem Wechselrichter, nur in seltenen Fällen wird die Energie in ein Gleichstromnetz eingespeist. Die Energiespeicher der heutigen Generation sind in der Lage, die Energie asynchron in das Netz einzuspeisen. Mit dieser Funktion tragen sie zu einer gleichmäßigen Belastung des Netzes bei (vgl. [12]). Bei AC-gekoppelten PV-Speichersystemen wird zwischen zwei Einspeisearten unterschieden, welche

im technischen Aufbau jedoch identisch sind. Ob es sich bei einem System um einen Voll- oder Nulleinspeiser handelt, ist lediglich in der Programmierung der Systemeinheit festgelegt. Die Systemart Volleinspeiser wird als Erzeuger gesehen und muss demnach mit einem Zähler versehen werden, da bei dieser Variante auch in das öffentliche Netz eingespeist wird. Die Programmierung der zweiten Systemart “Nulleinspeiser“ verhindert eine Einspeisung in das öffentliche Netz. In diesem Fall muss die Größe der Speichereinheit an die Leitungsfähigkeit der PV-Anlage und das Verbrauchsverhalten angepasst werden. Dies wird von, durch den Hersteller autorisierten, Installationsbetrieben übernommen (vgl. [13]).

2.2 Meteorologische Größen und deren Messung (Hörnlein)

2.2.1 Einleitung

Die Meteorologie beschäftigt sich mit der Erdatmosphäre und den darin ablaufenden physikalischen und chemischen Prozessen. Ein wichtiger Bestandteil der Meteorologie ist dabei sowohl die Vorhersage als auch die Beobachtung des aktuellen Wettergeschehens, also die Beurteilung des aktuellen Zustands der unteren Atmosphäre (Troposphäre). Der Meteorologe beschreibt das Wetter durch verschiedene sogenannte Wetterelemente, welche in dieser Arbeit aufgrund der elektrotechnischen und messtechnischen Ausrichtung als meteorologische Messgrößen bezeichnet werden. Hierzu zählen beispielsweise Lufttemperatur, Luftdruck, Niederschlag, Wind, Luftfeuchtigkeit und Strahlung. Neben diesen direkt messbaren meteorologischen Größen werden aber oft auch beobachtbare Größen wie Bewölkung, Sichtweite und Gewittererscheinungen (Blitz und Donner) ausgewertet. Hierbei stellt sich natürlich die Frage, welche Wetterelemente haben eine größere Bedeutung für die Analyse des Wettergeschehens und welche sind eher weniger wichtig. Diese Frage lässt sich jedoch nur schwer beantworten, da fast alle dieser Größen miteinander verwoben sind und sich gegenseitig beeinflussen. So variiert beispielsweise der Luftdruck mit der Temperatur, welche wiederum von der Einstrahlung der Sonne abhängig ist. Aus diesem Grund werden in meteorologischen Messeinrichtungen eine Vielzahl verschiedener Messgrößen erfasst und ausgewertet. Da die Konzeptionierung und der Bau einer Wetterstation für messbare Wetterereignisse Hauptbestandteil dieser Arbeit sind, werden im Folgenden alle von dieser Messstation ermittelten meteorologischen Messgrößen genauer erläutert und einige mögliche Messverfahren vorgestellt. Zusätzlich werden einige Richtlinien des *Deutschen Wetterdienstes* für die Messung meteorologischer Größen aufgegriffen (siehe [14]). Hierbei wird nicht das Ziel verfolgt, eine meteorologische Messstation nach diesem Standard aufzubauen, sondern die Richtlinien sollen lediglich als Orientierung für eine möglichst ideale Positionierung der Sensorik in dieser Station dienen.

2.2.2 Temperatur

Die Temperatur (Lufttemperatur) stellt die am häufigsten erfasste Messgröße zur Beschreibung und Analyse des Wettergeschehens dar. Mithilfe der Größe Temperatur gelingt es, die Begriffe "warm" und "kalt" genauer zu spezifizieren und quantitativ zu erfassen (Vgl. [15, p. 86]). Im Bereich der Meteorologie gelten strenge Richtlinien für die Aufnahme der Messwert, welche durch den *Deutschen Wetterdienst* festgelegt werden. Die Richtlinien dienen dazu, die Vergleichbarkeit der Messungen zu gewährleisten. Die Messung der Lufttemperatur erfolgt dabei generell im Schatten, wobei sichergestellt werden muss, dass die Einrichtung zur Verschattung den Sensor selbst nicht erwärmt. Dies wird meist durch eine weiße Farbe des Messgeräts realisiert. Zusätzlich muss die Sensorik gut durchlüftet sein, um die Temperatur der Umgebungsluft zu messen. Die Messung selbst erfolgt in zwei Metern Höhe über dem Boden (vgl. [16]). Darüber hinaus werden an vielen Messstationen die Lufttemperatur in einer Höhe von fünf Zentimetern und die Erdbodentemperatur gemessen. Bei der eigentlichen Temperaturmessung muss zwischen der berührungslosen und der berührenden Messung unterschiedenen werden. Die berührungslosen Messverfahren unterteilen sich wiederum in die Strahlungsmessung und die akustische Temperaturmessung, wovon die zweitgenannte eine eher untergeordnete Rolle spielt. Es wird in diesem Kapitel jedoch trotzdem kurz auf diese eingegangen, da einer der im Folgenden eingesetzten Sensoren die Möglichkeit einer solchen Messung bietet. Die Strahlungsmessung basiert auf dem *Stefan-Boltzmann-Gesetzt* was besagt, dass jeder Körper mit einer Temperatur oberhalb des absoluten Nullpunkts (0 K) elektromagnetische Strahlung emittiert. Diese Strahlung ist proportional zu seiner eigenen Temperatur und kann mit einem sogenannten Pyrometer gemessen werden. Innerhalb der Meteorologie ist diese Art der Temperaturmessung jedoch eher unüblich, da ein definierter

Strahler in Form eines Körpers gegeben sein muss. Die zu vermessende Umgebungsluft stellt jedoch keinen solchen Körper dar, was eine Strahlungsmessung eher schwierig und störungsanfällig macht. Soll jedoch abweichend von der klassischen Lufttemperatur beispielsweise die Temperatur der Wolken bestimmt werden, findet gelegentlich auch die Strahlungsmessung Anwendung. Eine, in neuerer Zeit stellenweise eingesetzte berührungslose Messmethode ist die der akustischen Temperaturmessung. Sie basiert auf der temperaturabhängigen Ausbreitungsgeschwindigkeit von Schallwellen. Für dieses Verfahren werden zwei Schallwandler benötigt, welche sich in definierter Entfernung gegenüberstehen. Einer der beiden Wandler sendet Schallwellen aus, die vom gegenüberliegenden Wandler empfangen werden. Hierbei wird die Laufzeit vom Sender zum Empfänger gemessen, woraus die Ausbreitungsgeschwindigkeit der Welle errechnet werden kann. Da die Ausbreitungsgeschwindigkeit temperaturabhängig ist, kann aus dieser die vorherrschende Lufttemperatur bestimmt werden. Problematisch bei diesem Verfahren ist unter anderem jedoch die Einwirkung von Wind, welcher die Schallwellen beschleunigt (positiv und negativ) und damit die Messung verfälscht (Kompensation nötig). Darüber hinaus muss das Ausbreitungsmedium (hier i. d. R. Luft) in seiner Zusammensetzung bekannt und möglichst konstant sein. Dies ist nötig, da die Zusammensetzung des Mediums die Ausbreitungsgeschwindigkeit der Schallwelle bestimmt. Die folgende Gleichung (2–3) zur mathematischen Beschreibung dieses Zusammenhangs zeigt, dass die Schallgeschwindigkeit neben der Temperatur einerseits von der Kompressibilität aber auch von der spezifischen Gaskonstante abhängig ist. Die Kompressibilität ist dabei der Kehrwert des Kompressionsmoduls, welches die Abhängigkeit der Volumenänderung eines Gases von der ausgeübten Druckänderung beschreibt. Da die sich ausbreitende Schallwelle in der Luft zu kurzzeitigen Kompressionen und damit zu lokalen Dichteänderungen führt, muss diese für die Berechnung der Schallgeschwindigkeit berücksichtigt werden (vgl. [17]). Die spezifische Gaskonstante ist als Quotient der universellen Gaskonstante zur molaren Masse des Gases definiert und bringt damit die konkrete Zusammensetzung des Gases in die Gleichung ein.

$$c_{gas} = \sqrt{\kappa * R_s * T} \tag{2–3}$$

$c_{gas} = Schallgeschwindigkeit\ im\ Gas\ \left[\frac{m}{s}\right];\ \kappa = Kompressiblität\ \left[\frac{1}{Pa}\right];\ R_s = spezifische\ Gaskonstante;\ T = Temperatur\ [K]$

Die Zusammensetzung der Umgebungsluft kann jedoch nur bedingt erfasst, geschweige denn konstant gehalten werden, was neben dem Einfluss von Wind zu weiteren Ungenauigkeiten bei der akustischen Messung der Temperatur führt. Nimmt man die Zusammensetzung der Luft unter Berücksichtigung des entstehenden Fehlers trotzdem als konstant an, kann die Schallgeschwindigkeit für Temperaturen zwischen -20 °C und 40 °C mit einem deutlich vereinfachten linearen Zusammenhang approximiert werden (siehe Gl. (2–4)). Dieser Zusammenhang wird mit hoher Wahrscheinlichkeit in fast allen käuflich zu erwerbenden Temperaturmessgeräten dieser Art eingesetzt.

$$c_{gas-app} = (331{,}5 + 0{,}6 * T)\frac{m}{s} \tag{2–4}$$

$c_{gas-app} = approximierte\ Schallgeschwindigkeit\ im\ Gas\ \left[\frac{m}{s}\right];\ T = Temperatur\ [K]$

Das bis heute jedoch am weitest verbreitete Messverfahren für die Bestimmung der Lufttemperatur stützt sich auf die berührende Messung. Die Wirkungsweise und das damit verbundene Messprinzip lässt sich mit den Zusammenhängen der Thermodynamik erklären. Wichtig ist hierbei vor allem der Nullte Hauptsatz der Thermodynamik, welcher besagt:

"Befinden sich zwei Körper in thermischem Gleichgewicht mit einem dritten, so stehen sie auch untereinander in thermischem Gleichgewicht."
(Quelle: [18, p. 530])

Die berührende Messung basiert damit auf einem Temperaturausgleich, bei welchem das Messgerät durch mechanischen Kontakt näherungsweise die Temperatur der Messprobe annimmt. Beide Körper (Messgerät und Messprobe) tauschen dabei solange Energie (Wärme) aus, bis sie in einem thermischen Gleichgewicht stehen. Ist der Ausgleichsvorgang abgeschlossen, kann die Temperatur des Messgeräts ausgewertet werden. Für den Ausgleichsvorgang ist zu beachten, dass der Wärmeausgleich immer von warm nach kalt und niemals umgekehrt ablaufen kann. Außerdem sollte die Wärmekapazität des Messgeräts möglichst klein sein, da sonst die Temperatur des Messkörpers durch den Temperaturausgleich und den damit einhergehenden Wärmeaustausch unnötig verfälscht wird (nicht rückwirkungsfrei) und außerdem die Zeitdauer vor den Ausgleichsvorgang zunimmt. Im Falle der Meteorologie spielt dies jedoch eine eher untergeordnete Rolle, da die Wärmekapazität der Umgebungsluft sehr viel größer als die des Messgerätes ist. Da die Temperaturänderung eines Körpers die Änderung einiger seiner physikalischen Größen zur Folge hat, können diese zur Ermittlung der vorherrschenden Temperatur genutzt werden. Häufige temperaturabhängige Zustandsänderungen sind Volumen, Druck und der elektrische Widerstand. Diese sich ändernden Größen werden thermometrische Eigenschaften genannt. Die Geräte zur Messung der Temperatur werden daraus abgeleitet als Thermometer bezeichnet und bestehen im einfachsten Fall aus einem transparenten Rohr, welches mit einer Flüssigkeit gefüllt ist. Verändert sich die Temperatur der Flüssigkeit, variiert deren Volumen und damit der Pegel im Rohr. Wird an besagtem Rohr eine entsprechende Referenzskala angebracht, kann anhand des Flüssigkeitsstandes die Temperatur abgeleitet werden. Um eine Vergleichbarkeit zwischen den gemessenen Temperaturen zu erreichen, wurden genormte Skalen für die Messgeräte eingeführt. Diese repräsentieren die Temperatur in Form eines Zahlenwertes und können bei Bedarf ineinander umgerechnet werden. Die in der Wissenschaft gebräuchlichste Skala ist die Kelvinskala, welche den absoluten Nullpunkt mit 0 Kelvin als unterste mögliche Temperatur festlegt. Negative Temperaturen können somit nicht auftreten. Da die alltäglich vorkommenden Temperaturen jedoch zumeist weit vom absoluten Nullpunkt entfernt sind, ist diese Skala dort eher ungebräuchlich. Aus diesem Grund sind zwei weitere Temperaturskalen gebräuchlich, deren Verbreitung territorial unterschiedlich ist. In Deutschland findet die Maßeinheit Grad Celsius [°C] die häufigste Verwendung. Das Grad Celsius ist dabei betragsmäßig gleich dem Kelvin (1 °C ≙ 1 K), was eine Umrechnung zwischen den Skalen erleichtert. Der Nullpunkt dieser Skala liegt jedoch beim Schmelzpunkt des Wassers und damit bei 273,15 Kelvin. Im amerikanischen Raum eher verbreitet ist das Grad Fahrenheit [°F], welches im Gegensatz zum Grad Celsius betragsmäßig nicht dem Kelvin entspricht. Ein Grad Fahrenheit entspricht bei dieser Maßeinheit 5/9 Kelvin. Die zugehörige Skala hat ihren Nullpunkt bei -17,8 °C oder 255,4 K. Dies soll negative Temperaturwerte in den meisten Alltagssituationen verhindern. Die Umrechnungsformeln zwischen den drei beschriebenen Temperaturskalen sind nachfolgend tabellarisch gegenübergestellt (siehe Tbl. 2–3)

	Kelvin [K]	**Celsius [°C]**	**Fahrenheit [°F]**
Kelvin [K]		$°C = K - 273$	$°F = (K - 273) * \frac{9}{5} + 32$
Celsius [°C]	$K = °C + 273$		$°F = \left(°C * \frac{9}{5}\right) + 32$
Fahrenheit [°F]	$K = (°F - 32) * \frac{5}{9} + 273$	$°C = (°F - 32) * \frac{5}{9}$	

Tbl. 2–3: Vergleich der Temperaturskalen Kelvin, Celsius und Fahrenheit anhand der Umrechnungsformeln

Da die elektrische berührende Temperaturmessung die größte Anwendung innerhalb der Meteorologie findet, werden im Folgenden einige dieser elektrischen Messverfahren kurz erläutert. Im ersten Schritt wird hierzu zwischen zwei grundlegenden elektrischen Temperatursensoren unterschieden. Dies sind zum einen die Widerstandsthermometer, bei welchen für die Bestimmung des aktuellen Widerstandswertes eine externe Energiequelle (Strom- oder Spannungsquelle) benötigt wird. Auf der anderen Seite finden die sogenannten

Thermoelemente Anwendung, welche ohne externe Energiezufuhr betrieben werden. Das Widerstandsthermometer verändert in Abhängigkeit der Temperatur seinen elektrischen Widerstand. Diese Widerstandsänderung kann in Form einer Strom- oder Spannungsmessung ausgewertet werden. Hierbei wird entweder eine konstante Spannung an den Widerstand angelegt und der dann fließende Strom gemessen oder aber ein konstanter Strom eingeprägt und die Spannung über dem Widerstand gemessen. Innerhalb der Kategorie der Widerstandsthermometer gibt es verschiedene Messelemente, welche sich hinsichtlich des Materials, Messbereiches und der Linearität stark voneinander unterscheiden. Allen gemeinsam ist jedoch die Bestimmung der vorherrschenden Temperatur aus dem gemessenen Widerstandswert über die im Folgenden dargestellte *Steinhart-Hart-Gleichung*:

$$R(T) = R_0 * (1 + A * T + B * T^2 + C * T^3 + \cdots) \qquad (2–5)$$

$R_0 = Nennwiderstand\ [\Omega];\ T = betrachtete\ Temperatur\ [K];\ A, B, C = materialabhängige\ Koeffizienten$

Diese bildet die Kennlinie des Widerstandsthermometers durch ein Polynom höheren Grades nach, welches jedoch für praktische Zwecke spätestens nach der dritten Ordnung abgebrochen wird. Dort sind die materialabhängigen Koeffizienten so klein, dass sie keinen nennenswerten Einfluss mehr auf das Ergebnis der Gleichung haben. Die Koeffizienten selbst sind durch ihre Materialabhängigkeit stark unterschiedlich und werden in der Regel durch den Hersteller des Widerstandes gegeben. Häufig verwendet werden die Platinwiderstände Pt100 und Pt1000 (*DIN EN 60751*), da diese eine sehr hohe Linearität über weite Teile des Messbereiches aufweisen (siehe Abb. 2–6).

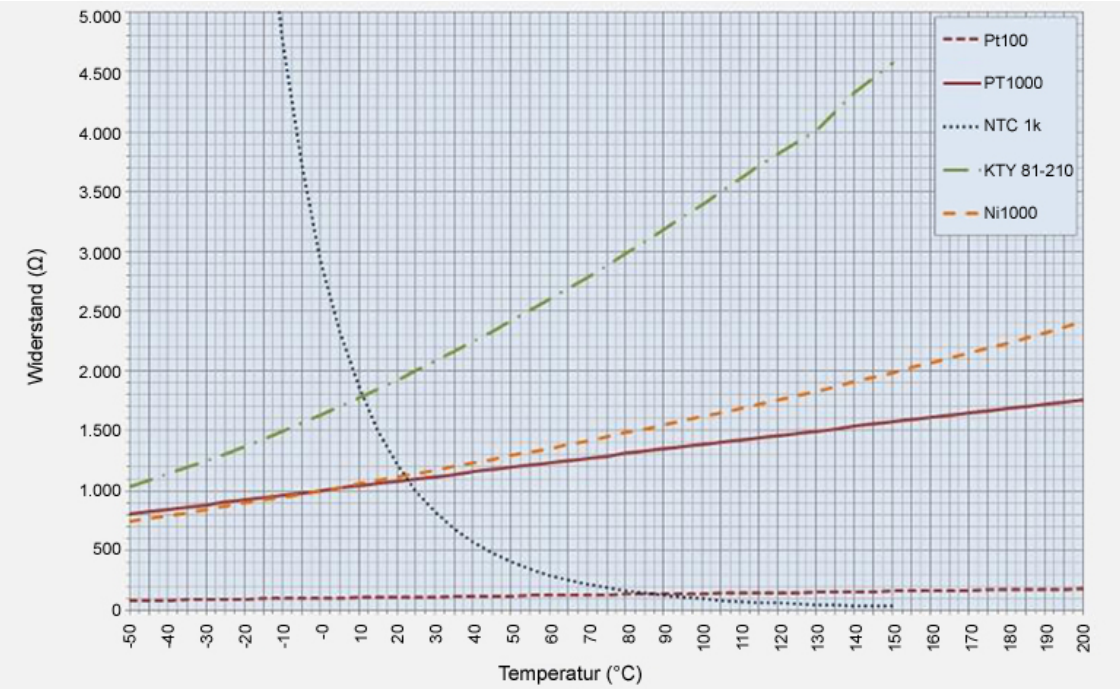


Abb. 2–6: Kennlinien exemplarischer Widerstandsthermometer (Pt100, Pt1000, NTC 1k) (Quelle: [19]*)*

Der große Vorteil dabei liegt in der vergleichsweisen einfachen Umrechnung zwischen vorherrschender Temperatur und Widerstandswert, da hier die Steinhart-Hart-Gleichung für kleinere Temperaturbereiche (< 100 K) bereits nach dem ersten (linearen) Glied abgebrochen werden kann. Der Widerstandsnennwert kann bei diesen Widerständen aus dem Namen abgeleitet werden, so besitzt ein Pt100 einen elektrischen Widerstand von 100 Ω bei 0 °C und ein Pt1000 entsprechend von 1000 Ω. Nachteilig bei diesen Bauelementen ist jedoch die vergleichsweise geringe Steigung der Kennlinie in Abhängigkeit von der Temperatur, was eine Auswertung bei geringen Temperaturänderungen erschwert. Sind größere Widerstands-änderungen für die Auswertung nötig oder sollen nur sehr kleine Temperaturbereiche um den Arbeitspunkt vermessen werden, können alternativ sogenannte Heiß- (PTC) und Kaltleiter

(NTC) eingesetzt werden. Bei erstgenannten steigt der Widerstandswert mit der Temperatur an, während er bei NTC-Widerständen abfällt. Diese Widerstände werden aus Halbleitermaterialien gefertigt und besitzen dadurch eine stark nichtlineare Kennlinie, wie Abb. 2–6 zeigt. Das führt dazu, dass bereits bei kleinen überstrichenen Temperaturbereichen eine Auswertung mit dem linearen Glied der Steinhart-Hart-Gleichung (siehe Gl. (2–5)) nicht mehr ausreichend ist und mindestens der quadratische (ggf. sogar der kubische) Anteil berücksichtigt werden muss. Dies kann jedoch gerade bei kompakten und leistungsschwachen Auswertsystem die nötige Rechenzeit merklich erhöhen. Die Alternative zu den vorgestellten Widerstandsthermometern bildet das Thermoelement (siehe Abb. 2–7). Dieses besteht aus zwei unterschiedlichen, an einer Stelle zusammengefügten Metallen. Befindet sich die gefügte Stelle (Messpunkt T1) auf einem anderen Temperaturniveau als die Vergleichsstelle (T0), kann an dieser eine Spannung abgegriffen werden. Diese Spannung ist proportional zur Temperaturdifferenz zwischen dem Messpunkt und der Vergleichsstelle und beruht auf dem *Seebeck-Effekt*. Da der *Seebeck-Koeffizient*, welcher den Zusammenhang zwischen Spannungs- und Temperaturänderung beschreibt, jedoch meist im Bereich von wenigen µV/K liegt, ist das Thermoelement für kleine Temperaturdifferenzen zwischen Messpunkt und Vergleichsstelle eher ungeeignet. Aus diesem Grund werden Thermoelemente zur Temperaturmessung im Bereich der Wettersensorik eher selten eingesetzt. Ein häufiges Einsatzgebiet innerhalb der meteorologischen Sensorik ist jedoch die Messung der Globalstrahlung (siehe 2.2.7).



Abb. 2–7: Prinzipschaltbild eines Thermoelements (Quelle: [41])

Eine durch ihre geringe Baugröße immer beliebter werdende Art von Berührungsthermometern sind die Halbleiter-Temperatursensoren. Ihr Funktionsprinzip basiert auf der Temperaturabhängigkeit der Diffusionsspannung eines PN-Übergangs bei einem vorgegebenen und konstanten Strom. Diese Sensoren lassen sich beispielsweise mit einer Diode in Flussrichtung oder einem Bipolar-Transistor realisieren, bei welchem Basis und Kollektor kurzgeschlossen sind (siehe Abb. 2–8). Vorteilhaft bei diesen Sensoren ist eine vergleichsweise hohe Linearität über einen großen Messbereich und die im Vergleich zum Thermoelement deutlich größere Sensitivität von ca. -2 mV/K (vgl. [20, p. 25 ff.]). Auf Basis dieser Grundschaltung können durch Verknüpfung mit anderen elektronischen Schaltungen (z. B. Stromspiegel und Konstantstromquelle) integrierte Temperatursensoren hergestellt werden, deren Ausgangsstrom der absoluten Temperatur entspricht (z. B. AD 590). Bei einer Temperatur von 293 K (ca. 20 °C) würde dieser Sensor einen Strom von 293 µA liefern. Auf Basis der CMOS-Technologie lassen sich mithilfe von rückgekoppelten Invertern Thermometer auf noch kleinerem Raum mit nahezu linearer Kennlinie um den Arbeitspunkt realisieren. Diese werden vornehmlich im Bereich der Temperaturmessung von integrierten Schaltkreisen eingesetzt.

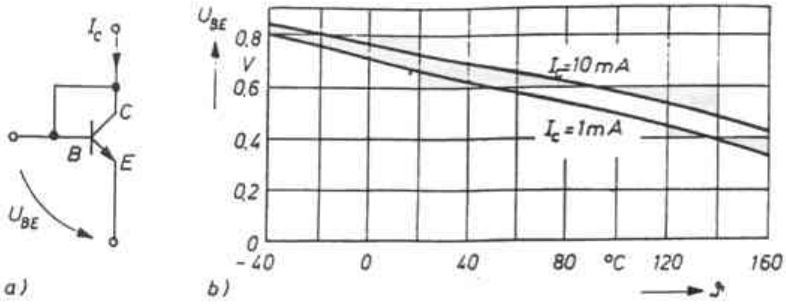


Abb. 2–8: a) Bipolar-Transistor mit b) Kennlinie zur Temperaturabhängigkeit der Basis-Emitter-Spannung bei konstantem, vorgegebenem Strom (Quelle: [21]*)*

2.2.3 Niederschlag

Die Definition für Niederschlag des *Deutschen Wetterdienstes* lautet:

"Unter dem Begriff "Niederschlag" versteht man in der Meteorologie die Ausscheidung von Wasser aus der Atmosphäre in flüssigem und/oder festen Aggregatzustand, die man am Erdboden messen oder beobachten kann."
(Quelle: [22])

Die Ausscheidung des Wassers muss dabei in die drei Kategorien fallender Niederschlag, abgesetzter Niederschlag und abgefangener Niederschlag unterteilt werden. Fallender Niederschlag entsteht aus der Weiterentwicklung der Wolken, bei welcher sich an die kleinen Wassertröpfchen und Eisteilchen einer Wolke weiteres Wasser anlagert. Ab einer bestimmten Tröpfchen- oder Teilchengröße können diese nicht mehr schwebend in der Wolke gehalten werden und fallen auf die Erde herab. Die Temperatur unterhalb der Wolke entscheidet dann darüber, ob der Niederschlag in flüssiger oder fester Form auf die Erde fällt. Abgefangene und abgesetzte Niederschläge werden im Gegensatz zu fallenden Niederschlägen durch Kondensation und Sublimation direkt an der Erdoberfläche gebildet. Abgefangene Niederschläge sind allgemein hin als Nebel und abgesetzte Niederschläge als Reif und Tau bekannt. Sowohl abgefangene als auch abgesetzte Niederschläge können in flüssiger und fester Form auftreten. Niederschläge lassen sich in mehrere Gruppen unterteilen, welche hauptsächlich durch den Tropfendurchmesser und die Fallgeschwindigkeit gekennzeichnet sind. Eine entsprechende Kategorisierung ist durch *Baumgartner und Liebscher* (vgl. [23]) vorgenommen und in der nachfolgenden Tbl. 2–4 dargestellt.

Typ	Form	Niederschlagsart	Durchmesser in mm	Fallgeschw. in m/s
fallend	flüssig	Sprühregen	0,1 - 0,5	0,25 - 2,0
		Regen	0,5 - 5,0	2,0 - 9,0
	fest	Eisnadeln	1,5	0,5
		Schnee	10 - 30	1,0 - 2,0
		Griesel	< 1,0	0,5 - 1,0
		Reifgraupel	2,0 - 5,0	1,0 - 3,0
		Frostgraupel	1,0 - 5,0	1,5 - 3,0
		Hagel	10 - 30	> 5,0
		Eiskörner	< 5,0	2,0 - 5,0
abgesetzt	flüssig	Tau		
	fest	Reif		
abgefangen	flüssig	Nebel		
	fest	Rauhreif		

Tbl. 2–4: Niederschlagsarten unterteilt nach Typ und Aggregatzustand (Quelle: [23]*)*

Bei der Niederschlagsmessung wird im Wesentlichen die Niederschlagssumme betrachtet. Diese beschreibt die auf der Erdoberfläche aufgetroffene Niederschlagsmenge bezogen auf eine Referenzfläche (i. d. R. 1 m^2) innerhalb des Messintervalls. Als häufiges Messintervall wird ein Wert von einem Tag [d] gewählt. Gebräuchliche Angaben für die Niederschlagssumme sind Liter je Quadratmeter beziehungsweise Millimeter je Quadratmeter, wobei beide Angabe äquivalent zueinander sind. Wird das Messintervall für die Niederschlagsmenge so kurz gewählt, dass das Niederschlagsereignis innerhalb der Messzeit hinreichend konstant ist, kann hieraus die aktuelle Niederschlagsintensität abgeleitet werden. Die Niederschlagsintensität

beschreibt damit die Niederschlagssumme pro Zeiteinheit. Häufig wird diese in [mm/min] gemessen da dies als ausreichend kurze Messzeit gilt. Die Angabe erfolgt dann jedoch skaliert in [mm/h].

Die einfachste (nicht automatisierte) Möglichkeit der Niederschlagsmessung ist das Aufstellen eines offenen Messbehälters mit definierter Auffangfläche. Hierbei muss die Niederschlagsmenge am Ende des Messintervalls händisch abgelesen und das Messgefäß geleert werden. Dieses Messverfahren wurde 1886 von *Prof. Hellmann* optimiert, indem eine Auffangfläche von 200 cm^2 definiert und unterhalb des Auffangtrichters ein Sammelbecher angebracht worden sind (Vgl. [24, p. 313]). Dieser verhindert durch seine kleine Öffnung das schnelle Verdunsten des Niederschlags. Der aufgefangene Niederschlag läuft in den Sammelbehälter, welcher abgenommen, abgelesen und entleert werden kann. Zur Messung von festem Niederschlag, welcher nicht in den Sammelbecher laufen kann, wird der gesamte Niederschlagssammler demontiert und bis zum Auftauen des Niederschlags an einen warmen Ort gebracht. Das nach *Prof. Hellmann* definierte Messverfahren wurde bis heute hauptsächlich dahingehend verbessert, dass eine integrierte Heizung für das schnelle Schmelzen des festen Niederschlags sorgt. Darüber hinaus ist durch den *DWD* die Höhe der Niederschlagsmessung auf einen Meter festgelegt worden. Um auch eine elektrische Auswertung der Niederschlagssumme, ohne händisches Entleeren des Sammlers zu ermöglich, werden mittlerweile Kippwaagen in die Messgeräte integriert. Hierbei läuft der aufgefangene Niederschlag auf die Messkammer, welche bei Erreichen des Nenngewichts kippt und über eine nachgeschaltete Auswertschaltung ein elektrisches Messsignal ausgibt. Auch diese Niederschlagssammler müssen zwingend mit einer Heizung ausgestattet sein, da sonst der feste Niederschlag nicht bis zur Kippwaage gelangt und es zusätzlich zum Einfrieren der mechanischen Bauteile kommen kann. Nachteilig bei dieser Art der Niederschlagsmessung ist die notwendige Wartung und Reinigung des Auffangbehälters. Hier sammeln sich gern Blätter, Insekten und Vogelkot und verhindern so das Abfließen des Niederschlags (vgl. [25, p. 94]). Um auf die ausladende Konstruktion des mechanischen Niederschlagssammlers und deren Wartung verzichten zu können, sind in neuerer Zeit sowohl radarbasierte als auch laser- und lichtschrankenbasierte Messverfahren (optoelektronisch) entwickelt worden. Bei radarbasierten Verfahren sendet eine Antenne elektromagnetische Strahlung aus, welche am Niederschlag reflektiert und zur Antenne zurückgestreut wird. Die rückgestreute Leistung hängt dabei von der Tröpfchengröße des Niederschlags und seiner Entfernung zum Radar ab und wird durch die nachfolgende Radargleichung (Gl. (2–6)) beschrieben. Hierbei wird von einem monostatischen Radar ausgegangen, das heißt Sender und Empfänger befinden sich in einem Gerät und nutzen die gleiche Antenne.

$$P_E = P_S * G^2 * RCS * \frac{\lambda^2}{(4 * \pi)^3 * r^4} \tag{2–6}$$

$P_E = Empfangsleistung\ [W];\ P_S = Sendeleistung\ [W];\ G = Antennengewinn, RCS = Radarquerschnitt\ [m^2];$
$\lambda = Wellenlänge\ der\ ausgesendeten\ Strahlung\ [m];\ r = Entfernung\ zum\ Ziel\ [m]$

Die Größe der Niederschlagströpfchen beeinflusst hier maßgeblich den Parameter RCS, welcher den Radarquerschnitt darstellt. Dieser ist zwar nicht direkt proportional zur Größe eines Objekts, es gilt jedoch der Zusammenhang: je größer ein Objekt, desto größer sein Radarquerschnitt. Mittels der rückgestreuten Leistung kann somit auf den Durchmesser des Niederschlags geschlossen werden. Problematisch bei diesem Verfahren ist jedoch die Detektion der sehr geringen Empfangsleistungen, welche aus der hohen Freiraumdämpfung ($\sim r^4$) der elektromagnetischen Welle und der gesetzlich begrenzten Sendeleistung (ISM-Band) dieser Radarsysteme resultiert. Bei einer zulässigen Sendeleistung von nur wenigen mW (vgl. [26, p. 13]) führt dies schon bei geringen Entfernungen zwischen Radar und Niederschlagstropfen zu Empfangsleistungen im Bereich von μW. Dies stellt sehr hohe Anforderungen an die nachgeschaltete Empfangstechnik. Um auch die Fallgeschwindigkeit des Niederschlags ermitteln zu können, werden sogenannte Dopplerradare verwendet. Diese

basieren auf dem Dopplereffekt, nach welchem sich die Frequenz eines ausgesendeten Signals bei Bewegung von Ziel oder Quelle verändert. In diesem Fall stellt der Niederschlag, der sich auf das Radar zu bewegt, für die hinlaufende Welle das Ziel und für die rücklaufende Welle die Quelle (Welle wird reflektiert) dar. Somit erfährt das vom Radar ausgesendete Signal eine Frequenzerhöhung, welche sich mit der folgenden Gl. (2–7) berechnen lässt.

$$f_D = f_{Sende} * \frac{2 * v_{Tropfen}}{c} \tag{2–7}$$

$f_D = Dopplerfrequenz\,[Hz]$; $v_{Tropfen} = Fallgeschwindigkeit\ des\ Niederschlags\ \left[\frac{m}{s}\right]$; $c = Lichtgeschwindigkeit\ 300.000\ \left[\frac{m}{s}\right]$

Die so ermittelte Dopplerfrequenz ist direkt proportional zur Geschwindigkeit des Niederschlags. Da die Fallgeschwindigkeit des Niederschlags (meist < 10 m/s) jedoch um den Faktor $1 * 10^5$ kleiner als die Lichtgeschwindigkeit ist, fällt die Dopplerfrequenz mit weniger als 160 kHz gering aus (Sendefrequenz ISM 2,4 GHz). Diese vergleichsweise geringe Dopplerfrequenz stellt somit hohe Anforderung an die Frequenzmessung zur Auswertung der Fallgeschwindigkeit. Aus den radarbasiert ermittelten Größen für Niederschlagsdurchmesser und Fallgeschwindigkeit können damit die Niederschlagsmenge und die Niederschlagsintensität errechnet und sogar die Niederschlagsart bestimmt werden (siehe Tbl. 2–4). Um Reflexionen stehender Umgebungsobjekte wie beispielsweise von Gebäuden auszublenden, enthalten Dopplerradare in der Regel eine sogenannte "Moving Target Indication" (MTI). Mit dieser Einrichtung werden alle Signalanteile mit einer Dopplerfrequenz von nahe 0 Hz (Gleichspannung) ausgefiltert. Die einfachste Realisierung einer solchen MTI ist ein Hochpassfilter. Nachteilig bei der radarbasierten Niederschlagserfassung ist neben den technischen Hürden jedoch, dass auch kleine Tiere wie Insekten, Blätter und bewegte Umgebungsobjekte erfasst werden. Dies führt mitunter zur starken Verfälschung der Messergebnisse.

Die Alternative zur berührungslosen radarbasierten Niederschlagserfassung stellen optoelektronische Sensoren dar. Bei diesen wird über eine definierte Messfläche ein Lichtvorhang aufgespannt. Dieser besteht aus ein oder mehreren Laserlichtstrahlen. Beim Eintreten des Niederschlags in die Messfläche wird der Lichtstrahl abgeschwächt oder unterbrochen, was auf der Empfängerseite der Lichtschranke detektiert wird (siehe Abb. 2–9). Aus Anzahl, Dauer und Stärke der Abschwächung (oder Unterbrechung) können rechnerisch die aktuelle Niederschlagsintensität und die Fallgeschwindigkeit bestimmt werden. Hieraus lässt sich dann die Niederschlagssumme kumulieren und das Niederschlagsereignis bestimmen (vgl. [25, p. 95 f.]). Nachteilig bei diesem Verfahren ist wie schon bei den radargestützten Verfahren die Empfindlichkeit auf Fremdkörper wie beispielsweise Pollen- oder Insektenflug, der als Niederschlag interpretiert wird (siehe Kapitel 6.5)

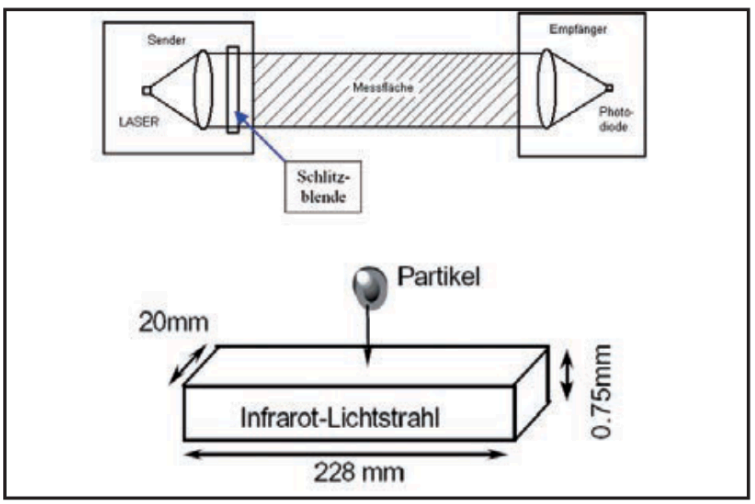


Abb. 2–9: Funktionsprinzip optoelektronische Niederschlagserfassung (Quelle: [25, p. 96]*)*

2.2.4 Wind

Als Wind bezeichnet man allgemeinhin bewegte Luft, welche sich relativ zur rotierenden Erde bewegt (vgl. [15, p. 132]). Diese bewegte Luft wird durch Druckdifferenzen innerhalb der Atmosphäre und damit einhergehende Ausgleichsvorgänge hervorgerufen. Da Wind sowohl eine Richtung als auch eine Geschwindigkeit aufweist, kann diese als Vektor aufgefasst werden. Aus diesem Grund werden bei der Windmessung meist zwei Größen, die Geschwindigkeit und die Richtung, erfasst. Zur Charakterisierung der Windrichtung wird eine 360° Skala genutzt, deren 0° Marke Norden entspricht (siehe Tbl. 2–5). Für den allgemeinen Sprachgebrauch erfolgt daher zumeist die Angabe der vorherrschenden Windrichtung als Himmelsrichtung, welche aus einer Abbildung der 360°-Skala auf die zugehörige Himmelsrichtung resultiert. So kommt beispielsweise ein Wind mit einer Windrichtung von 180° aus Süden. Entscheidend hierbei ist, dass die Richtung angegeben wird, aus der der Wind kommt.

360°-Skala	**Himmelsrichtung**	**Bezeichnung**
337,5 – 22,5	Nord	N
22,5 – 67,5	Nordost	NE
67,5 – 112,5	Ost	E
112,5 – 157,5	Südost	SE
157,5 – 202,5	Süd	S
202,5 – 247,5	Südwest	SW
247,5 – 292,5	West	W
292,5 – 337,5	Nordwest	NW

Tbl. 2–5: 360°-Skala abgebildet auf Windrichtung (Quelle: [15, p. 133]*)*

Die Windgeschwindigkeit oder auch Windstärke wird in der heutigen Zeit meist in [m/s] respektive [km/h] angegeben. Zur Definition der Windstärke im täglichen Sprachgebrauch dient die *Beaufortskala* (siehe Tbl. 2–6). Sie ordnet die gemessene Windgeschwindigkeit eine Bezeichnung in Form einer für den Menschen besser vorstellbaren Windstärke zu. Sie unterscheidet zwischen zwölf verschiedenen Windstärken (0 bis 12), welche von "Windstille" bis "Orkan" reichen. Eine Windgeschwindigkeit von 6 m/s entspricht hier beispielsweise der Windstärke 4, welche als "Mäßiger Wind" bezeichnet wird.

Stärke	**Bezeichnung**	**Windgeschwindigkeit**		
[Beaufort]	**Windstärke**	**[m/s]**	**[km/h]**	**[kn]**
0	Windstille	0 – 0,2	0 – < 1	0 – < 1
1	leiser Zug	0,3 – 1,5	1 – 5	1 – 3
2	leichte Brise	1,6 – 3,3	6 – 11	4 – 6
3	schwacher Wind	3,4 – 5,4	12 – 19	7 – 10
4	mäßiger Wind	5,5 – 7,9	20 – 28	11 – 15
5	frischer Wind	8,0 – 10,7	29 – 38	16 – 21
6	starker Wind	10,8 – 13,8	39 – 49	22 – 27
7	steifer Wind	13,9 – 17,1	50 – 61	28 – 33
8	stürmischer Wind	17,2 – 20,2	62 – 74	34 – 40
9	Sturm	20,8 – 24,4	75 – 88	41 – 47
10	schwerer Sturm	24,5 – 28,4	89 – 102	48 – 55
11	orkanartiger Sturm	28,5 – 32,6	103 – 117	56 – 63
12	Orkan	ab 32,7	ab 118	ab 64

Tbl. 2–6: Beaufortskala (Quelle: [27]*)*

Bei der Messung des bereits erwähnten Windvektors sollten hinsichtlich der Vergleichbarkeit die folgenden Regeln beachtet werden:

"In Bodennähe erfolgt die Messung des Windvektors in 8, 10 oder 12 m Höhe. Bei der Installation von Messgeräten sollten Gegenstände etwa doppelt so weit vom Aufstellungsort des Gerätes entfernt sein wie sie hoch sind, und sich außerdem die Umgebung des Messortes in allen Himmelsrichtungen wenig unterscheiden."
(Quelle:[15, p. 150])

Die Berücksichtigung der Messhöhe ist für die Vergleichbarkeit entscheidend, da die Windgeschwindigkeit mit der Höhe über dem Erdboden zunimmt (vgl. [15, p. 138 f.]). Der *DWD* gibt als Richtlinie für die Windmessung sogar an, dass als Abstand zum Sensor die zehnfache Hindernishöhe (z. B. Gebäude) einzuhalten ist. Hindernisse mit einer Höhe von weniger als 4 m bleiben davon jedoch unberücksichtigt. Bei der Bestimmung der Windrichtung ist darüber hinaus auf eine Nordausrichtung zu achten (vgl. [14, p. 9]). Für die Bestimmung der Windrichtung werden zu meist Windfahnen eingesetzt, deren Richtung elektrisch (z. B. optoelektronisch über Kodierscheiben oder magnetische Winkelsensoren) ausgewertet werden kann. Um auch kurzen Windböen folgen zu können, sind hohe Anforderungen an die Form der Windfahne und deren Lagerung beziehungsweise leichte Drehbarkeit gestellt. Mit aktuellen Messgeräten kann die Windrichtung in der Regel mit einer Genauigkeit von einem Grad gemessen werden. Bedingt durch die Reibung in der Lagerung und die damit verbundene Losbrechkraft der mechanischen Windfahnen kann die genaue Windrichtung jedoch bei sehr kleinen Windstärken oder sehr kurzen Windböen nur schwer bestimmt werden. Hier reicht die Dauer der Windböe oft nicht aus, um die Windfahne in die richtige Position zu bewegen. Aus diesem Grund kommen vermehrt berührungslose akustische Systeme zum Einsatz, bei denen die Trägheit der Windfahne keine Rolle mehr spielt und mit denen in erweiterter Bauform sogar vertikale Winde vermessen werden können. Bei diesen Sensoren erfolgt die Messung auf Basis der Laufzeitbestimmung von Ultraschallwellen. Dieses Verfahren ermöglicht die zeitgleiche Messung von Windrichtung und Windgeschwindigkeit und wird Laufzeitdifferenzverfahren genannt. Hierzu werden bei der horizontalen Messung meist vier einzelne Ultraschallgeber genutzt, die an den Stirnseiten eines gedachten Quadrats angeordnet sind (siehe Abb. 2–10).

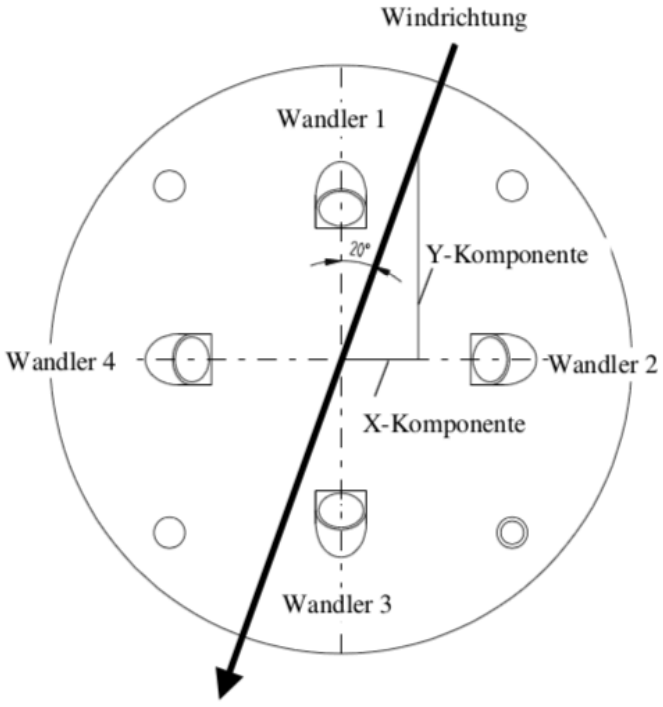


Abb. 2–10: schematischer Aufbau der Windgeschwindigkeits- und Windrichtungsmessung mittels Ultraschallwandler - Laufzeitdifferenzverfahren (Quelle: [26, p. 11]*)*

Immer zwei dieser Geber stehen sich somit direkt gegenüber und können sowohl als Sender als auch als Empfänger fungieren. Bei der Durchführung dieser Messung werden nacheinander alle Geber als Sender betrieben und die Zeit vom Aussenden des Signals bis zum Empfang des Signals am gegenüberliegenden Wandler ermittelt. Überlagert sich zur eigentlichen Schallgeschwindigkeit (ca. 340 m/s bei 20 °C) ein entsprechend paralleler Anteil der Windgeschwindigkeit, erfährt die Schallwelle eine Beschleunigung. Hierdurch verkürzt oder verlängert sich die Laufzeit des Signals. Aus dieser Laufzeitvariation können dann der Richtungsvektor und der Betrag des Windvektors abgeleitet werden. Hierbei entsprechen der Betrag des Vektors der Windgeschwindigkeit und der Richtungsvektor der Windrichtung. Für die Berechnung muss jedoch die vorherrschende Lufttemperatur berücksichtigt werden, welche mit dem Faktor $\sqrt{T}$ in die Ausbreitungsgeschwindigkeit der Schallwelle eingeht. Dies hat zur Folge, dass mit steigender Temperatur die Ausbreitungsgeschwindigkeit steigt, wodurch sich die Laufzeit von einem Wandler zum nächsten verringert. Die Kompensation des Temperatureinflusses kann zum einen über die externe Messung der Temperatur oder durch eine Laufzeitmessung in beide Richtungen erfolgen. Hier wird dann für die Bestimmung der Y-Komponente der Windrichtung nicht nur die Laufzeit von Wandler 1 zu Wandler 3, sondern auch die Laufzeit in umgekehrter Richtung gemessen. Dies ermöglicht es, zwei unabhängige Gleichungen für die Geschwindigkeitsbestimmung der Schallwellen aufzustellen, wodurch sowohl die Temperaturabhängigkeit als auch die Zusammensetzung des Ausbreitungsmediums aus der Gleichung entfallen. Für ein besseres Verständnis dieses Verfahren wird das Vorgehen bei der Berechnung nachfolgend mit fiktiven Werten dargestellt (siehe Abb. 2–11). Der Abstand zwischen Wandler 1 und 3 (Y-Komponente) sowie zwischen Wandler 2 und 4 (X-Komponente) wird jeweils mit 0,1 m angenommen.

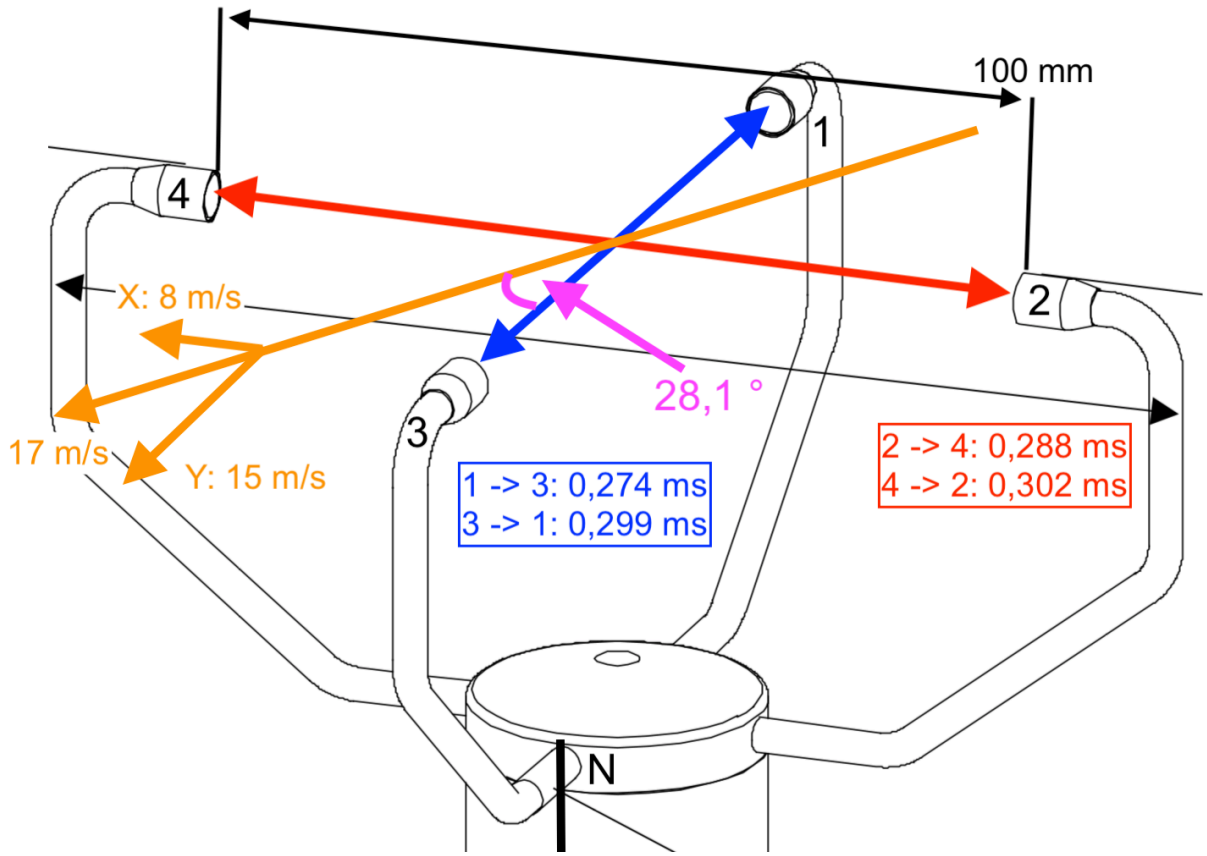


Abb. 2–11: Beispiel für die Berechnung von Windgeschwindigkeit und Windrichtung mittels Ultraschall-Anemometer (Quelle: [28, p. 108]*)*

Die gemessenen Laufzeiten und die daraus über das Gesetz der gleichförmigen Bewegung errechneten Ausbreitungsgeschwindigkeiten sind nachfolgend aufgelistet:

Abstand zwischen den Wandlern 100 mm	**Laufzeit [ms]**	**Geschwindigkeit [m/s]**
Wandler 1 zu Wandler 3	$t_{13} = 0{,}274$	$v_{13} = 365$
Wandler 3 zu Wandler 1	$t_{31} = 0{,}299$	$v_{31} = 335$
Wandler 2 zu Wandler 4	$t_{24} = 0{,}288$	$v_{24} = 347$
Wandler 4 zu Wandler 2	$t_{42} = 0{,}302$	$v_{42} = 331$

Tbl. 2–7: Laufzeiten und Ausbreitungsgeschwindigkeiten Beispiel für die Berechnung von Windgeschwindigkeit und Windrichtung mittels Ultraschall-Anemometer

Anhand der errechneten Ausbreitungsgeschwindigkeiten kann für jede Komponente ein Gleichungssystem mit zwei unbekannten aufgestellt werden. Hierbei wird die Windgeschwindigkeit von Wandler 1 zu 3 und von 2 zu 4 mit einem positiven Vorzeichen und die entgegengesetzte Richtung mit einem negativen Vorzeichen versehen. Hieraus resultieren die beiden folgenden Gleichungssysteme:

$$\begin{array}{ll} (I)\ v_{wind-Y} = v_{13} - c_{gas} & (I)\ v_{wind-X} = v_{24} - c_{gas} \\ (II) - v_{wind-Y} = v_{31} - c_{gas} & (II) - v_{wind-X} = v_{24} - c_{gas} \end{array} \qquad (2\text{–}8)$$

v_{wind-Y} *und* v_{wind-X} $= Komponenten\ der\ Windgeschw. \left[\frac{m}{s}\right]; v_{13}, v_{31}, v_{24}, v_{42} = Geschw.\ der\ Schallwelle\ zw.\ den\ Wandlern\ \left[\frac{m}{s}\right];$
$c_{gas} = temperatur - und\ zusammensetzungsabhängige\ Ausbreitungsgeschw.\ der\ Schallwelle\ \left[\frac{m}{s}\right]$

Durch Lösen der Gleichungssysteme ergeben sich die folgenden, von der Temperatur und der Zusammensetzung des Ausbreitungsmediums unabhängigen Gleichungen zur Berechnung der X- und Y-Komponente der Windgeschwindigkeit:

$$v_{wind-Y} = \frac{v_{13} - v_{31}}{2} \qquad v_{wind-X} = \frac{v_{24} - v_{42}}{2} \qquad (2\text{–}9)$$

v_{wind-Y} *und* v_{wind-X} $= Komponenten\ der\ Windgeschw. \left[\frac{m}{s}\right]; v_{13}, v_{31}, v_{24}, v_{42} = Geschw.\ der\ Schallwelle\ zw.\ den\ Wandlern\ \left[\frac{m}{s}\right]$

Die Komponenten des Windvektors können in einem Zeigerdiagramm dargestellt werden:

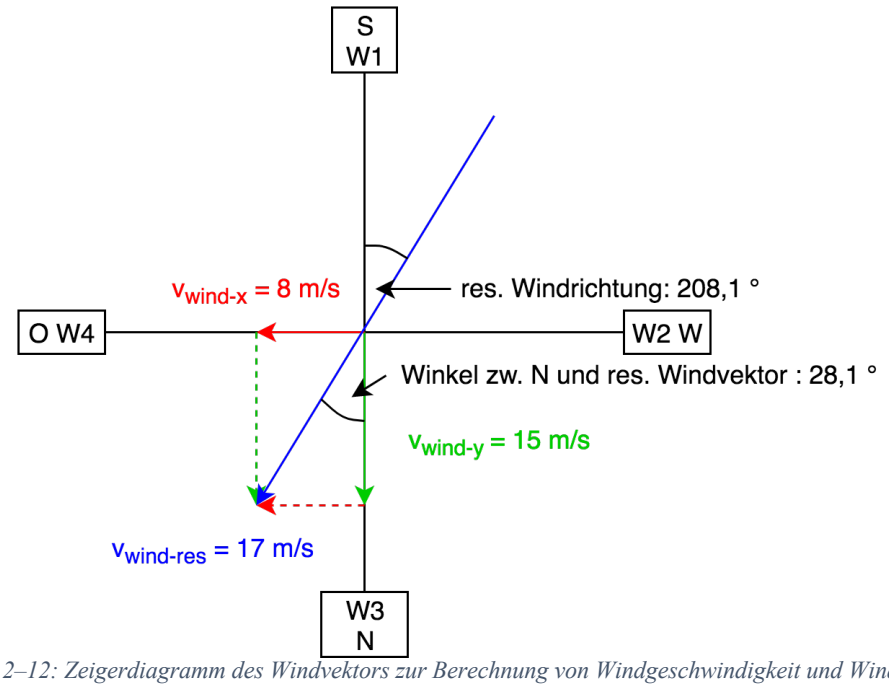


Abb. 2–12: Zeigerdiagramm des Windvektors zur Berechnung von Windgeschwindigkeit und Windrichtung

Für die Windgeschwindigkeit der Y-Komponente ergibt sich ein Wert von +15 m/s und für die X-Komponente von +8 m/s. Hierbei ist wichtig, dass die Vorzeichen der Geschwindigkeitskomponenten berücksichtigt werden, da diese die Lage im Diagramm bestimmen. In diesem Fall tragen beide Geschwindigkeiten ein positives Vorzeichen, wodurch die Y-Komponente in Richtung Norden und die X-Komponente in Richtung Osten zeigt. Über die geometrische Addition der Zeiger wird aus X- und Y-Komponente die resultierend Windgeschwindigkeit errechnet. Diese beträgt hier 17 m/s. Über die Komponenten der Windgeschwindigkeit kann mithilfe der Winkelbeziehungen der Ortsvektor des Windvektors berechnet werden. Dieser gibt hier den Winkel zwischen der Nord-Markierung und dem Windvektor an und beträgt 28,1°. Da innerhalb der Meteorologie jedoch der Winkel und damit die Richtung angegeben wird, aus der der Wind kommt, beträgt die resultierende Windrichtung 208,1°. Es handelt sich somit um einen "stürmischen Wind" aus südwestlicher Richtung. Das Beispiel hat gezeigt, dass die Berechnung im Wesentlichen auf geometrischen Operationen beruht, die sehr effizient und damit schnell von aktuellen Mikrocontrollern ausgeführt werden können. Die akustische Windmessung stellt durch ihre Berührungslosigkeit und damit einhergehende hohe Dynamik und Rückwirkungsfreiheit gerade bei kurzen Windböen und kleinen Windgeschwindigkeiten ein sehr genaues Verfahren dar. Aufgrund des deutlich höheren Preises dieser Technik sind für die Bestimmung der Windgeschwindigkeit jedoch noch immer häufig mechanische Rotationsanemometer im Einsatz, auch wenn diese den großen Nachteil der Trägheit der Mechanik auf Windböen aufweisen und eine separate Bestimmung der Windrichtung nötig ist. Die mechanischen Anemometer unterteilen sich in Flügelradanemometer (siehe Abb. 2–13) und Schalensternanemometer (siehe Abb. 2–14). Flügelradanemometer ähneln in Ihrer Bauform den horizontalen Windkraftanlagen und müssen demnach der Windrichtung nachgeführt werden.



Abb. 2–13: Flügelradanemometer (Quelle: [25, p. 125]*)*



Abb. 2–14: Schalensternanemometer (Quelle: [25, p. 124]*)*

Aus diesem Grund werden sie in der Meteorologie weit weniger eingesetzt als die Schalensternanemometer, welche durch ihre Geometrie nicht der Windrichtung nachgeführt werden müssen.

"Da der Wind auf die konkaven Seiten der Schalen einen höheren Druck ausübt [..] als auf die konvexen, entsteht eine von der Anströmrichtung des Windes unabhängige Rotation, die von der Windgeschwindigkeit bestimmt wird."
[15, p. 151]

Ein Schalensternanemometer besteht im Wesentlichen aus einer meist vertikalen Achse, an welcher horizontale Arme mit Halbschalen befestigt sind. Anhand der Drehzahl des Anemometers wird ein Messsignal generiert, welches proportional zur Windgeschwindigkeit ist. Die Drehzahl selbst wird häufig optoelektronisch durch Zählen der Unterbrechungen einer Lichtschranke innerhalb einer Zeitperiode ermittelt (siehe Abb. 2–15). Als Unterbrecher der dargestellten Lichtschranke dient in diesem Beispiel ein Inkrementalgeber, welcher mit der zentralen Achse des Anemometers mechanisch gekoppelt ist. Dreht sich das Anemometer, unterbrechen die schwarzen Stege immer wieder den Lichtstrahl, was detektiert und zu einem Drehzahlsignal weiterverarbeitet wird.

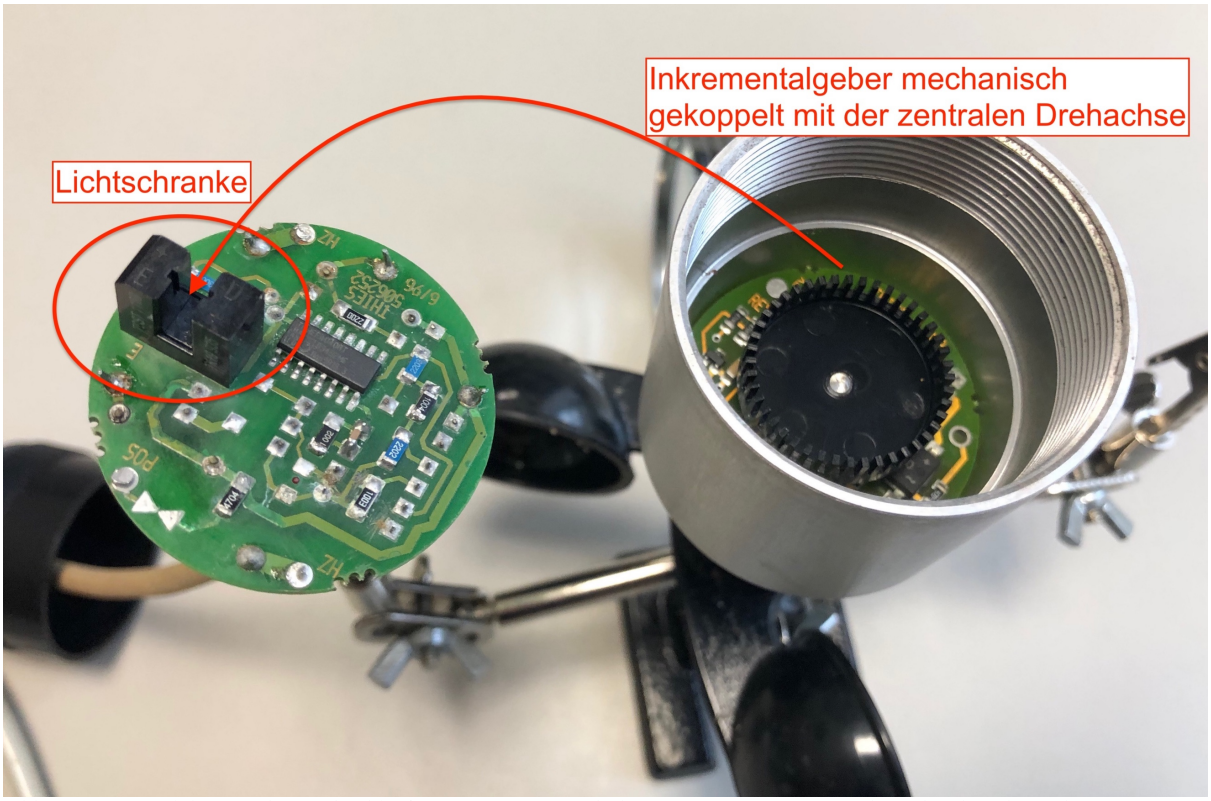


Abb. 2–15: optoelektronische Drehzahlerfassung in einem Schalensternanemometer mittels Lichtschranke und Inkrementalgeber

2.2.5 Luftdruck

Die meteorologische Größe Luftdruck quantifiziert die Kraft, die die Luftsäule der Atmosphäre aufgrund der Gravitation auf die Erdoberfläche ausübt (vgl. [15, p. 65]). Der Luftdruck nimmt daher mit der Höhe des Standorts ab, da die Masse der auf ihm lastende Luftsäule geringer wird. Der Luftdruck schwankt jedoch außerdem temperaturbedingt, wodurch es zu Tief- und Hochdruckgebieten innerhalb der Atmosphäre kommt. Diese Druckunterschiede sorgen für Ausgleichsvorgänge ausgehend von Gebieten mit höherem Druck zu Gebieten mit niedrigerem Druck. Der Druckausgleich äußert sich in Form von Winden, welche oftmals Wolken und damit Niederschlag mit sich führen. Aus diesem Grund stellt der Luftdruck eine wichtige Größe für die Vorhersage des Wettergeschehens dar. Die Veränderung des Luftdrucks mit der Höhe hat mehrere Gründe. Zum einen verringert sich mit zunehmender Höhe die Temperatur (im Mittel ca. 0,65 K je 100 m). Dies wirkt sich direkt proportional auf die Dichte der Luft aus, wodurch die Masse eine Kubikmeters Luft mit der Höhe abnimmt. Die Dichte der Luft verringert sich jedoch außerdem durch die Abnahme der Erdanziehungskraft mit der Höhe.

"Da Gase durch die Wirkung der Erdanziehungskraft komprimiert werden, nimmt die Dichte der Luft mit zunehmender Höhe ab [...]."
[15, p. 66]

Da die Dichte der Luft maßgeblich in den Luftdruck eingeht, muss dieser Zusammenhang bei Vergleichsmessungen des Luftdrucks zwischen verschiedenen Standorten berücksichtigt und rechnerisch kompensiert werden. Hierzu dient die barometrische Höhenformel (vgl. [15, p. 68 ff.]), welche die Abnahme des Luftdrucks mit der Höhe beschreibt. Die Angabe des Luftdrucks kann daher sowohl als direkt gemessener Druck, als auch bezogen auf Normalhöhennull (NHN) erfolgen (vgl. [25, p. 24]). Für die Messung des Luftdrucks sind aufgrund der nötigen Einbeziehung der Höhe des Standorts keine expliziten Messhöhen wie beispielsweise bei der Temperaturmessung einzuhalten. Als sogenannte Standardatmosphäre wurde ein Luftdruck von 1013,25 hPa bei einer absoluten Temperatur T_0=288,15 K und einer Dichte der Luft von

$\rho_0 = 1{,}225$ kg/m^3 festgelegt (vgl. [15, p. 65]). Aus physikalischer Sicht versteht man unter dem Begriff Druck allgemein die Kraft, welche auf eine Fläche ausgeübt wird. Dies führt zu folgender mathematischer Beschreibung des Drucks nach Gl. (2–10):

$$p = \frac{F}{A} \tag{2–10}$$

$p = Druck\ \left[\frac{N}{m^2}\right];\ F = Kraft\ [N];\ A = Basisfläche\ [m^2]$

Bei der meteorologischen Größe des Luftdrucks wird die Kraft F durch die Gewichtskraft der Luftsäule ausgelöst, was zu einer Berechnung nach Gl. (2–11) führt.

$$p = \frac{m * g}{A} \tag{2–11}$$

$p = Druck\ \left[\frac{N}{m^2}\right];\ m = Gewicht\ der\ Luftsäule\ [kg];\ g = Erdbeschleunigung\ 9{,}81\ \left[\frac{m}{s^2}\right];\ A = Basisfläche\ [m^2]$

Wendet man diese Gleichung auf die Erde mit einer Oberfläche von $5{,}101*10^8$ km^2 und einer Masse der Atmosphäre von $5{,}1*10^{18}$ kg an, ergibt sich ein wirkender Druck von $1*10^5$ N/m^2 (vgl. [15, p. 65]).

"Da der Druck in alle Richtungen gleich ist, so z. B. innerhalb eines Hauses und außerhalb davon, bricht ein Hausdach nicht unter der Last des auf ihn wirkenden Luftdrucks von rd. 2 Millionen Kilogramm zusammen, während es jedoch durch eine schlagartige Abnahme des Außenluftdrucks bei Passage eines Tornados explodieren kann."
(Quelle: [15, p. 65 f.])

Im Bereich der Meteorologie ist die Einheit [N/m^2] jedoch eher ungebräuchlich. Hier wird seit den 1980er Jahren die Angabe Pascal verwendet, wobei 1 N/m^2=1 Pa entspricht. Dadurch können beide Größen äquivalent zueinander eingesetzt werden. Da die Kraft der Luftsäule auf die Erdoberfläche um einen Wert von 100.000 Pa schwankt, wird der Luftdruck üblicherweise in [hPa] angegeben, um den Messwert besser handhabbar zu machen.

Zur Messung des vorherrschenden Luftdrucks werden Barometer verwendet. Hierbei muss zwischen der Absolutdruckmessung und der Differenzdruckmessung unterschieden werden. Die erstgenannte Druckmessung bezieht dabei den gemessenen Druck auf einen Druck von Null (Vakuum), während Differenzdrucksensoren die Differenz zwischen zwei Drücken oberhalb von Null ermitteln (siehe Abb. 2–16). Hierbei können je nach Anwendungsfall beide Drücke variabel oder aber einer konstant sein. Innerhalb der Meteorologie werden jedoch häufig Absolutdruckmessungen durchgeführt. Diese Absolutdruck-Barometer können beispielsweise aus einem einseitig luftdicht verschlossenen, senkrechten und mit Flüssigkeit (meist Quecksilber Hg) gefülltem Rohr bestehen (siehe Abb. 2–17). Oberhalb der Flüssigkeitssäule im Rohr befindet sich dabei ein Grobvakuum (*Torricellische Leere*), welches als benötigte Null-Druck-Referenz dient. Das untere offene Ende des Rohrs steht (je nach Bauform) in einem Vorratsgefäß, welches mit der gleichen Flüssigkeit gefüllt ist. Durch die Gravitation fließt die Flüssigkeit aus dem Rohr in das Vorratsgefäß. Der Luftdruck wirkt auf die Flüssigkeit im Vorratsgefäß und wirkt damit dem Herausfließen der Flüssigkeit aus dem Rohr entgegen. In

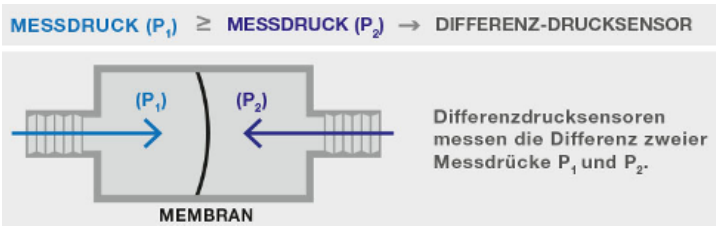
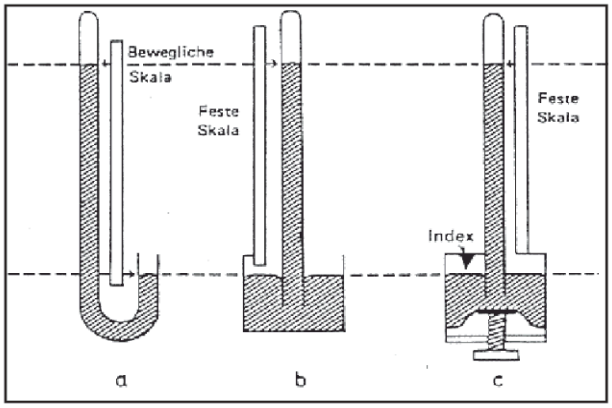


Abb. 2–16: Prinzip Differenzdrucksensor (Quelle: [136]*)*



a) Heberbarometer, (bewegliche Skala, so dass ihr Nullpunkt auf den unteren Quecksilberspiegel eingestellt werden kann).
b) Gefäßbarometer, Typ Kew (feste Skala; um die Höhenänderung des unteren Quecksilberspiegels zu kompensieren ist die Längeneinheit der Skala verkleinert.)
c) Gefäßbarometer, Typ Fortin (feste Skala, aber die Höhe des unteren Quecksilberspiegels kann auf die Höhe eines festen Zeigers gebracht werden, den Nullpunkt der Skala.)

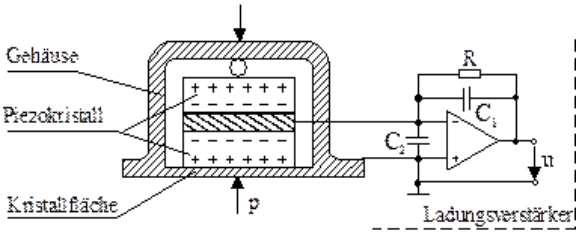
Abb. 2–17: Bauformen Flüssigkeitsbarometer (Quelle: [25, p. 26]*)*

Abhängigkeit des Luftdrucks kann mehr oder weniger Flüssigkeit aus dem Rohr herausfließen, bis sich ein Gleichgewicht zwischen Gravitationskraft und Kraftwirkung durch den Luftdruck einstellt und die Flüssigkeitssäule zur Ruhe kommt. Die Höhe der Säule im Rohr stellt damit ein Maß für den Luftdruck dar. Nachteilig bei diesem Messverfahren ist jedoch, dass der Flüssigkeitsstand rechnerisch temperaturkompensiert werden muss, da sich das Quecksilber in Abhängigkeit der Temperatur stark ausdehnt (vgl. [25, p. 26 f.]). Aufgrund der eher schwierigen Handhabbarkeit der Flüssigkeitsbarometer wurden sogenannte Aneroidbarometer (Dosenbarometer) entwickelt. Diese bestehen im Wesentlichen aus einem hohlen Hauptkörper, welcher einseitig mit einer elastischen Membran versehen ist. Der Hohlkörper selbst ist entweder evakuiert (Referenz-Null-Druck) oder mit einem Gas gefüllt. Die Membran wird in der Regel von einer Feder gestützt, die das völlige Zusammendrücken der Dose verhindert. In Abhängigkeit des Luftdrucks verformt sich die Membran, was beispielsweise über ein nachgeschaltetes Zeigersystem sichtbar gemacht werden kann (vgl. [15, p. 84 f.]). In neuerer Zeit erfolgt die Auswertung der Deformierung der Membran elektrisch über Dehnungsmessstreifen (metallisch oder piezoresistiv) oder eine Kapazitätsmessung. Die erstgenannten Dehnungsmessstreifen verändern dabei in Abhängigkeit der Verformung ihren elektrischen Widerstand. Dieser Effekt ist bei piezoresistiven Werkstoffen (Halbleiter) deutlich stärker ausgeprägt als bei Metallen. Bei zweitgenannter Auswertungsmethodik bildet die Membran eine Platte eines Kondensators, welche sich in Abhängigkeit des Drucks einer Referenzplatte nährt. Der Abstand der Platten (d) ist dabei umgekehrt proportional (~1/d) zur Kapazität des Kondensators (siehe Gl. (2–12)). Diese kann beispielsweise durch Bestimmung der Resonanzfrequenz eines elektrischen Schwingkreises ermittelt werden (vgl. [25, p. 33]).

$$C = \varepsilon_0 * \varepsilon_r * \frac{A}{d} \qquad (2\text{–}12)$$

$C = Kapazität\ [F];\ \varepsilon_0 = Permittivität\ \left[\frac{A*s}{V*m}\right];\ \varepsilon_r = Relative\ Permittivität;\ A = Plattenfläche\ [m^2];\ d = Plattenabstand\ [m]$

Abweichend von den bisher vorgestellten Barometern werden für heutige Wetterstationen vermehrt Drucksensoren auf piezoelektrischer Basis genutzt (siehe Abb. 2–18). Der Kern eines solchen Sensors besteht aus Piezokristallen (Halbleiter & keramische Werkstoffe), welche durch äußere Kraftwirkung (Luftdruck) eine Veränderung der elektrischen Polarisation erfahren. Die Variation der Polarisation äußert sich in einer elektrischen Spannung, welche zur Kraft und damit zum Druck proportional ist. Diese Art der Sensoren können sehr kompakt gebaut und verhältnismäßig einfach elektrisch ausgewertet werden.



A Kristallfläche in m^2
p, p_0 Druck in Pa = $1 \cdot 10^5$ N/m^2

Abb. 2–18: piezoelektrischer Drucksensor (Quelle: [137]*)*

2.2.6 Luftfeuchtigkeit

Die Luftfeuchtigkeit beschreibt den Anteil des Wasserdampfs in der Luft der Atmosphäre. Sie entsteht zum größten Teil durch die Verdunstung des Meerwassers. Da der Wasserdampfgehalt stark für die Bildung von Wolken und damit die Entstehung von Niederschlag verantwortlich ist, stellt sie eine wichtige meteorologische Größe dar. Darüber hinaus ist eine hohe Luftfeuchtigkeit auch die grundlegende Basis für die Entstehung von Nebel und Tau. Die durch den *DWD* vorgegebenen Richtlinien zur Bestimmung der Luftfeuchtigkeit sehen eine Messung in zwei Metern Höhe vor (vgl. [1, p. 7]). Bei der Messung und Angabe der Luftfeuchtigkeit muss zwischen absoluter Feuchte und relativer Feuchte unterschiedenen. Die absolute Feuchte gibt dabei den tatsächlichen Wasserdampfgehalt in einem Kubikmeter Luft in der Maßeinheit [g/m^3] an. Die Angabe der relativen Luftfeuchtigkeit dagegen erfolgt in [%] und ist im allgemeinen Sprachgebrauch deutliche verbreiteter als die der absoluten Luftfeuchtigkeit. Die Berechnung dieser Größe erfolgt nach Gl. (2–13) und stützt sich auf die Tatsache, dass der Wasserdampfanteil in der Atmosphäre ein temperaturabhängiges Maximum besitzt.

$$RH = \frac{e'}{e_w(t)} * 100\ \% \tag{2–13}$$

$f = relative\ Luftfeuchtigkeit\ [\%];\ e' = Dampfdruck\ [hPa];\ e_w(t) = temperaturabhängiger\ Sättigungsdampfdruck\ [hPa]$

Erreicht die Luft diesen Punkt des maximalen Wasserdampfanteils, wird sie als gesättigt bezeichnet. Für diesen Fall beträgt die relative Luftfeuchtigkeit 100 %. Die relative Feuchtigkeit ist damit streng genommen nur eine Angabe über den Sättigungsgrad der Luft. Die Berechnung selbst erfolgt jedoch auf Basis von sogenannten Dampfdrücken. Diese rühren daher, dass sich der vorherrschende Luftdruck aus der Addition der Partialdrücke der Einzelgase der Luft (z. B. O_2, N_2, Ar) zusammensetzt (vgl. [15, p. 104 f.]). Zu diesen Partialdrücken der Einzelgase gehört aber auch der Wasserdampf (H_2O). Mathematisch lässt sich der Gesamtluftdruck daher durch das *Daltonsche-Gesetz* beschreiben (vgl. [25, p. 57]). Hierbei besitzt die trockene Luft einen temperaturabhängigen Partialdruck, zu dem der Partialdruck des Wasserdampfs addiert wird (siehe Gl. (2–14)). Dabei ist reiner Wasserdampf leichter als trockene Luft.

$$p = p_L + e' \tag{2–14}$$

$p = Luftdruck\ [hPA];\ p_L = Partialdruck\ trockene\ Luft\ [hPa];\ e' = Partialdruck\ Wassdampf = Dampfdruck\ [hPa]$

Die Addition des Dampfdrucks zum Partialdruck der trockenen Luft bedeutet jedoch im Umkehrschluss nicht, dass mit der Aufnahme von Wasserdampf in die Luft der Luftdruck steigt. Genau das Gegenteil ist der Fall, da die aufgenommen Wassermoleküle die gleiche Anzahl von Sauerstoff- und Stickstoffmolekülen verdrängen (vgl. [29]). Da diese schwerer als die Wassermoleküle sind, verringert sich sogar die Dichte der Luft und damit der Luftdruck.

Der Partialdruck des Wasserdampfs wird oft nur als Dampfdruck bezeichnet und ist ebenfalls temperaturabhängig. Der für eine Temperatur maximal mögliche Dampfdruck wird als Sättigungsdampfdruck bezeichnet. Er dient als Bezugsgröße für den vorherrschenden Dampfdruck bei der Berechnung der relativen Luftfeuchtigkeit (siehe Gl. (2–13)). Der Sättigungsdampfdruck selbst lässt sich mit der *Magnus-Formel* errechnen (siehe Gl. (2–15)) und hängt rein von der vorherrschenden Temperatur ab.

$$e_w(t) = 6{,}10780 * e^{\left(\frac{17{,}08085*t}{234{,}175+t}\right)} \tag{2–15}$$

$e_w(t) = Sättigungsdampfdruck\ [hPA];\ t = Temperatur[°C];\ e = eulersche\ Zahl$

Da die relative Feuchte nur ein Maß für den Sättigungsgrad der Luft ist, gibt sie ohne Angabe der Temperatur keine Auskunft für den tatsächlichen Wassergehalt (vgl. [15, p. 107]). So kann

durch reines Abkühlen der Luft die relative Feuchte bis zum sogenannten Taupunkt gesteigert werden. Bei der zugehörigen Taupunkttemperatur liegt dann die Sättigung der Luft vor (relative Feuchte 100 %). Wird die Luft weiter abgekühlt, übersättigt die Luft und es kommt zu Taubildung (abgesetzter Niederschlag). Die zugehörige Abhängigkeit zwischen maximaler absoluter Luftfeuchtigkeit und der Temperatur wird in der Taupunktkurve/Sättigungskurve aufgetragen (siehe Abb. 2–19) und bildet die Basis für das später dargestellte Messverfahren des Taupunktspiegels.

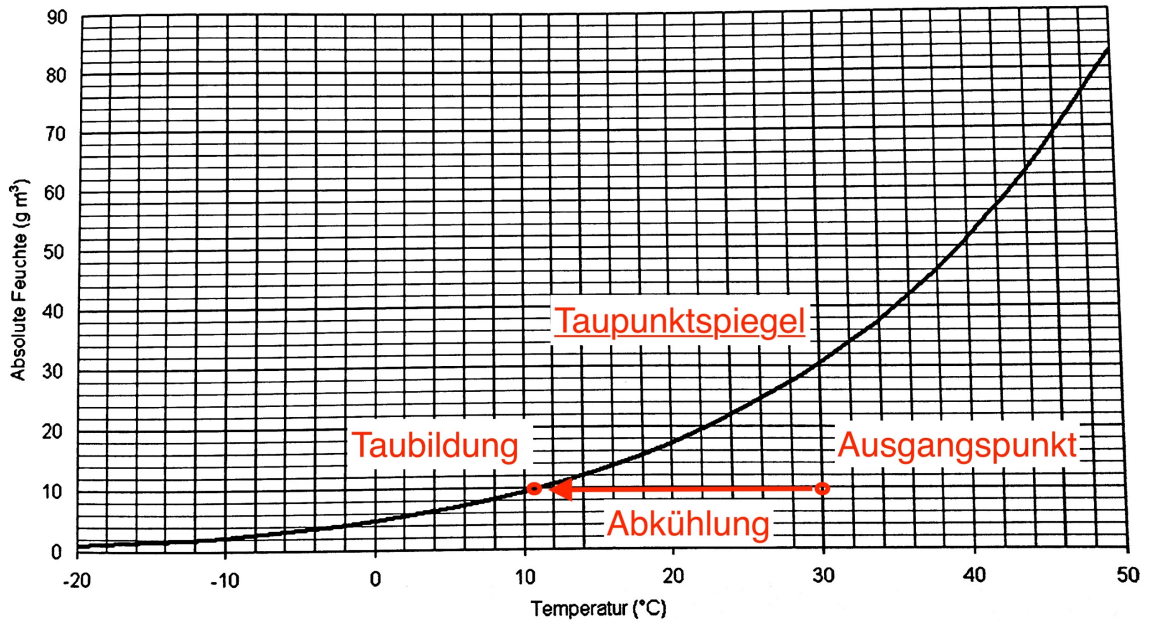


Abb. 2–19: Taupunktkurve/Sättigungskurve der Luft (Quelle an: [15, p. 109]*)*

Aufgrund der hier dargestellten eingeschränkten Aussagekraft der relativen Feuchte ohne Angabe der Temperatur wird für wissenschaftliche Zwecke häufig die absolute Feuchtigkeit genutzt, welche eine direkte Aussage über den Wasserdampfgehalt in der Luft trifft. Die absolute Luftfeuchte entspricht aus physikalischer Sicht einer Dichte, da sie die Masse des in der Luft enthaltenen Wasserdampfs auf ein Volumen bezieht (vgl. [15, p. 108]). Die Berechnung stützt sich ebenfalls auf den Dampfdruck, berücksichtigt jedoch auch die absolute Temperatur und die Gaskonstante des Wasserdampfs, wie die nachfolgende Gleichung zeigt:

$$\alpha = \frac{e'}{R_W * T} \tag{2–16}$$

$\alpha = absolute\ Feuchte\ \left[\frac{kg}{m^3}\right]$; $e' = Dampfdruck\ [hPa]$; $R_W = Gaskonstante\ Wasserdampf\ \left(461{,}6\ \frac{J}{kg * K}\right)$; $T = absolute\ Temperatur\ [K]$

Die Bestimmung der relativen Luftfeuchtigkeit erfolgt meist mit Psychro- oder Hygrometern. Die psychrometrische oder auch thermodynamische Messung basiert auf dem Prinzip der Verdunstung und stellt eine sogenannte Vergleichsmessung dar. Hierfür werden zwei Thermometer benötigt, wovon eines mit einem feuchten Baumwollgewebe umwickelt wird. Das Thermometer ohne Baumwollstoff zeigt lediglich die Lufttemperatur an, während sich die Temperatur des anderen durch Verdunstung der Feuchtigkeit in der Baumwolle abkühlt. Die Temperaturdifferenz ist dabei umgekehrt proportional zur Luftfeuchtigkeit (*Sprung'sche Formel*), da in feuchter Luft weniger Wasser aus dem Gewebe verdunsten kann als in trockner Luft. Um den Verdunstungsprozess und damit die Messung zu beschleunigen, können beide Thermometer gleichmäßig belüftet werden. Dieses manuelle Messverfahren ist jedoch für den automatisierten Messbetrieb eher ungeeignet, weshalb heutzutage meist Hygrometer zum Einsatz kommen. Das Messprinzip der Hygrometer beruht auf den hygroskopischen

(wasseranziehenden) Eigenschaften einiger Stoffe wie zum Beispiel Haar und Kohle. So längt sich ein menschliches Haar in Abhängigkeit der Luftfeuchtigkeit um bis zu 2,5 %. Die Längung des Haars ist dabei jedoch stark nichtlinear.

"Von einer Gesamtlängenänderung von nur etwa 2,5 % entfallen allein ca. 21 % der Gesamtlängenänderung eines normalen (gewalzten) Haares auf den relativen Feuchtebereich von 0 % bis 10 %, dagegen nur ca. 7 % der Änderung auf den Feuchtebereich von 90 % bis 100 %." [25, p. 62]

Diese Art der Feuchtigkeitsmessung, welche auch als Haarhygrometer bezeichnet wird, war lange eine gebräuchliche Methode, verliert jedoch mangels guter elektrischer Auswertbarkeit immer mehr an Bedeutung. Gerade für die elektrische Messung der Luftfeuchtigkeit müssen deshalb andere Bauformen der Hygrometer eingesetzt werden. Ein Beispiel für ein solches Messprinzip basiert dabei auf der Änderung des elektrischen Leitwerts eines Kohleschichtwiderstands in Abhängigkeit der äußeren Luftfeuchtigkeit. Dieser quillt bei höherer Luftfeuchtigkeit auf, wodurch sich die Leitfähigkeit verringert. Diese Art der Hygrometer ist jedoch empfindlich auf Alterung und benötigt zudem verschiedenste Kalibrierkurven (vgl. [25, p. 63]). Die deutlich bessere Alternative zum Kohleschicht-Hygrometer stellt das kapazitive Polymer-Hygrometer dar, welches heute fast ausschließlich verwendet wird. Dieses gleicht in seiner Bauform einem Plattenkondensator, in dessen Dielektrikum sich durch die hygroskopischen Eigenschaften Wasser anlagert. Das Wasser verändert hierbei die relative Permittivität (ε_r) des Dielektrikums. Als Dielektrika kommen meist spezielle Polymere (modifizierte Polyamide) zum Einsatz, deren eigene Permittivität unterhalb von 10 und damit weit entfernt von der Permittivität des Wassers (ca. 80) liegt. Dies hat den Vorteil, dass schon bei geringer Anlagerung von Wasserdampf aus der Luft die Permittivität merklich ansteigt. Diese wiederum ist direkt proportional zur Kapazität des Kondensators (siehe Gl.(2–12)), welche messtechnisch sehr präzise, zum Beispiel über die Resonanzfrequenz eines Schwingkreises, bestimmt werden kann. Ein weiterer Vorteil dieser Hygrometer liegt in der Gleichgewichtsreaktion der Wasseraufnahme und Wasserabgabe in Abhängigkeit der relativen Feuchte. Bei einem Anstieg der Luftfeuchtigkeit nimmt das Hygrometer Feuchtigkeit auf und gibt diese bei einer Abnahme der Luftfeuchtigkeit wieder ab (vgl. [25, p. 63]). Dies führt jedoch zum Nachteil dieses Verfahrens, welcher darin liegt, dass in der Regel nur die relative Feuchtigkeit direkt bestimmt werden kann (Ausnahme kapazitiver Al_2O_3-Fühler). Zur Ermittlung der absoluten Feuchte muss demnach zeitgleich eine Temperaturmessung mit anschließender Umrechnung erfolgen.

Eine weitere, wenn auch nicht so verbreitete elektrische Messmethode ist der Taupunktspiegel. Bei diesem Verfahren wird ein Spiegel mit einem Widerstandsthermometer versehen und auf ein *Peltierelement* aufgebracht. Dieses ähnelt in seinem grundlegenden Aufbau dem Thermoelement (siehe Kapitel 2.2.2) und basiert quasi auf dem umgekehrten *Seebeck-Effekt*. Als gefügte Materialien werden hier jedoch Halbleitermaterialien eingesetzt, in welche ein Strom eingeprägt wird. Hierdurch wirkt die Fügestelle der beiden Materialien je nach Richtung des Stromflusses wie ein Heiz- oder ein Kühlelement. Mittels LED und Photodiode wird während der Temperaturänderung die Oberfläche des Spiegels beobachtet. Lagert sich auf dem Spiegel Wasser ab, ist der Taupunkt erreicht. Durch gleichzeitige Temperaturmessung mit dem Widerstandsthermometer wird die Taupunkttemperatur bestimmt. Ausgehend von dieser kann mittels Taupunktkurve (siehe Abb. 2–19) auf die absolute Luftfeuchtigkeit geschlossen werden. Ist außerdem die Umgebungstemperatur bekannt, kann zusätzlich die relative Luftfeuchtigkeit errechnet werden.

2.2.7 Strahlung

Als Strahlung bezeichnet man in der Meteorologie den bidirektionalen Transport von Energie zwischen Sonne, Atmosphäre und Erde. Beschrieben wird die Strahlung durch elektromagnetische Wellen, welche sich im Vakuum mit Lichtgeschwindigkeit bewegen. Innerhalb eines Mediums reduziert sich die Ausbreitungsgeschwindigkeit um den Faktor $\sqrt{\varepsilon_r}$. Die auf der Erde eintreffende Strahlung und die von der Erde abgegebene Strahlung werden durch eine Strahlungsbilanz beschrieben (siehe Gl. (2–17)). Sie bilanziert die auf die Erde eintreffende kurzwellige Strahlung Q_k, welche als Solarstrahlung bezeichnet wird und die von der Erde abgegebene langwellige Wärmestrahlung Q_l. Die Solarstrahlung ist dabei mit einer Wellenlänge von 0,29 µm bis 3 µm deutlich kurzwelliger als die von Erde abgegebene Wärmestrahlung, deren Spektrum zwischen 3 µm und 60 µm liegt (vgl. [30]).

$$Q = Q_k - Q_l \tag{2–17}$$

$Q = Strahlungsbilanz\ \left[\frac{W}{m^2}\right]; Q_k = kurzwellige\ Strahlung\ \left[\frac{W}{m^2}\right];\ Q_l = langwellige\ Strahlung\ \left[\frac{W}{m^2}\right]$

Für die Meteorologie ist jedoch nicht die gesamte kurzwellige Strahlung relevant, da Teile dieser Strahlung nicht bis zur Erdoberfläche gelangen, sondern bereits an der Atmosphäre reflektiert werden. Aus diesem Grund lässt sich aus Gl. (2–17) die nachfolgend dargestellte erweiterte Strahlungsbilanz herleiten (siehe Gl. (2–18)). Diese summiert dabei die auf der Erdoberfläche eintreffende Globalstrahlung G_{St}, die von der Erde reflektierte Reflexstrahlung R_{St} und die von der Erde selbst abgegebene Strahlung A_E in [W/m²] auf. Die auf der Erdoberfläche eintreffende Globalstrahlung beträgt in Deutschland an sonnigen Tagen bis zu 1000 W/m² (extraterrestrisch 1367 W/m²), was zu jährlichen Energiemengen von 900 bis 1200 kWh/m² führt (vgl. [31]).

$$Q = G_{St} - R_{St} - A_E \tag{2–18}$$

$Q = Strahlungsbilanz\ \left[\frac{W}{m^2}\right];\ G_{St} = Globalstrahlung\ \left[\frac{W}{m^2}\right];\ R_{St} = Reflexstrahlung\ \left[\frac{W}{m^2}\right];\ A_E = effektive\ Ausstrahlung\ \left[\frac{W}{m^2}\right]$

Die Messung der auf der Erdoberfläche eintreffenden Solarstrahlung erfolgt mittels Globalstrahlungssensoren, auch Pyranometer genannt. Diese enthalten ein Thermoelement, welches von einem geschwärzten Gehäuse umgeben ist. Dieses Gehäuse wiederum ist häufig durch eine Glasscheibe vor der langwelligen Wärmestrahlung der Erde abgeschottet. Die einfallende Globalstrahlung erwärmt das schwarze Gehäuse, welches die Wärme zum Thermoelement leitet. Dieses gibt eine zur Temperatur proportionale Thermospannung ab, aus welcher die Globalstrahlung in W/m² errechnet werden kann. Die gesamte Globalstrahlung kann wiederum in drei, für die Meteorologie relevante Wellenlängenbereiche unterteilt werden. Der Bereich der von der Sonne emittierten UV-Strahlung erstreckt sich von 100 nm bis 380 nm. Die Wellenlängen zwischen 280 nm und 315 nm werden dabei als UVB-Strahlung und der Bereich von 315 nm bis 380 nm als UVA-Strahlung bezeichnet. Die bereits in der Erdatmosphäre herausgefilterte UVC-Strahlung liegt im Wellenlängenbereich von 100 nm bis 280 nm und ist für die Meteorologie eher uninteressant, da sie die Erdoberfläche nicht erreicht. Die kurzwellige und energiereiche UV-Strahlung kann sowohl in die Haut als auch in das Auge eindringen und dort zu langfristigen Schäden, wie Hautkrebs und Netzhautschäden führen. Aus diesem Grund wird die erdnahe UV-Strahlung heute an vielen Messstationen gemessen und in Form des sogenannten UV-Index veröffentlicht. Mithilfe dieser Größe soll der Mensch vor zu starker UV-Belastung gewarnt und zu möglichen Gegenmaßnahmen wie entsprechender Kleidung und Sonnencreme animiert werden. Der UV-Index ist eine reine Rechengröße, die den gesamten Wellenlängenbereich der UV-Strahlung berücksichtigt. Die kurzwelligere Strahlung ist dabei jedoch deutlich höher gewichtet, da diese deutlich energiereicher als langwellige Strahlung ist. Dies sorgt dafür, dass beispielsweise UVB-Strahlung deutlich

gefährlicher für den menschlichen Organismus ist als UVA-Strahlung. Eine heute weitverbreitete Möglichkeit zur Messung von UV-Strahlung sind Silizium-Fotodioden, deren Empfindlichkeit auf den spektralen Wellenlängenbereich der UV-Strahlung optimiert ist. Die Funktionsweise einer Fotodiode ist äquivalent zum bereits thematisierten Photoeffekt und der Photovoltaikzelle (siehe Kapitel 2.1.3). Die an der Fotodiode abgreifbare Spannung bzw. der messbare Fotostrom weist dabei eine Proportionalität zur eingestrahlten UV-Strahlung auf. Die gemessene UV-Strahlung ist jedoch abhängig von der Größe der Einstrahlungsfläche, wodurch die Angabe meist als bezogene Größe in W/m^2 erfolgt. In Deutschland liegt der UV-Index in den Sommermonaten Mai bis August meist zwischen 5 und 9, wobei ein Wert von 8 bereits erhebliche Gesundheitsrisiken birgt und der längere Aufenthalt im Freien nicht mehr empfohlen wird. Auf der Südhalbkugel wie beispielsweise in Südafrika werden immer wieder auch Werte von über 12 gemessen. Die Berechnung des UV-Index erfolgt mit der folgenden Formel:

$$UVI = \int s_{er}(\lambda) * E_{St}(\lambda) d\lambda \qquad (2\text{–}19)$$

$UVI = UV - Index;\ s_{er} = Gewichtungsfaktor\ nach\ CIE;\ E_{St} = Bestrahlungsstärke\ \left[\frac{W}{m^2}\right]$

Hierbei wird die mit $s_{er}(\lambda)$ gewichtete spektrale Bestrahlungsstärke $E_{St}(\lambda)$ über die Wellenlänge integriert. $E(\lambda)$ stellt dabei die Strahlungsleistung bezogen auf eine Referenzfläche dar. Der Gewichtungsfaktor $s_{er}(\lambda)$ wurde von der *internationalen Beleuchtungskommission* (CIE) entsprechend der relativen spektralen Wirkungsfunktion der Haut für einen Bereich von 250 nm bis 400 nm definiert. Der Wellenlängenbereich unterhalb von 290 nm (UVC-Strahlung) kann bei der Gewichtung jedoch vernachlässigt werden, da diese Strahlung bereits in den oberen Schichten der Atmosphäre fast gänzlich herausgefiltert wird. Auch der Wellenlängenbereich oberhalb von 330 nm (Teile UVA-Strahlung) kann aus der Berechnung entfallen, da der Gewichtungsfaktor hier bereits auf weniger als 0,1 % abgefallen ist (siehe Abb. 2–20). Somit reicht eine Integration von 290 nm bis circa 330 nm zur Bestimmung des UV-Index in der Regel meist aus.

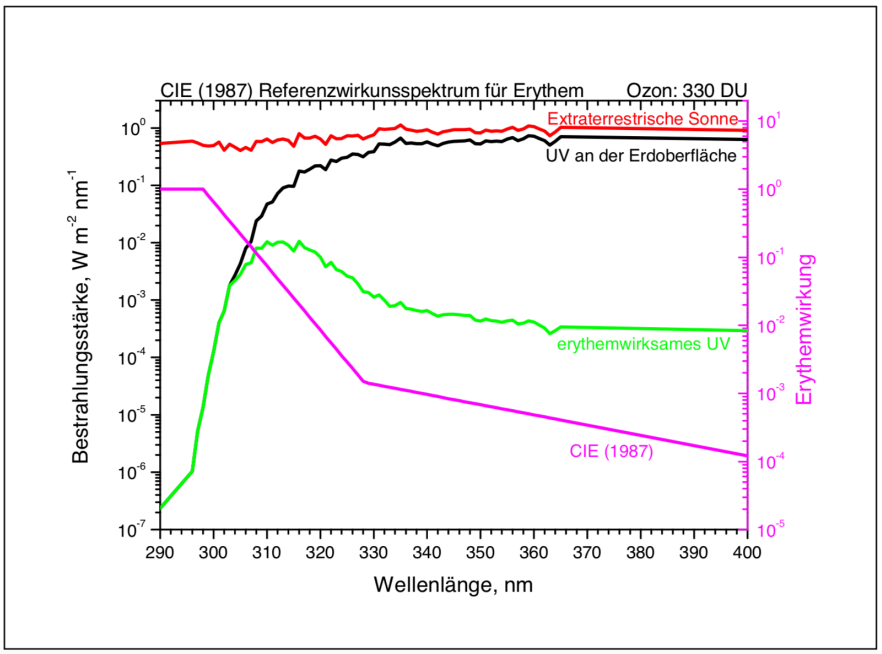


Abb. 2–20: relative spektrale Wirkungsfunktionen der Haut (Quelle:[32, p. 2]*)*

Der Wellenlängenbereich oberhalb des UV-Bereichs wird als sichtbares Licht bezeichnet, da diese Wellenlängen vom menschlichen Auge wahrgenommen werden können. Dieser Bereich umfasst etwa die Wellenlängen von 380 nm bis 780 nm und wird vom Auge in Abhängigkeit der Wellenlänge als Farbe aufgefasst. So entspricht beispielsweise die Wellenlänge 380 nm der

Farbe violett und 780 nm der Farbe Rot. Der spektrale Bereich des sichtbaren Lichts wird in der Meteorologie meist nicht in Form einer Strahlung, sondern als Beleuchtungsstärke angegeben. Der Begriff Beleuchtungsstärke wird hier äquivalent zur Helligkeit verwendet. Dieser Wert gibt dabei indirekt Auskunft über beispielsweise Sonnenscheindauer, Sonnenstand und aktuelle Bewölkung. Die Erfassung der Beleuchtungsstärke geschieht auf die gleiche Weise wie die Messung der UV-Strahlung, wobei hier die Empfindlichkeit der Fotodioden auf den sichtbaren Bereich der Strahlung optimiert ist. Die heute gebräuchliche Einheit der Beleuchtungsstärke ist Lux, welche sich durch Bezug des gemessenen Lichtstroms Φ in Lumen auf die beleuchtete Fläche in m^2 ergibt. Eine Kerze in einem Abstand von einem Meter generiert dabei eine Beleuchtungsstärke von einem Lux. An sonnigen Tagen werden mitunter Helligkeitswerte von mehr als 100.00 Lux erreicht. Dies verdeutlichen den erstaunlichen Wertebereich des menschlichen Auges von Bruchteilen eines Lux bis deutlich über 100.00 Lux.

Der dritte und letzte Bereich der kurzwelligen Sonnenstrahlung, welche auf der Erdoberfläche auftrifft, reicht von 780 nm bis 2900 nm und gehört zum Bereich der Infrarotstrahlung. Sie wird auch als Wärmestrahlung bezeichnet und ist vom Menschen zwar nicht optisch erfassbar, aber in Form von Wärme, deutlich auf der Haut spürbar. Da die Infrarotstrahlung nur in den seltensten Fällen separat, sondern meist nur durch die Globalstrahlung gemessen wird, kann auf eine detaillierte Ausführung der Messung hier verzichtet werden.

2.2.8 Zusammenfassung

Innerhalb dieses Kapitels wurden alle meteorologischen Größen der zu konzeptionierenden und zu realisierenden Messstation eingeführt. Hierzu wurden sowohl die nötigen physikalischen Grundlagen als auch einige Messprinzipien erklärt. Darüber hinaus wurden einige Parameter für die Positionierung meteorologischer Sensorik aufgezählt, welche für eine vergleichbare Messung sorgen sollen. Den Beginn der Einführung bildete die Lufttemperatur für welche zwei berührungslosen Messverfahren (Pyrometer und akustische Laufzeitmessung) und einige weitverbreitete berührende Verfahren (Widerstandsthermometer, Thermoelement usw.) vorgestellt wurden. Im Anschluss daran wurde die Messgröße Niederschlag definiert und ausgehend vom klassischen Sammelbehälter einige neuere Messverfahren wie das Niederschlagsradar und die optoelektronische Messung vorgestellt. Dann erfolgte eine detaillierte Erklärung der Windmessung wobei auf klassische mechanische Messverfahren (Schalenstern und Windfahne) und das Ultraschall-Anemometer eingegangen wurde. Für das zweitgenannte Verfahren wurde darüber hinaus die Berechnung von Windrichtung und Windgeschwindigkeit anhand eines Beispiels näher erläutert. Der Luftdruck ist die nächste eingeführte Größe, für welche ausgehend vom Flüssigkeitsbarometer die heutige gebräuchlichen Messverfahren Aneroidbarometer und piezoelektrische Drucksensor erklärt wurden. Daran anschließend erfolgte die Erläuterung der Luftfeuchtigkeit mit der Unterscheidung zwischen absoluter Luftfeuchtigkeit und relativer Feuchtigkeit. Auch für diese meteorologische Größe wurden zunächst klassische Messverfahren wie das Psychrometer und Haarhygrometer beschrieben, bevor das heute am weitesten verbreitete kapazitive Polymer-Hygrometer erklärt wurde. Abschließend erfolgte ein kurzer Exkurs auf den Taupunktspiegel. Den Abschluss dieses Kapitels bildet die Strahlung, für welche zunächst der Globalstrahlungssensor eingeführt wurde. Im Anschluss daran erfolgte eine wellenlängenabhängige Unterteilung der Strahlung mit Messverfahren für die UV-Strahlung und die Helligkeit. Für die erstgenannte wurde außerdem die Berechnung des UV-Index erklärt. Die dargestellten Informationen sollen helfen, die Funktionsweise und Gründe für die Integration der im Folgenden eingeführte Sensorik der Wetterstation besser zu verstehen. Darüber hinaus soll dieses Kapitel helfen, den am Ende dieser Arbeit durchgeführten Vergleich verschiedener Messverfahren und die daraus abgeleiteten Vor- und Nachteile nachvollziehen zu können.

3 Basisfunktionalitäten der Wetterstation (Hörnlein und Kohrs)

3.1 Einleitung (Hörnlein)

Der Grundstein für die Wetterstation am Campus Herrenkrug der Hochschule Magdeburg-Stendal wurde im Jahr 2015 gelegt. Im Rahmen eines studentischen Projekts, welches aus dem Wahlpflichtfach autarke Sensor-Aktor-Systeme hervorgegangen ist, wurde ein Messsystem entwickelt. Dieses bestand damals aus einer kompakten Wetterstation und der zugehörigen Messdatenerfassung. Aufstellungsort der Messstation war und ist bis heute das Messfeld des Instituts für Elektrotechnik nahe der Laborhalle 16. Im Folgenden wird der damals vorgefundene Ausgangszustand mit seinen Basisfunktionalitäten beschrieben.

3.2 Örtliche Gegebenheiten und Randbedingungen (Kohrs)

Zu den örtlichen Gegebenheiten und der Infrastruktur der Wetterstation gehören ein Container sowie ein umzäuntes Messfeld. Für die Funktion des Messsystems spielt der Container im Ausgangszustand jedoch eine untergeordnete Rolle, da die reine Messstation weitgehend autark im Messfeld stationiert ist. Das Messfeld und der Container befinden sich süd-westlich der Laborhalle 16 auf dem Gelände der Hochschule Magdeburg-Stendal am Standort Herrenkrug. (siehe Abb. 3–1).

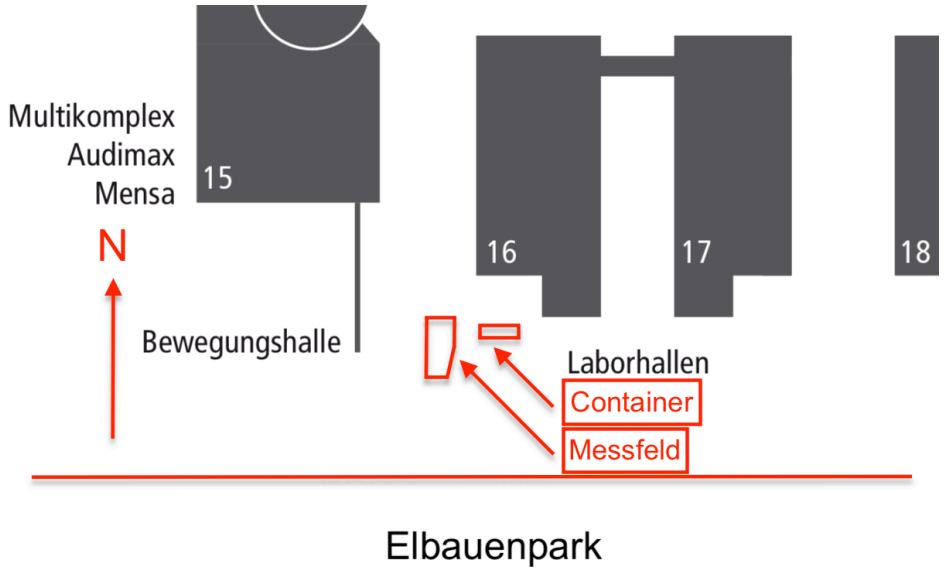


Abb. 3–1: geografische Lage von Messcontainer und Messfeld auf dem Gelände der Hochschule Magdeburg Stendal Campus Herrenkrug (Quelle:[33]*)*

Wie der Lageplan zeigt, befinden sich mehrere Gebäude in unmittelbarere Nähe zum Messfeld, welche eine Höhe von mehr als zehn Meter aufweisen. Dies bietet aufgrund der Abschattung von Wind und Strahlung damit keine ideale Ausgangsposition für den Aufbau einer Wetterstation (vgl. [14]). Speziell die Laborhalle 16 und der Multikomplex (Audimax, Mensa) mit angrenzender Bewegungshalle sorgen für eine Windabschottung in nord-östlicher und nord-westlicher Richtung. Der konkrete Einfluss auf die Messung soll im Verlauf der Arbeit weiter geprüft werden. Vorteilhaft für die Messung ist der gänzlich unbebaute Bereich von Osten bis Westen, in welchem durch den in südlicher Richtung angrenzenden Elbauenpark auch in Zukunft nicht mit Bebauung zu rechnen ist. Die Nähe zu den Gebäuden bietet jedoch im Umkehrschluss zahlreiche Vorteile in Bezug auf die Nutzung der vorhandenen Infrastruktur, wie beispielsweise die Anbindung an das Stromnetz der Hochschule. Der Standort bietet somit gute aber nicht ideale Bedingungen für den Aufbau und Betrieb einer meteorologischen Messstation.

Der Container ist sechs Meter lang und zweieinhalb Meter breit. Er entspricht in seiner Grundstruktur einem zum Bürocontainer umfunktionierten Seecontainer. Auf dem Dach befindet sich eine kleine circa 20 Jahre alte und nichtangeschlossene Photovoltaik-Anlage, zu der keine weiteren Informationen zu Verfügung stehen (siehe Abb. 3–2). Im Inneren des Containers ist lediglich eine minimale elektrische Ausstattung installiert, welche nach den Ausstattungswerten in *DIN 18015-2* einem Abstell- oder Hobbyraum entspricht. Die Ausstattung beinhaltet zwei Schutzkontaktsteckdosen (SCHUKO), zwei Leuchtstoffröhren (58 W), eine elektrische Heizung mit circa 3 kW Leistungsaufnahme und einen kleinen schwerzugänglichen Sicherungskasten oberhalb des Fensters.



Abb. 3–2: Container der Wetterstation mit montierter Photovoltaikanlage, im Hintergrund Laborhalle 16

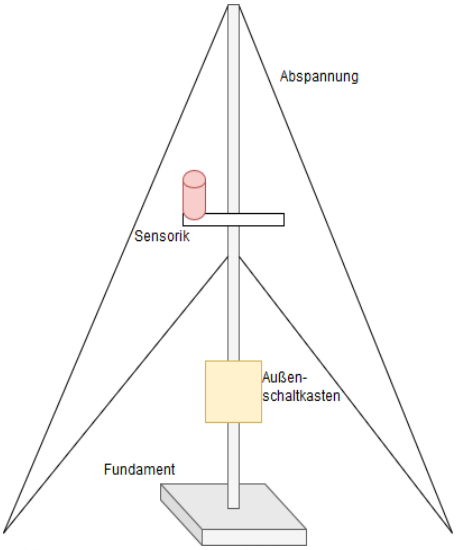


Abb. 3–3: Mast im Messfeld mit Außenschaltkasten und Sensorik

Das Messfeld umfasst eine Größe von circa 60 m² und beinhaltet einen zehn Meter hohen Masten, an dem die Sensorik und ein kleiner Außenschaltkasten befestigt sind (siehe Abb. 3–3). Im Außenschaltkasten befindet sich die Messwerterfassungseinheit sowie die Energieversorgung für Sensorik und Messwerterfassung. Der Mast für die Sensorik der Wetterstation ist auf einem Fundament (ca. 1 m^2) gegründet und wird durch acht dünne Stahlseile abgespannt. Die Stahlseile sind an vier weiteren umliegenden Fundamenten befestigt. Der Mast bietet durch seine schlanke Bauform und die damit einhergehende geringe bauliche Verschattung eine gute Möglichkeit für die Messung meteorologischer Größen. Unterstützt wird dies durch die Möglichkeit, flexibel Quertraversen zu montieren, welche die Sensorik tragen. Neben dem Mast für die meteorologische Messung enthält das Messfeld einen weiteren kleineren Mast, auf welchem eine Kleinwindkraftanlage montiert ist. Dieser ist ebenfalls auf einem Fundament gegründet und wird auch durch Stahlseile abgespannt. Die Windkraftanlage ist durch einen Sturm beschädigt und daher nicht in Betrieb. Für den elektrischen Anschluss der Windkraftanlage ist ein Leerrohr zwischen dem zentralen Fundament der Windkraftanlage (WKA) und dem Außenverteiler hinter dem Container verlegt (siehe Abb. 3–6).

Aufgrund der durchgängigen zwei Meter hohen Umzäunung des Messfeldes ist es möglich, dort auch bodennahe Sensorik sicher vor Vandalismus und anderen Beeinflussungen zu platzieren.

3.3 Energieversorgung (Kohrs)

Der Container wird über eine 32-A-CEE-Anschlussdose mit elektrischer Energie versorgt. Die Dose ist auf der Stirnseite des Containers knapp unterhalb des Dachs angebracht. Bei der

Anschlussleitung handelt es sich um eine witterungsbeständige schwere Gummischlauchleitung vom Typ H07RN-F 5G2,5 (vgl. [34]), welche an den Außenverteiler hinter dem Container angeschlossen ist (siehe Abb. 3–6). Der gespeiste Sicherungskasten befindet sich im Inneren des Containers oberhalb des Fensters und enthält neben einem Fehlerstromschutzschalter (RCD) separate Leitungsschutzschalter (LS) vom Typ B16 für die elektrische Heizung, die beiden Steckdosen und die Beleuchtung.

Der Außenschaltkasten für das Messsystem wird über einen Festanschluss am Außenverteiler im Messfeld mit einer Spannung von 230 V versorgt (siehe Abb. 3–4). Als Anschlussleitung dient hierbei ebenfalls eine schwere Gummischlauchleitung des Typs H07RN-F 3G1,5 (vgl. [34]). Die beiden Außenverteiler sind über ein Erdkabel und ein zugehöriges Leerrohrsystem miteinander verbunden (siehe Abb. 3–5).



Abb. 3–4: Außenverteiler Messfeld mit Außenschaltkasten am Mast



Abb. 3–5: Leerrohrsystem und Erdkabel zur Verbindung der Außenverteiler im Messfeld und hinter dem Container

Die Leerrohre und Kabelführungen zwischen Messfeld und dem Außenverteiler hinter dem Container sind nachfolgend in einem Lageplan visualisiert (siehe Abb. 3–6). Dieser enthält auch die groben Positionen der zentralen Fundamente für die Masten und der Fundamente für die Abspannungen.

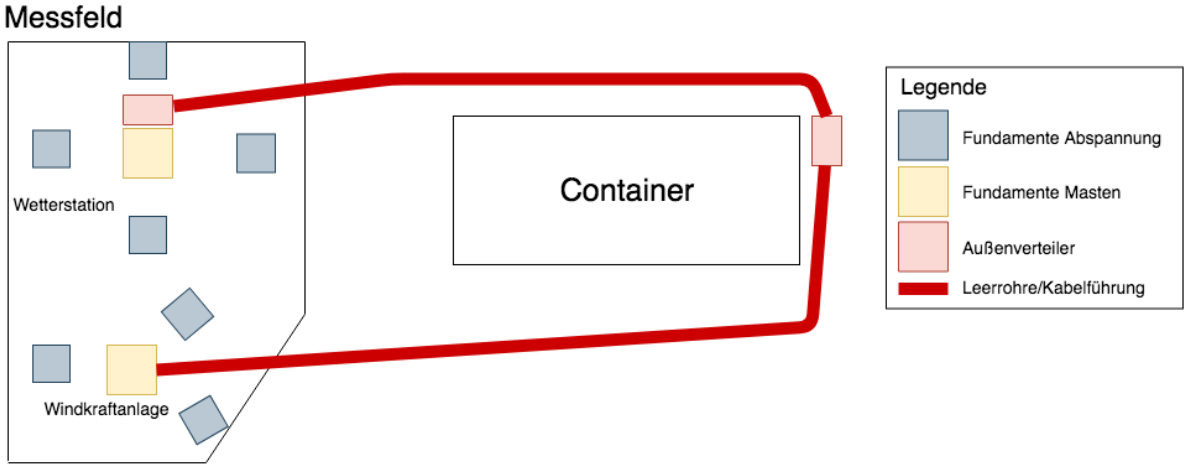


Abb. 3–6: Lageplan für Leerrohre und Kabelführung zwischen Messfeld und Container außerdem Position der Fundamente im Messfeld

3.4 Sensorik – Clima Sensor US (Hörnlein)



Abb. 3–7: Clima Sensor US

Im Ausgangszustand stellt der Clima Sensor US (siehe Abb. 3–7) die einzige Sensorik der Wetterstation dar. Das Messgerät ist mit einer Quertraverse am Mast im Messfeld verschraubt. Diese befindet sich in ungefähr fünf Metern Höhe und ist nach Westen ausgerichtet, was für eine leichte Beschattung durch den Mast in den Morgenstunden sorgt. Bei diesem Sensor handelt es sich um eine kompakte Wetterstation, welche eine Vielzahl der meteorologischen Größen in nur einem Gerät erfassen kann. So sind in diesem Gerät Sensoren für Temperatur, Luftdruck, Niederschlag, Windgeschwindigkeit und -richtung, Luftfeuchtigkeit und Helligkeit integriert, deren Messwerte zu einer externen Datenerfassung übertragen und dort ausgewertet werden können. Neben der Sensorik enthält das Messgerät eine Heizung mit einer elektrischen Leistung von 25 W, um den zuverlässigen Betrieb bei tiefen Temperaturen (unterhalb 0 °C) zu gewährleisten. Aufgrund der Montagehöhe in Verbindung mit der Vielzahl an erfassten meteorologischen Größen, kann eine Messung nach den Richtlinien des *DWD* mit diesem Sensor nicht erfüllt werden. Dies ist jedoch kein Ziel, was im Rahmen dieser Arbeit verfolgt wird und soll nur der Vollständigkeit halber erwähnt sein. Das Gerät ist durch seine Vielzahl an teils neuartigen Messverfahren ein sehr innovativer und hochinteressanter Technologieträger für die Wetterstation. Dies war neben der kompakten Bauform der entscheidende Grund für den Erwerb dieses Gerätes, dessen Messverfahren im Folgenden vorgestellt werden. Die Erfassung von Temperatur und Feuchtigkeit erfolgt nach Angabe des Herstellers durch einen Kombinationssensor, welcher durch Mikroporenfilter vor Verschmutzungen geschützt wird. Eine kurze Recherche lässt vermuten, dass es sich bei diesem Kombinationssensor um den SHT85 (vgl. [35]) des Herstellers *Sensirion* handelt, dessen Feuchtigkeitsmessung auf dem kapazitiven Prinzip in Verbindung mit einem hygroskopischen Dielektrikum (Polymer) beruht. Auf die Platine des Sensors ist bereits die gesamte Hardware zur Verstärkung, Digitalisierung und Verarbeitung der Messwerte integriert. Dort ist ebenfalls der Temperatursensor aufgebracht, bei welchem es sich aufgrund der kompakten Baugröße mit hoher Wahrscheinlichkeit um einen Halbleiter-Temperatursensor oder ein Platin-Widerstandsthermometer handelt. Durch Integration aller nötigen Baugruppen auf der kompakten Hauptplatine ist der Kombisensor über die digitale I^2C-Schnittstelle an die zentrale Steuereinheit des Clima Sensor US angebunden. Der Sensor für den absoluten Luftdruck basiert auf dem piezoresistiven Prinzip (Aneroidbarometer) und wird ebenfalls durch einen Mikroporenfilter vor Umwelteinflüssen geschützt. Die Helligkeitsmessung erfolgt bei diesem Gerät durch vier Fotodioden. Die Empfindlichkeit dieser Dioden weist im spektralen Bereich von 380 nm bis 780 nm den größten Wert auf und hat ihr Maximum bei ca. 540 nm (grün-gelber Wellenlängenbereich). Die Sensitivität der Dioden ist damit der des menschlichen Auges nachempfunden. Durch Anordnung der Dioden rings um das Gerät, kann die Helligkeit in Abhängigkeit der Himmelsrichtung bestimmt werden. Hierzu ist dann jedoch eine Ausrichtung des Geräts nach Norden nötig, welche auch für die Bestimmung der Windrichtung benötigt wird. Eine entsprechende Markierung ist auf dem Gerät angebracht. Das Ermitteln der Windrichtung und der Windgeschwindigkeit erfolgt bei diesem Gerät durch die, in Kapitel 2.2.4 erläuterte Anordnung von vier Ultraschallwandlern. Mithilfe dieser Messstrecken kann ebenfalls die Temperatur über das akustische Messverfahren bestimmt werden, deren Messprinzip in Kapitel 2.2.2 vorgestellt worden ist. Auch die Niederschlagsmessung erfolgt ohne bewegliche Teile mithilfe eines bistatischen Dopplerradars. Hierbei sind Sender und Empfänger in zwei voneinander getrennten Antennenarrays ausgeführt. Durch die Erfassung der Tropfengröße und der Fallgeschwindigkeit kann mit dieser Methode die Niederschlagsintensität, die Niederschlagssumme und die Niederschlagsart bestimmt werden.

Neben der meteorologischen Sensorik ist ein GPS-Empfänger verbaut, mit welchem neben dem Standort automatisiert die Höhe über Normal Null (NHN) ermittelt werden kann. Diese wird für die Bestimmung des bezogenen Luftdrucks benötigt (siehe Kapitel 2.2.5). Zusätzlich zu den sensorisch gemessenen Größen werden durch die Steuerungseinheit abgeleitete Größen wie beispielsweise die Taupunkttemperatur und die absolute Feuchte berechnet. Die genaue Anordnung der einzelnen Sensoren innerhalb der kompakten Wetterstation ist detailliert in Abb. 3–8 gezeigt und beschrieben.

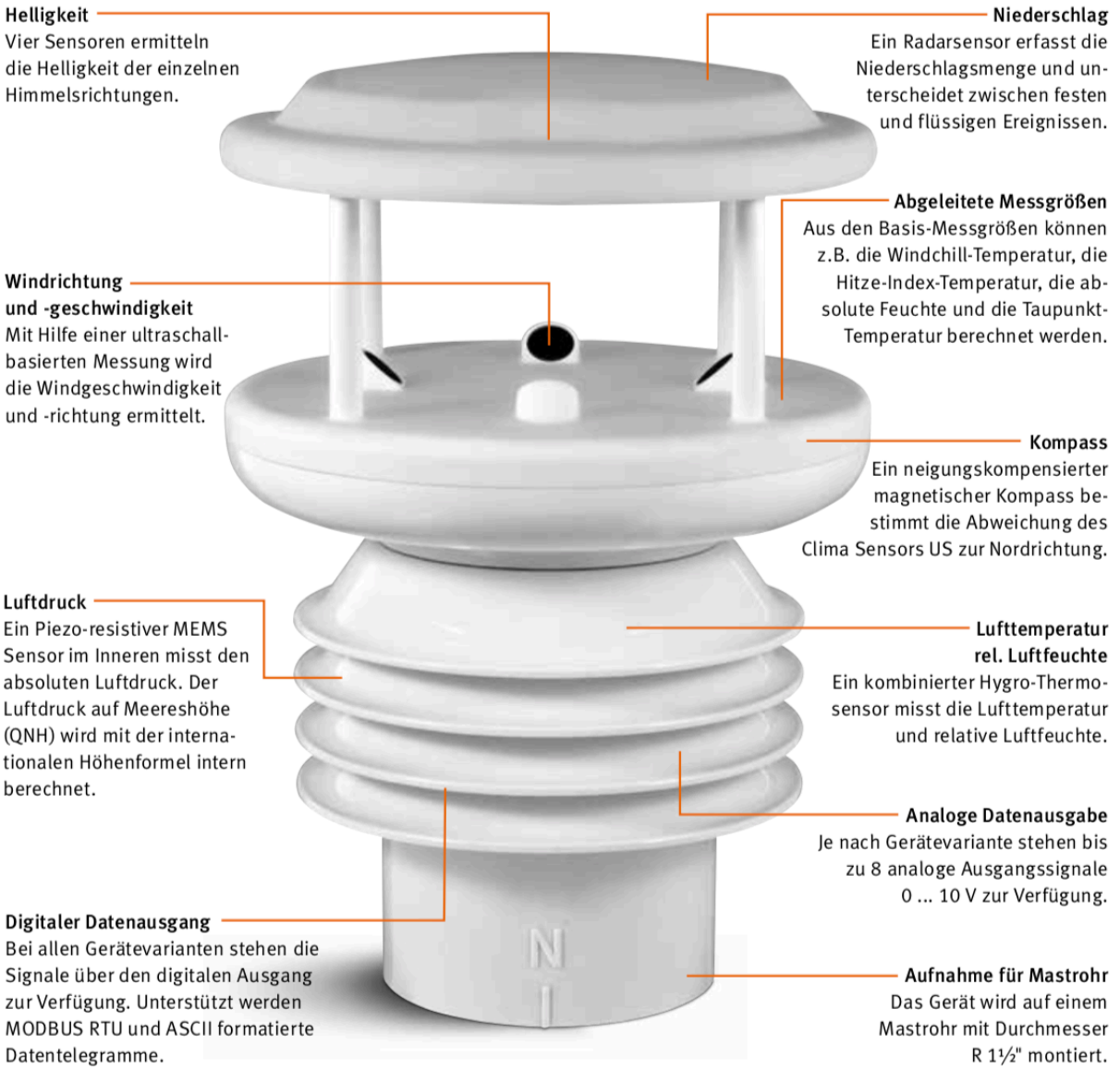


Abb. 3–8: Anordnung und Erklärung der Sensorik des Clima Sensor US (Quelle: [36, p. 3]*)*

Die Übergabe der Messwerte an eine nachgestellte Datenerfassung kann bei diesem Gerät auf zwei beziehungsweise drei unterschiedliche Arten erfolgen. Möglichkeit eins sieht die Nutzung der acht analogen Ausgangsleitungen mit einem Pegel von 0 bis 10 V vor. Diese Anbindungsart ist hier jedoch nicht in Benutzung, da diese Spannungsausgänge eine erhöhte Störempfindlichkeit aufweisen und eine zum Teil fest vorgegebene Belegung der Kanäle vorliegt. Darüber hinaus können auf diese Weise nicht alle Messgrößen des Sensors abgefragt werden. Zusätzlich zu den analogen Ausgängen bietet das Gerät eine serielle Schnittstelle, welche nach den RS422/RS485 Spezifikationen (vgl. [37, p. 17 ff.]) arbeitet. Über diese Schnittstelle kann der Sensor (je nach Einstellung) eigenständig Telegramme mit Messwerten versenden oder auf Anfrage entsprechende Messwerte liefern. Hierbei werden zwei Protokolle,

das herstellereigene *ASCII-THIES* Protokoll und das *Modbus-RTU* Protokoll, unterstützt. Um dem Anwender die Anbindung offenzulassen, ist der verwendete Clima Sensor US in dieser Ausführung mit einer 16-poligen Leitung ausgerüstet. Hiervon entfallen zwei Adern auf die Spannungsversorgung des Gerätes, acht auf die analogen Ausgänge, fünf auf die serielle Schnittstelle und eine auf den Schirm der Leitung. Die möglichen Anbindungsarten sind zusammenfassend nachfolgend in einer Tabelle aufgelistet:

	Analoge Anbindung	**RS 422/ RS 485**
Elektrisches Signal	8 Kanäle je 0 bis 10 V	serielles differenzielles Spannungssignal
Verbindungsrichtung	unidirektional	bidirektional (Halbduplex oder Vollduplex)
Verbindungsart	Punkt-zu-Punkt	Punkt-zu-Punkt (RS422) oder Busbetrieb mit bis zu 99 Geräten (RS485)
Protokoll	kein Protokoll nötig	*ASCII-Thies-Format* und *Modbus-RTU*

Tbl. 3–1: Zusammenfassung Anbindungsmöglichkeiten Clima Sensor US

Zur Konfiguration des Geräts wird dieses mit einem RS422/485-USB-Konverter als Zubehör geliefert, welcher es ermöglicht, einen Computer über die USB-Schnittstelle mit dem Sensor zu koppeln. Der Konverter kann neben der reinen Konfiguration aber auch für den Messwertaustausch zwischen Sensor und einem Messwerterfassungssystem genutzt werden. Die genaue Anschlussbelegung für die beiden Anbindungsarten kann dem Kontaktplan (siehe Abb. 3–9) entnommen werden. Wichtig ist neben der Absicherung der Spannungsversorgung (1,25 AT) beim Einsatz der seriellen Anbindung das Vertauschen der TX- und RX-Leitungen am Schnittstellenwandler. Damit ist gemeint, dass die Sendeleitungen (TX) des Sensors (1 und 2) auf die lesenden Anschlüsse (RX 3 und 4) am Konverter gelegt werden. Das Gleiche gilt analog für die RX-Leitungen des Sensors (3 und 4) und die TX-Anschlüsse des Wandlers (1 und 2). An den Schnittstellenwandler kann per USB-Schnittstelle jeder handelsübliche PC angeschlossen werden. Über die herstellereigene Software *Thies Device Utility* erfolgt dann der Verbindungsaufbau zum Sensor. Die Software sucht dabei selbstständig nach dem Gerät und zeigt dieses mit Bild und grundlegenden Informationen wie ID, Protokoll und Seriennummer in einer Vorschau an. Aus dieser Vorschau heraus kann dann der Verbindungsaufbau ausgeführt werden. Der detaillierte Ablauf des Verbindungsaufbaus und die Bedienung des Programms können der Softwaredokumentation entnommen werden (vgl. [38]). Nach dem erfolgreichen Verbindungsaufbau können mittels Texteingabe die in Kapitel 9 des technischen Handbuches des Sensors spezifizierten Befehle an die Wetterstation übermittelt werden (vgl. [26, p. 44 ff.]). Hierfür ist es wichtig, die ID des Gerätes zu kennen, da mehrere Geräte gleichzeitig an einen PC angeschlossen werden können (Busbetrieb möglich). Der Sensor quittiert einen erfolgreich ausgeführten Befehl mit der Bestätigung in Textform. Um tiefergreifende Einstellungen am Gerät vornehmen zu können, muss vorher der Konfigurationsmodus aktiviert werden. Dieser wird durch Senden des Befehls "<id>KY4711" gestartet. Da in diesem konkreten Fall nur ein Sensor vorhanden ist und die ID des Gerätes vom Hersteller auf "1" voreingestellt ist, lautet der genaue Befehl "01KY4711". Im hier dargestellten Aufbau wird der automatische Telegrammversand in Verbindung mit Telegramm 6 genutzt. Dieser wird mit dem Befehl "01TT6" aktiviert. Der genaue Aufbau dieses Telegramms wird im nächsten Kapitel thematisiert und ist im Handbuch Kapitel 10.6 (vgl. [26, p. 66 ff.]) beschrieben. Um den automatischen Telegrammversand ausführen zu können, muss der Vollduplex-Betrieb mit dem Parameter "01DM2" aktiviert werden. Für eine sinnvolle Verarbeitung und Speicherung der Messwerte ist das Ausgabeintervall mit dem Befehl "01OR1000" auf eine Sekunde gesetzt. Als Protokoll kommt das *ASCII-THIES* Format zum Einsatz, da der noch nicht eingeführte Empfänger das *Modbus-RTU* Protokoll nicht unterstützt. Das *ASCII-THIES* Protokoll ist bereits voreingestellt. Die getätigten Einstellungen werden durch Eingabe von "01CS1" abgespeichert.

Mit Abschluss dieses Befehls sendet der Clima Sensor US im Zyklus von einer Sekunde das Telegramm 6 über die serielle Schnittstelle an den Messdatenempfänger. Die erfolgreiche Konfiguration kann durch Einblenden der Empfangsdaten im *Thies Device Utility* angezeigt werden.

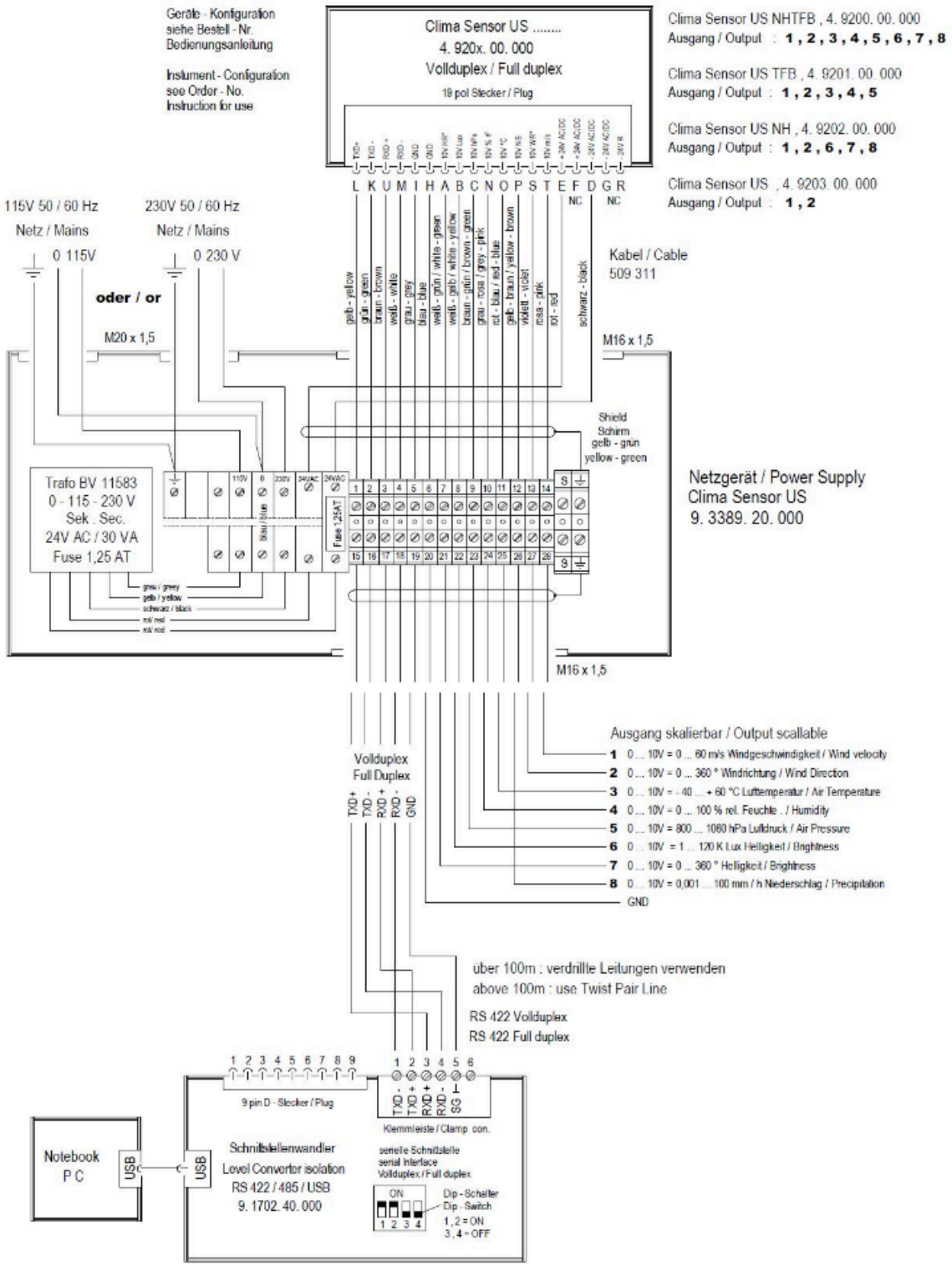
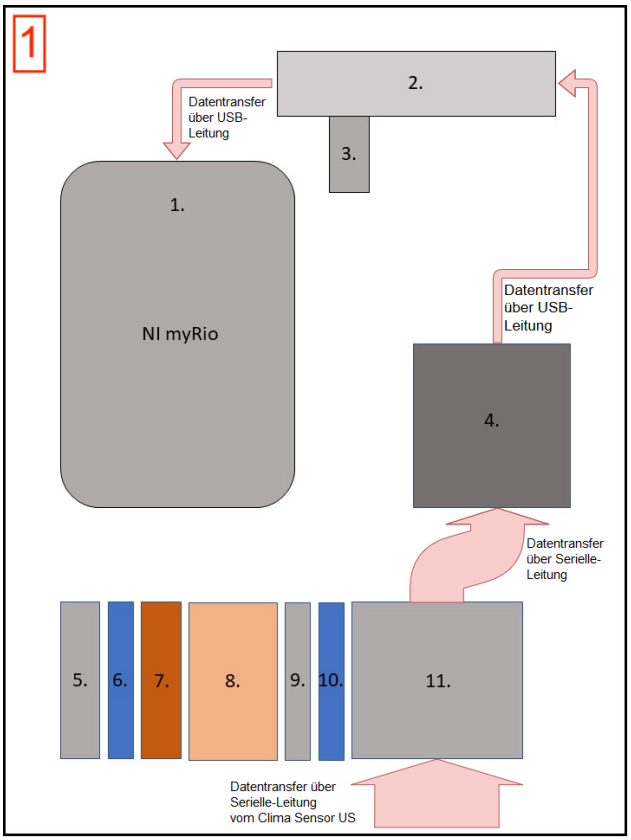


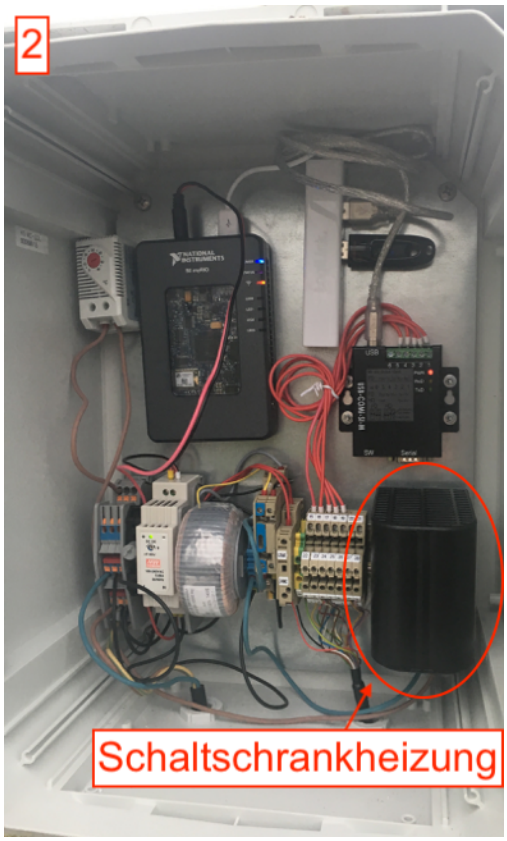
Abb. 3–9 Anschlussbelegung Clima Sensor US und RS422/RS485<->USB Converter (Quelle: [39, p. 8]*)*

3.5 Messdatenerfassung (Kohrs)

3.5.1 Aufbau des Schaltschranks

Der Schaltkasten am Mast dient der Erfassung, Verarbeitung und Speicherung der Messwerte des Clima Sensor US. Der reale Aufbau ist nachfolgend dargestellt und wird durch ein Struktogramm ergänzt (siehe Abb. 3–10), welches den "Fluss" der Messdaten visualisiert. Der Schaltkasten enthält die eigentliche Messwerterfassungseinheit, bei welcher es sich um einen *myRIO* (1) der Firma *National Instruments* handelt. Auf die Funktionsweise dieses Geräts wird später genauer eingegangen. Der *myRIO* ist mit einem USB-Hub mit integriertem Netzwerkadapter (2) verbunden, an welchen ein USB-Stick (3) und der RS422/RS485-USB-Umsetzer (4) des Sensors angeschlossen sind. Die serielle Schnittstelle des Clima Sensor US ist entsprechend der Anschlussbelegung (siehe Abb. 3–9) mit dem Umsetzer verbunden. Die hierfür nötigen Leitungen werden über einen Block von Reihenklemmen (11) geführt. Dies bietet den Vorteil, dass alle sechzehn Adern des Sensors auf Klemmen aufgelegt werden können. Hierdurch liegen keine offenen Adern im Schaltkasten, was Defekte und Fehlfunktion durch eventuell auftretende Kurzschlüsse der analogen Ausgänge verhindert. Der Anschluss der Spannungsversorgung erfolgt ebenfalls über Reihenklemmen (5), welche die Spannung für das Netzteil des *myRIOs* (7) und den Trafo des Sensors (8) bereitstellen.





Nummer	Bezeichnung	Nummer	Bezeichnung
1	NI myRio	7	Netzteil 12V/DC
2	USB-Hub mit Ethernetschnittstelle	8	Trafo 24V/AC
3	USB-Massenspeichergerät	9	Stützklemmen
4	RS422/485 zu USB Umsetzer	10	Klemme mit Sicherungseinsatz
5	Reihenklemmen (Einspeisung)	11	Reihenklemmen (Anschluss Clima Sensor US)
6	Klemme mit Sicherungseinsatz		

Abb. 3–10: (1) Struktureller und (2) realisierter Aufbau des Schaltkastens der Messdatenerfassung

Da der *myRIO* mit 12 V DC Spannung und der Clima Sensor US mit 24 V AC/DC versorgt werden müssen, sind hierfür zwei separate Netzteile notwendig. Der Trafo des Clima Sensor US verfügt über keine direkten Klemmen, weshalb Stützklemmen (9) für den Anschluss des Sensors eingesetzt werden. Sowohl der Schaltkasten als auch der Sensor werden über Schmelzsicherungen in Sicherungsklemmen (6 und 10) vor Überstrom geschützt.

Zum realisierten Aufbau in Abb. 3–10 sei gesagt, dass sich im Gegensatz zum dort ebenfalls dargestellten strukturellen Aufbau unten rechts eine Schaltschrankheizung mit 50 W elektrischer Leistung und Thermostat befindet. Diese ist nachträglicht integriert worden, um den zuverlässigen Betrieb auch bei tiefen Temperaturen zu gewährleisten.

3.5.2 NI myRIO und die Programmierung der Messwertverarbeitung in *LabVIEW*

Die Messwerterfassungseinheit ist ein *myRIO* der Firma *National Instruments*. Bei diesem handelt es sich um einen Einplatinencomputer, der insbesondere für studentische Projekte entwickelt worden ist. Das Board enthält einen Mikrocontroller und ein FPGA für zeitkritische Anwendung, wodurch es sich von anderen Entwicklungsboards abhebt. Als Betriebssystem für den Computer dient Linux. Das Gerät verfügt über verschiedenste Schnittstellen, wie beispielsweise digitale und analoge Ein-/Ausgänge, einen 3D-Beschleunigungssensor, einen Audioeingang und -ausgang, Wireless LAN und USB-Ports. Für das Einlesen der Messwerte des Clima Sensor US wird nur die USB-Schnittstelle benötigt, da der vorgeschaltete RS422/RS485-USB-Umsetzer bereits eine Schnittstellenkonvertierung vornimmt. Die Konvertierung ist nötig da der *myRIO* nicht über die nötigen elektrischen Schnittstellen verfügt, um den Sensor direkt anzuschließen. Die Messwerte des Sensors werden automatisiert aber verbindungslos und ungesichert als Telegramm über die serielle Schnittstelle an den *myRIO* gesendet. Damit ist gemeint, dass aus kommunikationstechnischer Sicht keine Verbindung im Sinne: Verbindungsaufbau-Kommunikation-Verbindungsabbau erfolgt. Die Telegramme werden daher vom Sensor selbstständig und ohne vorherige Aufforderung versendet. Der konkrete Aufbau des eingesetzten Telegramms 6 ist nachfolgend ausschnittsweise dargestellt:

Position	1	2	7	8	11	12	17	18	21	22	28	29	35	36		128	136	137	145	146	147	149	150
Länge	1	5	1	3	1	5	1	3	1	6	1	6	1	6		8	1	8	1	1	2	1	1
Beispiel	<STX>	###.#	(HEX 20)	###	(HEX 20)	###.#	(HEX 20)	###	(HEX 20)	####.#	(HEX 20)	######	(HEX 20)	######		##.##.##	(HEX 20)	##:##:##	(HEX 20)	*		<CR>	<ETX>
Beschreibung	Start	Windgeschwindigkeit	Leerzeichen	Windrichtung	Leerzeichen	Temperatur	Leerzeichen	Relative Feuchte	Leerzeichen	Luftdruck	Leerzeichen	Helligkeit NORD	Leerzeichen	Helligkeit OST		Datum	Leerzeichen	Tageszeit	Leerzeichen	Identifikation für CHECK	CHECK SUM	Zeilenumbruch	Ende
Einheit		[m/s]		[°]		[°C]		[%]		[hPa]		[lux]		[lux]		[dd.mm]		[hh:mm]		*	[XOR]	<CR>	

Abb. 3–11: Ausschnitt aus dem Aufbau des Messwerttelegramms 6 des Clima Sensor US (Quelle: [26, p. 66 ff.]*)*

Die Programmierung des *myRIO* erfolgt in der grafischen Programmiersprache *LabVIEW*. Diese bietet viele vorgefertigte Programmbausteine wie beispielsweise mathematische und logische Operationen, Schleifen, IF- und CASE-Anweisungen und sequenzielle Abläufe. Die Bausteine werden über virtuelle Leitungen miteinander verknüpft, wobei die unterschiedlichen Farben für unterschiedliche Datentypen stehen (z. B. Blau ≙ Integer, Pink ≙ String und Orange ≙ Double). Das Speicherformat der Programmierung sind sogenannte Virtuelle-Instrumente (VIs). Für einen modularen Aufbau und eine übersichtliche Struktur innerhalb der

Programmierung lässt sich ein Projekt in die HauptVI und mehrere SubVIs aufteilen. Die SubVIs werden ähnlich wie in anderen Programmiersprachen durch das Hauptprogramm (HauptVI) aufgerufen. Auf diese Weise ist es auch möglich, SubVIs mehrfach zu verwenden. Nachfolgend ist beispielhaft eine SubVI aus dem Projekt der Wetterstation dargestellt (siehe Abb. 3–12). Diese dient der Bestimmung von Minimal- und Maximalwerten eines Tagesgangs. Als Eingangsgröße dient hier ein sogenanntes Cluster, welches unter anderem das Datum enthält. Ein Cluster ist dabei eine Datenstruktur, die es ermöglicht, verschiedenste Datentypen in einer Struktur zu speichern. Zusätzlich wird das Array "Array" in die SubVI übergeben, welches die Messwerte des Tages enthält. Über die vorgefertigte Funktion "Array Max & Min" werden die Werte beim Tageswechsel aus dem Array extrahiert und auf separate Variablen gespeichert.

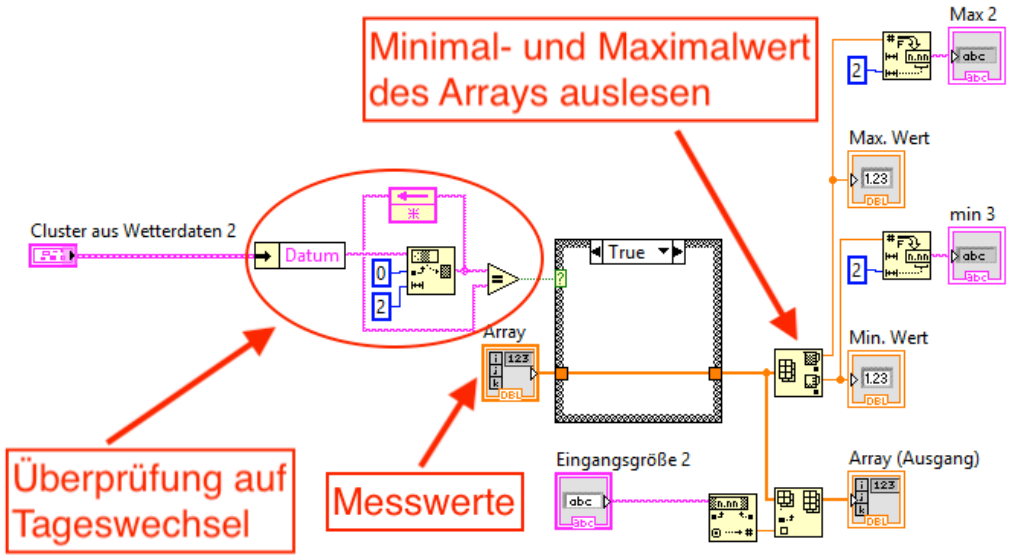
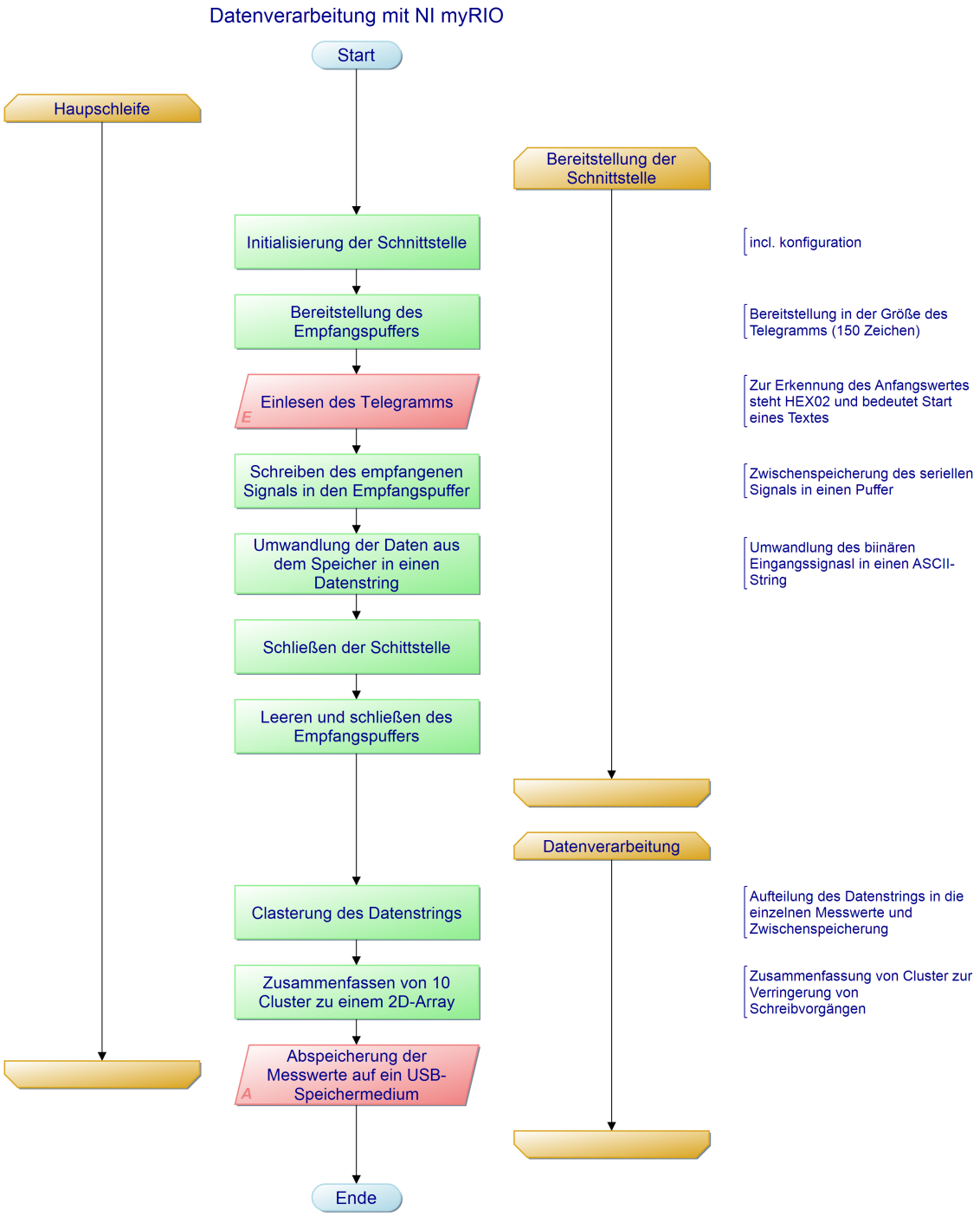


Abb. 3–12: SubVI des LabVIEW-Programms der Wetterstation zur Bestimmung von Minimal- und Maximalwerten

Zusätzlich zu den bereits aufgezeigten Bausteinen enthält die Funktionsbibliothek aber auch deutlich komplexere Funktionen wie beispielsweise die Kommunikation zu einem externen Gerät über eine serielle Schnittstelle. Diese wird hier genutzt, um das Messwerttelegramm des Sensors über die USB-Schnittstelle einzulesen. Da die Programmierung für das Einlesen und Verarbeiten des Telegramms sehr umfangreich ist und sich auf deutlich über zehn SubVIs aufteilt, wird hier auf die Darstellung des *LabVIEW*-Codes verzichtet. Stattdessen werden die Abläufe durch einen Programmablaufplan (PAP) visualisiert (siehe PAP 3-1). Der Ablauf startet mit dem Initialisieren der Schnittstelle und der Bereitstellung eines Empfangspuffers in der Größe des Messwerttelegramms. Da das Telegramm nicht in Echtzeit verarbeitet werden kann, dient der Puffer der Zwischenspeicherung nach dem Einlesen. Das Einlesen wird über eine Erkennungsroutine auf den Startwert "HEX02" gestartet. Das eingelesene Telegramm liegt zunächst in Form von binären Werten vor und wird anschließend in einen ASCII-String gewandelt. Im Anschluss daran wird die Schnittstelle für die Dauer der Verarbeitung geschlossen und der String für die weitere Verarbeitung in die zugehörige Routine übergeben. Nach der Übergabe wird der Empfangspuffer für den nächsten Einlesevorgang geleert. Im Bereich der Datenverarbeitung erfolgt im ersten Schritt eine Zerteilung des Strings in die einzelnen Messwerte. Hierfür werden die Bereiche über die Positionsangabe (siehe Abb. 3–11) aus dem Telegramm herausgeschnitten. Für eine gute Handhabung der Messdaten innerhalb des Programms werden die Messwerte anschließend in einem Cluster gesammelt. Um die Messwertspeicherung effizient zu gestalten, werden immer zehn Cluster in einem 2D-Array gruppiert, bevor der Speichervorgang startet. Der konkrete Speichervorgang sowie die beiden dafür eingesetzten Verfahren werden detaillierter im nächsten Kapitel erläutert.



PAP 3-1: einlesen, verarbeiten und speichern der Messwerte aus dem Messwerttelegramm 6 durch den myRIO

3.5.3 Speicherung der Messwerte

Die zuerst realisierte Form der Messwertspeicherung sieht vor, dass aus den erfassten und verarbeiteten Messwerten eine Datei im CSV-Format gebildet wird. Diese enthält eine Titelzeile für die eindeutige Zuordnung und wird immer zum Monatsbeginn generiert. Der Name der Datei trägt dabei sowohl Monat als auch Jahr der darin enthaltenen Messdaten. Die Speicherung der Messwerte erfolgt auf dem USB-Stick, welcher am USB-Hub angeschlossen ist. Für die Realisierung des Speicherverfahrens wird zunächst der freie Speicherplatz auf dem Speichermedium kontrolliert. Ist genug Speicherplatz vorhanden, wird geprüft ob bereits eine Datei für den aktuellen Monat vorhanden ist. Ist dies der Fall, wird die Datei geöffnet und das Array mit den aktuellen Messwerten wird an die Datei angehängt. Ist keine Datei für den

aktuellen Monat vorhanden, wird eine neue Datei erzeugt. In diese wird zunächst die innerhalb des Programms definierte Titelzeile geschrieben, bevor im Anschluss die Messwerte angehängt werden.

Da die reine Speicherung auf dem USB-Stick die Auswertung der Messdaten aufwändig macht, ist die Messwertspeicherung so erweitert worden, dass ein Fernzugriff auf den *myRIO* erfolgen kann. Hierzu ist der *myRIO* über die leitungsgebundene Netzwerkschnittstelle am USB-Hub mit einem separierten Versuchsnetzwerk verbunden. Über die IP-Adresse und das Dateisystem des Gerätes kann somit aus der Ferne auf die gespeicherten Messwerte zugegriffen werden. Vom *myRIO* wird hierbei jedoch keine direkte protokollbasierte Übertragung der Messwerte unterstützt, wodurch der Umweg über den USB-Stick gegangen wird. Das Programm ist hierfür so erweitert, dass eine zusätzliche Datei erzeugt wird, die nur die aktuellsten Messwerte enthält. Hierbei ist von Nachteil, dass der USB-Stick nur eine begrenzte Anzahl von Schreib- und Lesezugriffen besitzt und, dass über dieses Verfahren nur schwer sichergestellt werden kann, ob bereits aktualisierte Messwerte in der Datei vorliegen.

3.6 Messdatenauswertung (Hörnlein)

Die Speicherung der Messdaten im CSV-Format ermöglicht die flexible und plattformunabhängige Übertragung vom Erfassungssystem zur Auswertung auf einem beliebigen Rechner. Zur Auswertung kommt dabei die Software *CSV-Viewer* von *Ingo Wedler* zum Einsatz. Hier wird die CSV-Datei eines Monats eingelesen und mithilfe der Spalte "Datum und Uhrzeit" ein Graph über alle Messgrößen erstellt. Die Software unterstützt dabei die Darstellung von bis zu 25 Graphen zur gleichen Zeit. Die genaue Bedienung der Software sowie einige beispielhafte Auswertungen der Wetterdaten vom Juni 2016 sind in der zugehörigen Dokumentation (vgl. [40, p. 85 ff.]) enthalten. Eine genauere Erläuterung entfällt an dieser Stelle, da die erweiterte Wetterstation ein anders Konzept für die Messdatenauswertung vorsieht.

3.7 Zusammenfassung und Fazit (Hörnlein)

Dieses Kapitel hat einen Überblick über den ersten realisierten Prototyp einer campuseigenen Wetterstation gegeben. Dafür wurden ausgehend von den örtlichen Gegebenheiten die Sensorik und die zugehörige Messdatenerfassung erläutert. Im Laufe des ungefähr eineinhalb Jahre dauernden Betriebes dieser Wetterstation hatten sich jedoch einige Probleme mit der Messdatenerfassung und der eingesetzten Sensorik gezeigt. Der Clima Sensor US zeigte während seiner Betriebszeit immer wieder Auffälligkeiten bei der Erfassung des Niederschlags. Hier wurden an sonnigen Sommertagen ohne Niederschlag mitunter Niederschlagssummen von mehr als 300 Litern pro Tag erfasst, was den Wunsch nach Referenzsensorik aufkommen ließ. Zu den Problemen der Messwerterfassung gehört beispielsweise die mangelnde Eignung für tiefe Temperatur (< 0 °C), welche einen nachträglichen Einbau einer Schaltschrankheizung nach sich zog. Die außerdem nur begrenzte Stabilität im 24/7-Betrieb führte immer wieder zu unvorhersehbaren Abstürzen. Darüber hinaus sorgten die nur eingeschränkten Erweiterungsmöglichkeiten hinsichtlich einer Netzwerkanbindung für die protokollbasierte Übertragung der Messwerte zu einer externen Messdatenspeicherung dafür, dass gerade nach Ausfällen und Abstürze immer wieder Übertragungsprobleme und Datenverluste auftraten. Die mangels geeigneter elektrischer Schnittstellen nur begrenzt mögliche Anbindung zusätzlicher Sensorik, haben schließlich zur Idee einer neuen, deutlich flexibleren und für den Dauerbetrieb ausgelegten Messdatenerfassung geführt. Das folgende Kapitel 4 beschäftigt sich daher umfassend mit der Konzeptionierung und Realisierung dieser neuen Anlage inklusive der Auswahl der dafür nötigen Komponenten. Die durch den Prototyp gesammelten Erfahrungen und Anforderungen bilden dafür die Ausgangsbasis.

4 Aufbau und Funktion der erweiterten Wetterstation (Hörnlein und Kohrs)

4.1 Anforderungsanalyse und Konzept (Hörnlein)

In diesem Kapitel werden die Anforderungen an die erweiterte Wetterstation unter den Gesichtspunkten der Aufgabenstellung, der örtlichen Gegebenheiten und der Erfahrungswerte des Prototyps analysiert und daraus ein Konzept für die Realisierung erarbeitet. Die beim Dauertest der Basis-Wetterstation gesammelten Erfahrungswerte liegen unter anderem darin, dass ein zuverlässiger Dauerbetrieb mit der dort enthaltenen Messdatenerfassung aufgrund unvorhersehbarer Abstürze nicht gewährleistet werden kann und eine perspektivische Erweiterung, um zusätzliche Sensoren mangels geeigneter elektrischer Schnittstellen nur schwer zu realisieren ist. Darüber hinaus bildet die eingeschränkte Kommunikationsfähigkeit zu externen Geräten eine große Hürde für die dauerhafte Speicherung der Messdaten. Die Anforderungen an eine neue und erweiterte Wetterstation inklusive des dafür nötigen Konzepts der Energieversorgung der Anlage lauten daher:

- Nutzung vorhandener und neuer regenerativer Energieerzeuger (Photovoltaik und Windkraft) zur Energieversorgung der Anlage in Kombination mit einem Energiespeicher
- zuverlässiger und stabiler Dauerbetrieb
- Eignung für den ganzjährigen Dauereinsatz (Temperaturen < 0 °C und > 40 °C)
- Integration bestehender Sensorik (Clima Sensor US)
- Anbindung neuer Sensorik (UV-Sensor und Referenzsensorik für Wind- und Niederschlagsmessung)
- Unterstützung verschiedenster elektrischer Schnittstellen und Kommunikations-protokolle für flexible nachträgliche Erweiterbarkeit
- Ausgangsschnittstellen zur Realisierung zusätzlicher Steuerungsaufgaben (himmelrichtungsabhängige Photovoltaiktestanlage)
- Möglichkeit Messgrößen dezentral im Messfeld zu erfassen und für eine weitere Verarbeitung in den Container zu übertragen
- Visualisierung der Messwerte auf einem Display an der Messdatenerfassung
- Kommunikation zu externen Speichergeräten (Datenbanksysteme) zur dauerhaften Speicherung der Messwerte
- frei zugängliche Webdarstellung aktueller und vergangener Wetterdaten

Das ausgehend von diesen Anforderungen erarbeitete Konzept der erweiterten Wetterstation (siehe Abb. 4–1) sieht daher vor, dass die meteorologischen Größen von einer Vielzahl von Sensoren im Messfeld erfasst und über ein industrielles Kommunikationssystem in den Messcontainer übertragen werden. Dort werden die "Rohdaten" von einem für den Dauerbetrieb ausgelegten Industrie-PC verarbeitet und vorausgewertet. Anschließend folgt eine Darstellung der aktuellen Wetterdaten in Form einer Visualisierung auf dem Bildschirm des Industrie-PCs. Zusätzlich werden die erfassten und verarbeiteten Messwerte in eine Datenbank auf einem externen Server übertragen und dort dauerhaft gespeichert. Aus dieser Datenbank können die Wetterdaten auf Abruf ausgelesen und in Form von aktuellen Messwerten und einer Wetterhistorie (Messwertdiagramme) auf der zugehörigen Website dargestellt werden. Um auch die vorhandenen und die neuen regenerativen Energieerzeuger in die Anlage zu integrieren, sieht das Konzept eine Energieversorgung durch zwei Photovoltaikanlagen und eine Windenergieanlage vor. Diese speisen über Wechselrichter in das dort zu installierende Stromnetz ein. Die aktuell überschüssige Energie wird von einem Energiespeicher aufgenommen und bei Bedarf wieder abgegeben. Als weitere Absicherung für das Ausbleiben von Sonnen- und Windenergie soll ein klassischer Anschluss am Stromnetz erfolgen.

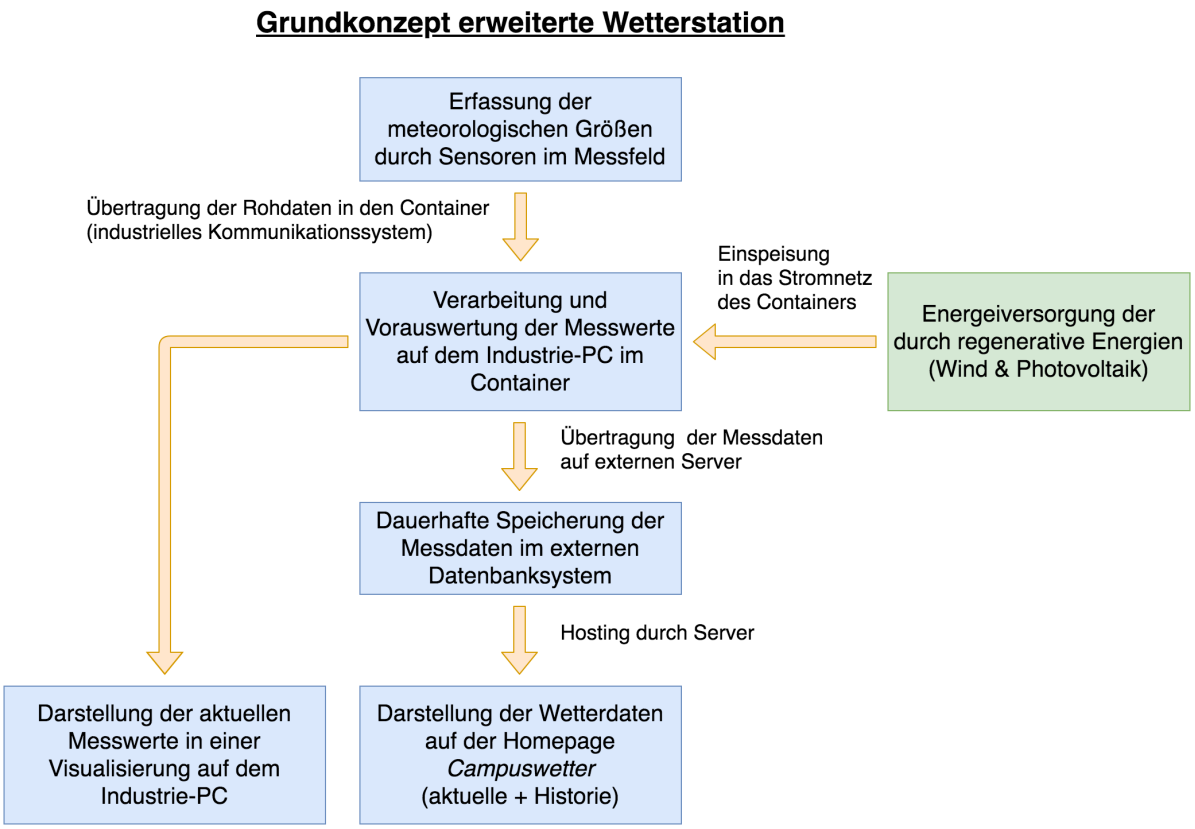


Abb. 4–1: Struktogramm Grundkonzept erweiterte Wetterstation

Die erweiterte Wetterstation soll nach diesem Konzept realisiert werden, da es alle analysierten Anforderungen vollumfänglich erfüllen kann. So stellt der Einsatz eines Industrie-PCs als Kernkomponente die ideale Lösung dar, um den geforderten zuverlässigen und stabilen Dauerbetrieb der Messstation zu gewährleisten. Darüber hinaus bietet die auf dem Computer realisierbare Soft-SPS die Möglichkeit, die bestehende und die neue Sensorik anzubinden und auszuwerten. Über ein industrielles Kommunikationssystem können die Messwerte der Sensoren dezentral eingelesen und zur Steuerung im Container übertragen werden, was den ganzjährigen zuverlässigen Betrieb auch bei widrigen Wetterbedingungen ermöglicht. Über das Schnittstellenkonzept der Industriesteuerung können flexibel nachträglich Erweiterungen durchgeführt werden und auch die Anbindung an ein nachgeschaltetes Speichersystem (Datenbank) kann realisiert werden. Von dieser Datenbank ausgehend kann dann unabhängig von der meteorologischen Messstation selbst die Webdarstellung erfolgen. Der integrierte Bildschirm des Industrie-PCs ermöglicht es außerdem, die aktuellen Messwerte zu visualisieren. Die Auswahl eines geeigneten Industrie-PCs und der zugehörigen Komponenten für den Aufbau des Kommunikationssystems und die elektrische Anbindung der Sensorik erfolgt in Kapitel 4.4.

Die ausgehend vom Grundkonzept realisierte Lösung der Messstation ist nachfolgend anhand der real verbauten Kernkomponenten in einem Struktogramm dargestellt (siehe Abb. 4–2). Das konkrete Zusammenwirken der einzelnen Komponenten wird dabei durch Verbindungspfeile visualisiert und in den Bezug der Gesamtanlage gestellt. Pfeile in der Farbe Rot stellen Energieflüsse und blaue Pfeile elektrische Messsignale der Sensorik dar. Die Farbe Grün dient der Visualisierung von Kommunikationsverbindungen. Die gestrichelten Linien stellen Verknüpfungen dar, die im Rahmen der Arbeit zwar vorbereitet aber nicht final realisiert sind.

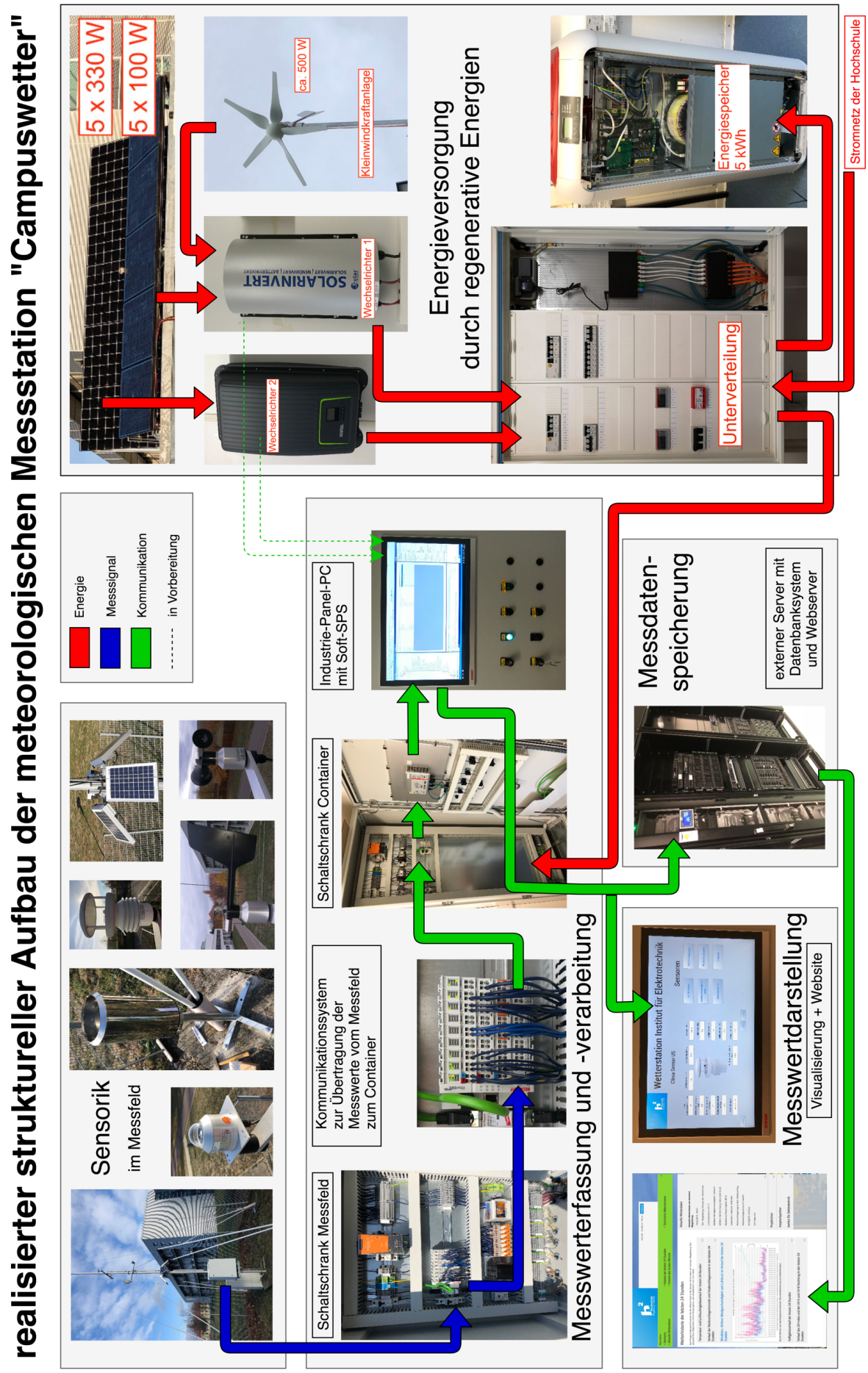


Abb. 4–2: realisierter struktureller Aufbau der meteorologischen Messstation Campuswetter

Das Struktogramm der realisierten Messstation spiegelt das vorher erarbeitete Konzept wider. Wie in der Konzeptionierung angedacht, werden die meteorologischen Größen durch verschiedene Sensoren im Messfeld erfasst. Dort werden die elektrischen Signale der Sensoren im Schaltschrank gesammelt und eingelesen, bevor die Messwerte über ein industrielles Kommunikationssystem in den Schaltschrank im Container transportiert werden. In diesem befindet sich der Industrie-PC mit Soft-SPS, welcher die Daten verarbeitet, vorauswertet und zur externen Speicherung in eine Datenbank auf einem Server überträgt. Zusätzlich erfolgt parallel eine Darstellung der Messwerte auf dem Display des Industrie-PCs. Unabhängig von der eigentlichen Messwerterfassung und -verarbeitung erfolgt die Darstellung auf der stationseigenen Homepage (*Campuswetter*), welche vom externen Server bereitgestellt wird. Die Energieversorgung der Anlage erfolgt zum Teil durch zwei Photovoltaikanlagen und eine Windenergieanlage, welche über die dargestellten Wechselrichter und die zugehörige Unterverteilung in das Stromnetz der Station und den Energiespeicher einspeisen.

Die nachfolgenden Kapitel durchschreiten den dargestellten strukturellen Aufbau der erweiterten Wetterstation von oben nach unten und gehen dabei detailliert auf die einzelnen Realisierungsschritte und Detaillösungen der Anlage ein. Zunächst wird jedoch die Konzeptionierung und Realisierung der Energieversorgung der Anlage ausgehend von den eingesetzten Komponenten und der Verknüpfung durch die Unterverteilung erläutert, da dies die Grundbasis für alle weiteren Anlagenteile bildet.

4.2 Energieversorgung und Informationstechnik (Kohrs)

4.2.1 Einleitung und Konzept

Im Rahmen der Realisierung der erweiterten Wetterstation bildet der Messcontainer mit dem dort integrierten Messwerterfassungssystem (siehe Abb. 4–3) die zentrale Einheit der Station. Um einen funktionalen, zuverlässigen und sicheren Betrieb zu ermöglich, werden sowohl die Energieversorgung als auch die Informationstechnik im Container modernisiert und erweitert. Nachfolgend ist der innere Aufbau des Containers mit den Hauptkomponenten dargestellt:

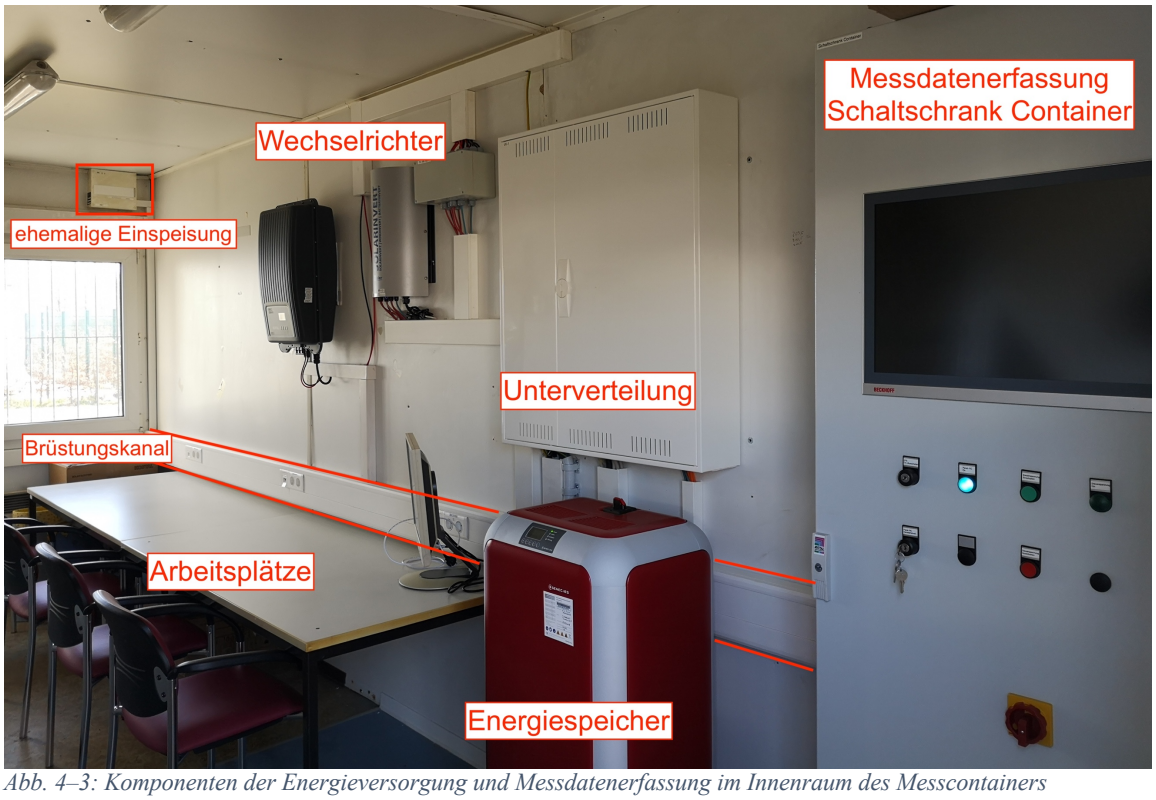


Abb. 4–3: Komponenten der Energieversorgung und Messdatenerfassung im Innenraum des Messcontainers

Der vorgefundene Ausgangszustand ist in Kapitel 3.2 und 3.3 beschrieben. Da der Messcontainer neben seiner Aufgabe als zentrale Einheit der Wetterstation temporär als Raum für studentische Laborversuche eingesetzt wird, werden dort im Rahmen der Modernisierung mehrere Arbeitsplätze eingerichtet. Das Konzept der Energieversorgung sieht vor, dass die Messstation zu einem großen Anteil durch die regenerativen Energien Photovoltaik und Windkraft versorgt wird. Diese speisen über Wechselrichter in das Stromnetz des Containers ein. Bei einem Überschuss an regenerativer Energie im Netz wird diese in einem Energiespeicher gepuffert. Bei einem Energiebedarf im Netz des Containers gibt der Speicher diese wieder ab. Um auch beim längeren Ausbleiben von Photovoltaik- und Windenergie einen zuverlässigen Betrieb zu ermöglichen, ist der Container zusätzlich über einen Festanschluss mit dem Stromnetz der Hochschule verbunden. Die Einspeisung erfolgt dabei durch den Außenverteiler hinter dem Container (siehe Abb. 3–6). Durch den Umbau von einer Versorgung über eine Anschlussdose (32-A-CEE) auf einen Festanschluss ist es jedoch nötig, eine Erdungsanlage mit Hauptpotenzialausgleichsschiene in das Konzept zu integrieren. Die elektrische Verschaltung aller eingesetzten Komponenten erfolgt in einer neu eingerichteten Unterverteilung. An die Unterverteilung sind außerdem alle Verbraucher des Containers angeschlossen. Die Unterverteilung bildet damit den zentralen Verbindungspunkt aller Komponenten der Energieversorgung. Das grundlegende Konzept der Energieversorgung ist nachfolgend in einem Struktogramm dargestellt:

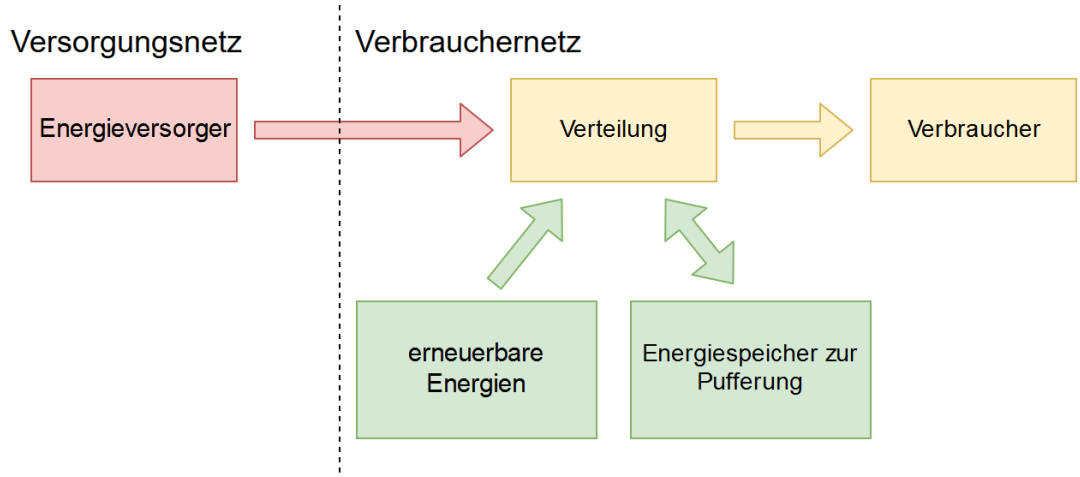


Abb. 4–4: Struktogramm Energieversorgung Messcontainer mit regenerativen Energien, Unterverteilung, Verbrauchern und Anschluss an das Netz des Energieversorgers

Im Rahmen der Modernisierung wird auch die elektrische Ausstattung des Containers erweitert. Zur vorgefundenen Grundausstattung zählen zwei Steckdosen (230 V), zwei Leuchtstoffröhren, eine elektrische Heizung (ca. 3 kW) und die Einspeisung über dem Fenster. Die ehemalige Einspeisung ist aufgrund des Festanschlusses außer Betrieb genommen. Für die Erweiterung der elektrischen Ausstattung und die Leitungsführung innerhalb des Containers, ist dieser mit Brüstungskanal ausgestattet (siehe Abb. 4–3). In diesen sind drei Doppelsteckdosen (230 V) sowie drei doppelte Netzwerkdosen für die Informationstechnik eingebaut. Diese bilden die Ausstattung für die neu eingerichteten Arbeitsplätze und sind entsprechend der Arbeitstische positioniert. Zusätzlich erhält der Container eine Außenbeleuchtung mit Bewegungsmelder und eine weitere Doppelsteckdose zur Versorgung der Informationstechnik. Im Ausgangszustand verfügt der Container über keinerlei Anbindung an Informationstechnik. Im Rahmen der Modernisierung wird daher sowohl ein klassischer Internetanschluss für die Arbeitsplätze und den Energiespeicher (siehe Kapitel 4.2.3.7) als auch eine Netzwerkverbindung für das Messwerterfassungssystem integriert. Diese sind an das IT-Netz der Hochschule angebunden. Um die Verbindung zum Messwerterfassungssystem möglichst manipulationssicher zu gestalten, sind beide Anschlüsse getrennt voneinander ausgeführt. Damit zeitgleich mehrere Internetanschlüsse zur Verfügung gestellt werden können, befindet sich im Container ein

Netzwerkswitch. Dieser ist in der Unterverteilung verbaut und ermöglicht über ein Patchfeld die Verbindung der Netzwerkdosen im Brüstungskanal mit dem Internetanschluss. Das Grundkonzept der Informationstechnik ist nachfolgend abgebildet:

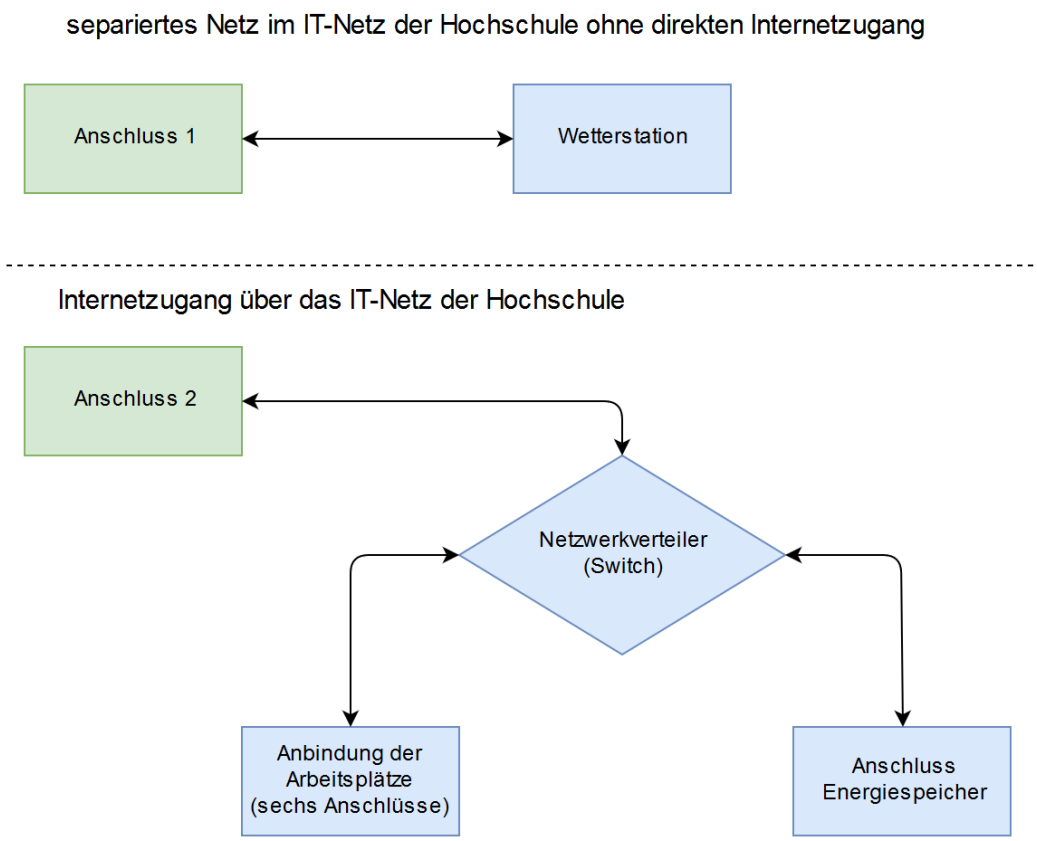


Abb. 4–5: Struktogramm Informationstechnik mit Internetanschluss über das IT-Netz der Hochschule für Arbeitsplätze und Energiespeicher sowie separierter Anschluss für die Messdatenerfassung ohne direkten Internetzugang

In den folgenden Kapiteln wird detailliert auf die verbauten Komponenten und ihre Verschaltung in der Unterverteilung eingegangen. Zunächst werden jedoch einige Rahmenbedingungen für den Aufbau einer solchen Energieversorgung wie beispielsweise die geltenden Normen aufgezeigt.

4.2.2 Normative Rahmenbedingungen und Dokumentation

4.2.2.1 Einleitung

Bei der Planung und der Errichtung elektrotechnischer Anlagen muss eine Vielzahl von Regeln, Normen und Auswahlkriterien für Komponenten eingehalten werden. Aufgrund des großen Umfangs dieser Regularien ist es nicht möglich, diese hier alle im Detail aufzuzeigen. Deshalb beschränkt sich dieses Kapitel auf die wichtigsten Kernelemente wie die eingesetzten Normen nach der *DIN VDE*. Das Kapitel beinhaltet darüber hinaus die Auswahl der nötigen elektrischen Schutzeinrichtungen, die Dimensionierung einer Leitung und die Auswahl eines Leitungstyps ausgehend von der Dimensionierung und den äußeren Randbedingungen. Den Beginn bildet jedoch der Schaltplan, da dieser das wichtigste Instrument zur Dokumentation elektrischer Anlagen darstellt. Alle für die Umsetzung berücksichtigten Normen sind dabei in Kapitel 10 tabellarisch aufgelistet.

4.2.2.2 Schaltplan der erweiterten Wetterstation

Schalt-, Übersichts- und Installationspläne sind die am weitesten verbreiteten Möglichkeiten zur Dokumentation einer elektrischen Anlage. Bei Anlagen mit geringem Umfang kommen häufig nur Übersichtspläne zum Einsatz, die die Funktionsweise der Anlage erläutern. Diese sind in der Regel nur einpolig ausgeführt und geben keine Auskunft über die konkrete Beschaltung. Bei einem größeren Umfang der Anlage bietet sich der Schaltplan an, welcher durch seine allpolige Darstellung detailliert die Be- und Verschaltung elektrischer Geräte, Bauelemente und Baugruppen aufzeigt. Diese werden gesammelt als Betriebsmittel (BM) bezeichnet. Keiner der beiden Pläne gibt jedoch Auskunft über den Einbauort der Betriebsmittel und die Verlegung der Leitungen. Hierzu werden häufig zusätzlich Installationspläne erstellt.

Aufgrund des großen Umfangs der Anlage *Campuswetter* wird die elektrische Installation durch einen allpoligen Schaltplan dokumentiert. Auf einen zusätzlichen Installationsplan der Anlage wird durch die detaillierte Dokumentation in dieser Arbeit verzichtet. Der Schaltplan kann dem Anhang A3 entnommen werden und umfasst die elektrische Energieversorgung inklusive der regenerativen Energien, die Informationstechnik und die gesamte Messdatenerfassung. Für eine gute Übersichtlichkeit ist der Schaltplan in fünf Teile gegliedert, welche jeweils durch Deckblätter voneinander getrennt sind. Der erste Teil des Schaltplans (Anhang A3.1 Schaltplanseite 2 bis 12) enthält die gesamte Unterverteilung ausgehend von der Einspeisung durch den Außenverteiler. Hierin enthalten sind die Beschaltung sämtlicher Verbraucher des Containers, die Anschlusspunkte der Wechselrichter, des Energiespeichers und der Hauptpotenzialausgleichsschiene. Der darauffolgende Teil enthält die eingesetzten regenerativen Energieerzeuger Photovoltaik und Windenergie sowie ihren Anschluss an die Wechselrichter (Anhang A3.2 Schaltplanseite 13 bis 18). Auf die regenerativen Energien folgt der Schaltschrank der Messdatenerfassung im Container, in welchem auch der realisierte Anschluss des Industrie-PCs eingezeichnet ist (A3.3 Schaltplanseite 19 bis 28). Daran anknüpfend enthält der vierte Teil den Schaltschrank im Messfeld mit allen dort angeschlossenen Sensoren der Station (Anhang A3.4 Schaltplanseite 29 bis 43). Den Abschluss bildet der Schaltplan für die Informationstechnik. Dieser enthält sowohl den Internetanschluss für die Arbeitsplätze und Energiespeicher sowie den Anschluss für die Messdatenerfassung an das nachgeschaltete Speichersystem. In diesem Schaltplan ist außerdem der Anschluss des industriellen Kommunikationssystems für die Messdatenerfassung enthalten (Anhang A3.5 Schaltplanseite 44 bis 46). Die einzelnen Schaltpläne sind innerhalb der Station in ausgedruckter Form in den zugehörigen Schaltschränken hinterlegt. Der Schaltplan der regenerativen Energien befindet sich dabei in der Schaltplantasche in der Unterverteilung. Da die einzelnen Schaltplanteile an vielen Stellen miteinander verknüpft sind, wie beispielsweise beim Anschluss der Wechselrichter an die Unterverteilung, setzt der Schaltplan auf aussagekräftige Querverweise. Diese geben in Form von Seite und Spalte die Position des elektrischen Betriebsmittels innerhalb des Schaltplans an. Jedem verwendeten Betriebsmittel ist im Schaltplan eine eindeutige Betriebsmittelkennzeichnung zugeordnet (siehe Kapitel 4.2.2.7), die innerhalb der realen Anlage in Form eines Beschriftungsschildes angebracht ist. Dies ermöglicht die eindeutige Zuordnung. Der Schaltplan wird durch eine Auflistung aller, in der Anlage verwendeten Leitungen ergänzt (siehe Anhang A4). In dieser sind unteranderem Leitungstyp, Querschnitt, Adernzahl, Farbe und Einsatzort hinterlegt.

4.2.2.3 Errichtung und Prüfung nach den geltenden Normen

Bei der elektrotechnischen Anlage des Containers handelt es sich um eine sogenannte Niederspannungsanlage. Hiermit sind per Definition alle Wechselspannung kleiner als 1000 V gemeint. Aus diesem Grund bildet die *DIN VDE 0100 - Errichtung von Niederspannungs-anlagen* die Basis für die in diesem Kapitel dargestellten Arbeiten. Im Ausgangszustand stellt der Container durch seinen Anschluss über eine 32-A-CEE Anschlussdose ein

ortsveränderliches Betriebsmittel dar. Die hiermit geltende Norm für den Betrieb und die regelmäßige Überprüfung ist die *DIN VDE 0701/0702* beziehungsweise *610* bei Ersterrichtung (vgl. [41] und [42]). Im Rahmen der Neuinstallation wird die Einspeisung über einen Steckverbinder jedoch entfernt und durch einen Festanschluss ersetzt. Durch den Umbau auf einen festen Anschluss gilt der Container als ortsfestes Betriebsmittel und damit gilt für den Betrieb und die Überprüfung die *DIN VDE 0100-600* (vgl. [43] und [44]). Die Überprüfung muss in einem Turnus von zwei Jahren wiederholt werden, um den ortungsgemäßen und sicheren Betrieb der Anlage zu gewährleisten. Gerade die Erstprüfung der Anlage schafft Rechtssicherheit für die Errichter und den Betreiber der Anlage. Zu den Überprüfungskriterien zählen unter anderem die Wirksamkeit der Schutzeinrichtungen gegen zu hohe Berührungsspannungen, der Isolationswiderstand, die Durchgängigkeit des Schutzleiters, der Spannungsfall auf der Leitung und die Auslösezeit der Fehlerstromschutzschalter. Mit dem Wechsel vom ortsveränderlichen auf ein ortsfestes Betriebsmittel gehen jedoch auch einige Änderungen in der elektrotechnischen Mindestausstattung einher. So muss beispielsweise eine Erdungsanlage mit Hauptpotenzialausgleichsschiene errichtet, an den Container angeschlossen und geprüft werden. Darüber hinaus muss unter anderem auch ein Überspannungsschutz in die Anlage integriert werden. Im Rahmen dieser Arbeit sind alle Anforderungen der *DIN VDE 0100* erfüllt, was durch eine unabhängige Prüfung mit zugehörigem Prüfprotokoll nachgewiesen ist (siehe Anhang A5). Mit der Erstprüfung ist die Anlage darüber hinaus in das Verzeichnis der elektrotechnischen Anlagen der Hochschule aufgenommen worden. Die Wiederholungsprüfung durch einen externen Gutachter wird daher automatisiert ausgelöst.

4.2.2.4 Auswahl der Schutzeinrichtungen in elektrischen Anlagen

Der Einsatz von Schutzeinrichtungen in elektrischen Anlagen ist durch die *DIN VDE 0100 Reihe 400* vorgeschrieben. Hierbei muss grundlegend zwischen dem Schutz der elektrischen Einrichtung und dem Schutz des Menschen unterschiedenen werden. Für den Schutz der elektrischen Einrichtungen wie Leitungen und Endgeräte dienen Schmelzsicherungen, Leitungsschutzschalter (LS) und Überspannungsschutzeinrichtungen (ÜSE). Schmelzsicherungen und Leitungsschutzschalter sorgen im Falle eines Überstroms für die Unterbrechung des Stromkreises und verhindern so einen Defekt an Leitungen und Endgeräten *(DIN VDE 0100-430)*. Im Gegensatz dazu schützt der Überspannungsschutz Endgeräte vor zu hohen Spannungen durch beispielsweise indirekten Blitzeinschlag. Im Rahmen dieser Niederspannungsanlage werden alle drei dieser Schutzeinrichtungen eingesetzt, um einen umfassenden Schutz aller Komponenten zu gewährleisten. Hierbei kommen klassische Schmelzsicherungen in Form eines Lasttrennschalters zum Einsatz. Dieser bietet die Möglichkeit, die gesamte Unterverteilung direkt hinter der Einspeisung spannungsfrei zu schalten und dient als Hauptsicherung des Containers. Alle weiteren Überstromschutzeinrichtungen sind Leitungsschutzschalter der Charakteristik B. Diese werden eingesetzt, da es sich innerhalb des Containers vornehmlich um Steckdosenstromkreise handelt und über diese Schutzschalter die in der *DIN VDE 0641-11* (vgl. [45]) vorgegebenen Auslösezeiten eingehalten werden. Die Auswahl des Bemessungsstroms der Schutzeinrichtung richtet sich hierbei in erster Linie nach dem Verbraucher. Kann der Verbraucher wie beispielsweise bei einer Steckdose nicht spezifiziert werden, wird von einer maximalen Leistungsaufnahme ausgegangen. Bei einer einphasigen Schutzkontaktsteckdose wie sie mehrfach im Container zum Einsatz kommt, ist diese Leistungsaufnahme mit 3,6 kW spezifiziert. Hieraus folgt dann eine Schutzeinrichtung mit einem Bemessungsstrom von 16 A. Entsprechend der Schutzeinrichtung wird anschließend der Leitungsquerschnitt für die Anschlussleitung dimensioniert. In jedem Fall ist die Schutzeinrichtung der Leitung vorgeschaltet und verhindert so einen zu hohen Stromfluss und damit die thermische Überlastung der Leitung. Zusätzlich kommt entsprechend der aktuellen Vorgabe nach *DIN VDE 0100-443* ein Überspannungsschutz zum Einsatz (vgl. [46]). All diese Schutzeinrichtungen dienen jedoch nicht dem direkten Schutz des Menschen. Zum Zweck des Personenschutzes werden Fehlerstromschutzschalter (RCD)

eingesetzt, deren Verwendung in der *DIN VDE 0100-410* (vgl. [47]) vorgeschrieben ist. Ihre Aufgabe besteht darin, den hinfließenden und den rückfließenden Strom eines elektrischen Stromkreises miteinander zu vergleichen. Unterscheiden sich die beiden Ströme in ihrer Höhe, sorgt der RCD für eine allpolige Trennung des Stromkreises. Dies ermöglicht es, den Menschen effektiv vor dem elektrischen Schlag zu schützen. Er bietet jedoch im Umkehrschluss keinen Schutz vor Überstrom, weshalb immer Kombinationen aus Überstromschutzeinrichtungen und RCDs eingesetzt werden müssen. Die Wahl des zu verwendenden Typs richtet sich nach dem Anschluss der weiteren Betriebsmittel. Am häufigsten wird hierbei der Typ A eingesetzt. Er ist für Wechselfehlerströme und pulsierende Gleichfehlerströme ausgelegt. Beim Einsatz von regenerativen Energien mit Wechselrichtern zur Netzeinspeisung müssen jedoch in Abhängigkeit der Wechselrichterart gegebenenfalls RCDs vom Typ B eingesetzt werden. Diese sogenannten allstromsensitiven RCDs detektieren zusätzlich glatte Gleichfehlerströme, welche bei speziell bei der Verwendung von trafolosen Wechselrichtern auftreten können. Durch ihre weite Verbreitung sind RCDs vom Typ A deutlich günstiger als RCDs vom Typ B. Innerhalb der Wetterstation werden nur RCDs vom Typ A verwendet, da die Hersteller der Wechselrichter diesen Typ ausdrücklich als ausreichend deklarieren (siehe Kapitel 4.2.3.6.3). Bei der Kaskadierung von Schutzeinrichtungen muss die Selektivität gewährleistet werden. Das bedeutet, dass im Fehlerfall immer die nächstübergeordnete Schutzeinrichtung greift. Dies gewährleistet eine schnelle Eingrenzung des Fehlers und ein geringeres Ausfallrisiko für andere Anlagenteile. Für die Selektivität bei Überstromschutzorganen ist somit die Auslösecharakteristik (Auslösezeit zu Nennstrom) wichtig. RCDs sollten nur zweifach kaskadiert werden. Die übergeordneten RCDs müssen zeitverzögert reagieren und vom Hersteller als selektiv gekennzeichnet sein. Im Falle dieser Anlage werden keine Fehlerstromschutzschalter kaskadiert.

4.2.2.5 Leitungsdimensionierung am Beispiel der Einspeiseleitung des Containers

Die Leitungsdimensionierung nach *DIN VDE 0298-4* (vgl. [48]) ist ein Werkzeug um ausgehend von Anforderungen wie der Spannungshöhe, der maximal auftretenden Strombelastungen unter Nennbedingungen und der Leitungslänge den nötigen Leitungsquerschnitt zu berechnen. Der nötige Leitungsquerschnitt hat dabei entscheidenden Einfluss auf den elektrischen Widerstand der Leitung. Ein hoher Widerstand einer Leitung geht mit mehreren negativen Effekten einher. Zum einen führt ein hoher Leitungswiderstand zu einem nennenswerten Spannungsabfall auf der Leitung, was zu einer Erwärmung und damit im schlimmsten Fall zu einem Brand führen kann. Ein weiterer Nachteil bei einem zu hohen Widerstand einer Leitung ist das verzögerte (oder ausbleibende) Auslösen von Schutzeinrichtungen zum Schutz vor Überstrom. Ist der Widerstand zu hoch, wird beispielsweise bei einem Kurzschluss der Nennstrom der Schutzeinrichtung nicht weit genug überschritten, um ein sofortiges Auslösen zu verursachen. Somit wird die gesamte elektrische Leistung in der Leitung umgesetzt, was wiederum zum Brand führen kann. Der Spannungsabfall auf einer Leitung muss daher in Kombination mit der Schleifenimpedanz ebenfalls bei der Prüfung nach *DIN VDE 0100-600* Vorgaben nachgewiesen werden. Aus Sicht der Verarbeitbarkeit und der Kosten ist es jedoch auch nicht sinnvoll, eine Leitung mit zu großem Querschnitt einzusetzen. Die rechnerische Leitungsdimensionierung bildet daher einen sicheren Kompromiss aus Sicherheit im Betrieb, Kosten und Verarbeitbarkeit. Eine solche Leitungsdimensionierung wird nachfolgend am Beispiel der Haupt-Zuleitung für den Container durchgeführt. Zur besseren Visualisierung dient dabei ein Ablaufdiagramm (siehe Abb. 4–6). Im Fall der Zuleitung des Containers kann der unter Punkt A zu bestimmende Belastungsstrom jedoch nur grob geschätzt werden. Aus diesem Grund ermöglicht der Ablauf der Leitungsdimensionierung auch einen Einstieg unter Punkt D. Hierfür muss die Bemessungsstromstärke der vorgeschalteten Schutzeinrichtung bekannt sein. Bei dieser handelt es sich hier um einen 32 A Leitungsschutzschalter (3-phasig), der im Außenverteiler hinter dem Container verbaut ist. Bei diesem Weg der Dimensionierung wird die Leistung der

nachfolgenden Anlage als maximal angenommen, das heißt, es wird von einem Stromfluss von 32 A je Phase ausgegangen. Mithilfe dieser Annahme wird der Querschnitt einer Ader (einer Phase) unter Zuhilfenahme von Auswahltabellen (vgl. [49, p. 145]) festgelegt. Der nötige Querschnitt für 32 A beträgt 6 mm^2 unter Annahme der maximalen Strombelastbarkeit.

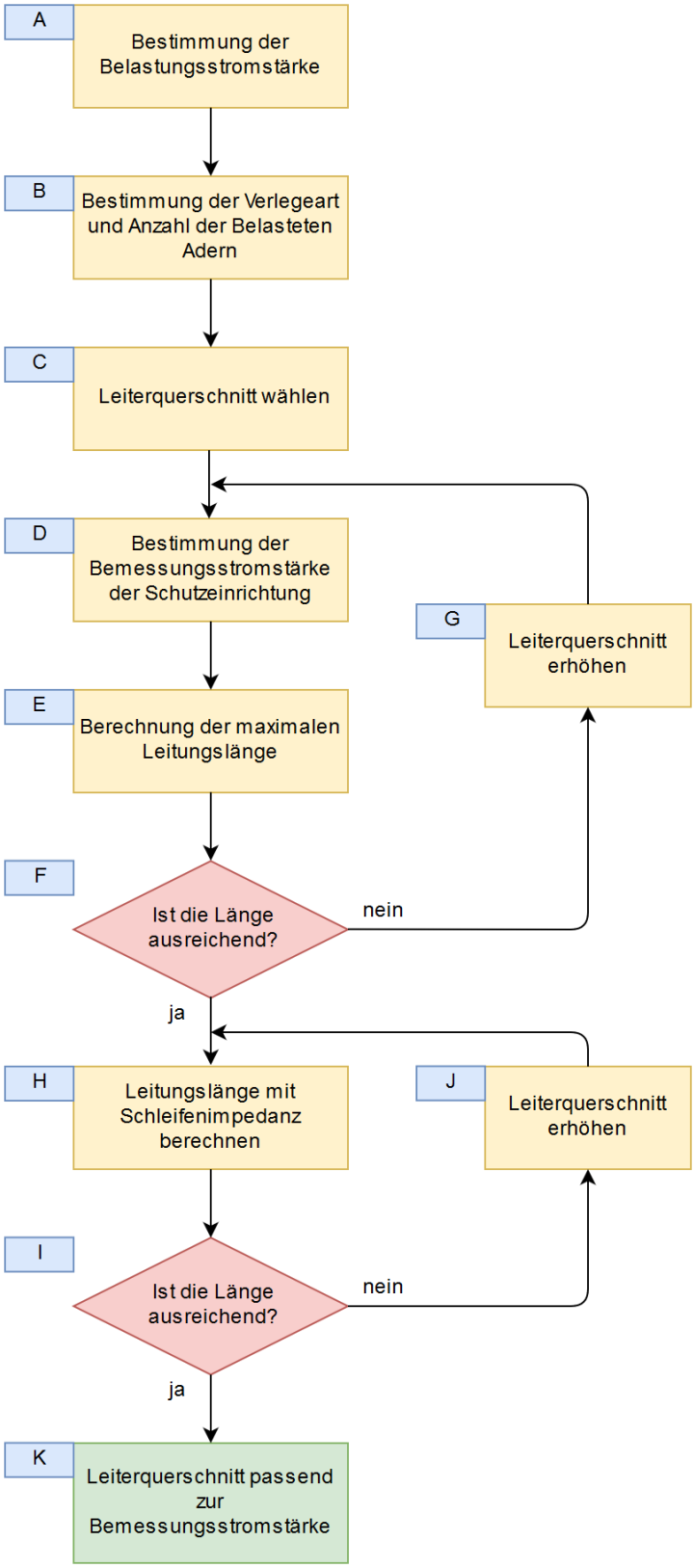


Abb. 4–6: Ablauf einer Leitungsdimensionierung ausgehend von der Belastungsstromstärke unter Berücksichtigung der Bemessungsstromstärke der Schutzeinrichtung und der maximalen Schleifenimpedanz (Quelle: [50, p. 123]*)*

Für diesen Fall ist ein Spannungsfall von 3 % bis zum weit entferntesten Punkt festgelegt. Für die separierte Zuleitung gilt dagegen ein Spannungsfall von 0,5 %. In Punkt E wird daher auf Basis des maximalen Stromflusses und des erlaubten Spannungsfalls die maximal erlaubte Leitungslänge berechnet (siehe Gl. (4–1)).

$$l_{max} = \frac{U_a * A * \kappa}{1{,}732 * I_N} \tag{4–1}$$

$L_{max} = max.\,Leitungslänge\ [m];\ U_a = Spannungsfall\ [V];\ A = Querschnitt\ einer\ Ader\ [mm^2];$
$\kappa_{CU} = Leitfähigkeit\ Kupfer\ \left(56\ \frac{MS}{m}\right); I_N = Nennstrom\ [A]$

Beim ausgewählten Adern-Querschnitt von 6 mm², einer Spannungshöhe von 230/400 V und einem maximalen Spannungsfall von 1,15 V, ergibt sich eine maximale Leitungslänge circa sieben Meter. Für den Anschluss des Containers werden jedoch nur ungefähr sechs Meter Leitung benötigt. Der maximale Spannungsfall von 0,5 % wird damit eingehalten. Schritt F ist somit erfüllt. Im Anschluss daran muss in Schritt H die Schleifenimpedanz nachgewiesen werden. Allgemein gilt, dass die Schleifenimpedanz so gering wie möglich sein muss, damit der Auslösestrom der Schutzeinrichtung im Falle eines Kurzschlusses auf der Leitung überschritten wird. Dabei ist das Auslöseverhalten der vorgeschalteten Schutzeinrichtung wichtig. Bei der Schutzeinrichtung im Außenverteiler handelt es sich um einen Leitungsschutzschalter der Charakteristik B, wodurch als Strom im Kurzschlussfall der fünffache Bemessungsstrom angenommen wird. Die maximal zulässige Schleifenimpedanz berechnet sich daher wie folgt:

$$Z_{smax} = \frac{U_0}{5 * I_N} \tag{4–2}$$

$Z_{smax} = maximale\ Schleifenimpedanz\ [\Omega];\ U_0 = Nennspannung\ gegen\ N\ [V];\ I_N = Nennstrom\ [A]$

Bei der Netzspannung von 230 V und einem Nennstrom von 32 A ergibt sich somit eine maximale Schleifenimpedanz von 1,44 Ω. Für die reale Leitung errechnet sich die tatsächliche Schleifenimpedanz mit der folgenden Formel:

$$Z_S = \frac{2 * l}{\kappa * A} \tag{4–3}$$

$Z_S = Schleifenimpedanz\ [\Omega]; l = Länge\ der\ Leitung;\ \kappa_{CU} = Leitfähigkeit\ Kupfer\ \left(56\ \frac{MS}{m}\right);\ A = Querschnitt\ einer\ Ader\ [mm^2]$

Bei einer Leitungslänge von sechs Metern beträgt die Schleifenimpedanz der Leitung 0,036 Ω. Die Schleifenimpedanz der gewählten Leitung liegt damit weit unterhalb der maximal zulässigen Schleifenimpedanz. Somit ist eine Leitung mit einem Querschnitt von 6 mm² für den Einsatz als Zuleitung des Containers vollumfänglich geeignet.

4.2.2.6 Auswahl des Leitungstyps

Bei der Auswahl einer Leitung muss zunächst zwischen einer Energie- und einer Datenleitung unterschieden werden. Hierbei hat die Energieleitung die primäre Aufgabe elektrische Energie zu einem Verbraucher zu transportieren. Die Datenleitung dagegen überträgt Informationen in elektrischer Form, hierbei werden jedoch in der Regel keine großen Leistungen übertragen. Hieraus lässt sich folgern, dass bei der Wahl einer Leitung nicht nur der reine Querschnitt eine Rolle spielt, sondern, dass auch der Anwendungsschwerpunkt und äußere Einflüsse berücksichtigt werden müssen. Hierzu zählen beispielsweise die Spannungsebene, Art der Verlegung (Aufputz, Unterputz, Schutzrohr, Erdreich), der Ort der Verlegung (innen, außen), mögliche äußere Einflüsse (Temperatur, UV, Chemikalien), die Adernzahl und die Ausführung (einadrig oder mehradrig). Diese Kriterien müssen spezifisch aus dem Anwendungsfall

abgeleitet werden. Für den Einsatz einer Leitung müssen dabei alle Kriterien erfüllt sein. Nachfolgend sind einige der Kriterien in einer Übersicht aufgelistet (siehe Abb. 4–7).

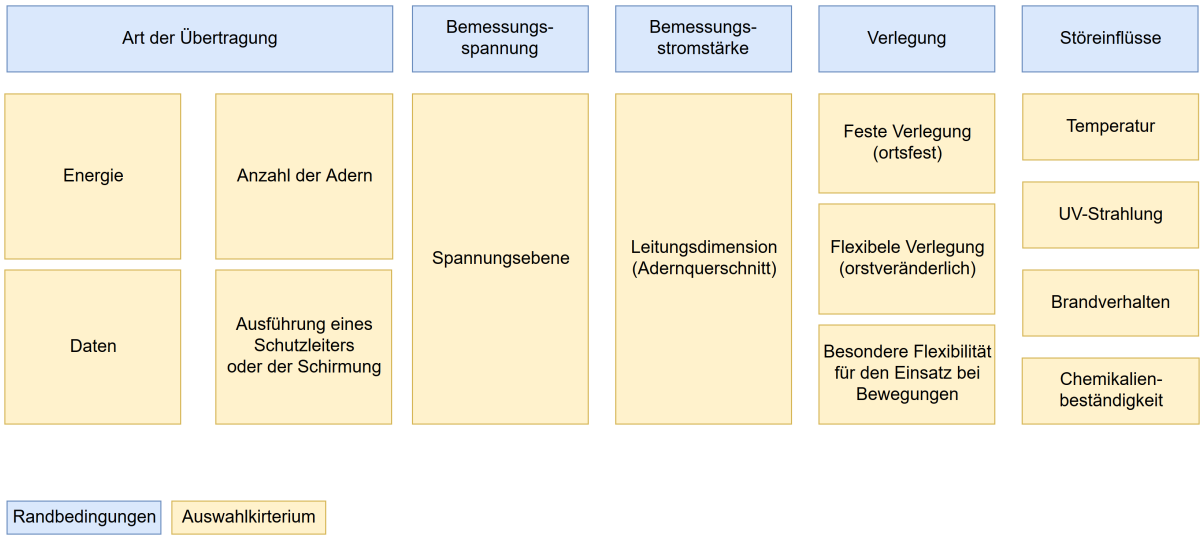


Abb. 4–7: Auswahlkriterien und Randbedingungen für die Auswahl einer Leitung (Quelle: [50]*)*

Um das Beispiel aus dem vorherigen Kapitel fortzuführen, wird hier beispielhaft die konkrete Leitung für die Einspeisung des Containers ausgewählt. Als Leitungsart wird eine Energieleitung mit 5 Adern (drei Außenleiter, ein Neutralleiter und ein Schutzleiter) benötigt, da elektrische Energie in einem TN-S-Netz übertragen wird. Bei diesem sind Neutralleiter und Schutzleiter getrennt voneinander ausgeführt. Als Mindestbemessungsspannung muss der Bereich von 300/500 V eingehalten werden, da das TN-S-Netz mit einer Spannung von 230/400 V arbeitet. Für die Festlegung des Querschnitts einer Ader dient die zuvor ausgeführte Leitungsdimensionierung, bei der zusätzlich noch Faktoren, wie zum Beispiel die Bündelung von Leitungen in einem Kabelkanal und die Umgebungstemperatur, eingerechnet werden. Der Querschnitt beträgt hier 6 mm^2. Auch bei dieser Leitung müssen einige Störeinflüsse berücksichtigt werden. Diese haben in vorliegend Anwendungsfall vornehmlich Einfluss auf den Mantel. Da die Leitung den Außenverteiler hinter dem Container mit der, sich im Messcontainer befindlichen Unterverteilung verbindet, muss mit wechselnden Umgebungstemperaturen gerechnet werden. Hierbei wird von einem, für den Standort typischen Bereich zwischen –20 °C und +40 °C ausgegangen. Die Umgebungstemperatur kommt zum Tragen, da der Mantel sowohl bei hohen als auch bei tiefen Temperaturen anfälliger für Beschädigungen wie Risse und Quetschungen ist. Durch die Verlegung im Außenbereich wird zusätzlich die UV-Beanspruchung des Mantels berücksichtigt. Die Leitung wird dabei über eine Leitungsverschraubung aus dem Außenverteiler geführt und liegt dort in einer Länge von circa 50 cm frei, bis sie über eine weitere Leitungsverschraubung in den Container eingeführt wird. Innerhalb des Containers ist die Leitung über Leitungskanäle aus Kunststoff und den Brüstungskanal zur Unterverteilung verlegt. Durch die teils enge Verlegung innerhalb des Brüstungskanals und in weiteren Leitungskanälen, kommt als Ausführung eine feindrahtige Leitung zum Einsatz. Diese ist deutlich biegsamer als eine Leitung mit festen Adern und lässt sich damit einfacher verarbeiten. Unter Berücksichtigung aller Anforderungen und Randbedingungen wird eine schwere Gummi-Schlauchleitung des Typs H07RN-F 5G6 (vgl. [34]) ausgewählt. Die Leitung ist für die Spannungsebene 450/700 V ausgelegt und enthält 5 Adern mit je 6 mm^2 Querschnitt, wovon eine als Schutzleiter dient. Diese Leitung ist sowohl für die feste Verlegung in Leitungsführungskanälen als auch für die Verlegung im Freien geeignet (vgl. [51]). Der Isolier- bzw. Mantelwerkstoff besteht aus verschiedenen Kautschukarten und darf durch seine Zusammensetzung auch dauerhaft im Außenbereich eingesetzt werden. Diese Leitung erfüllt damit vollumfänglich alle Anforderungen und bildet die ideale Wahl für die Zuleitung des Containers.

4.2.2.7 Betriebsmittelkennzeichnung elektrischer Geräte und Bauelemente

Die Beschriftung der elektrischen Geräte und Bauelemente in elektrischen Anlagen wird Betriebsmittelkennzeichnung (BMK) genannt und ist in der *DIN EN 81346-2* festgelegt. Der Begriff *elektrische Betriebsmittel* ist ein Sammelbegriff, welcher sämtliche Betriebsmittel umschreibt, die mit der Elektrizität in Verbindung gebracht werden. Dazu gehören beispielsweise Motoren, Leitungen und Kabel, Klemmstellen, Schutzeinrichtungen und Schaltgeräte. Alle verwendeten Betriebsmittel werden mit der zugehörigen BMK beschriftet und können somit eindeutig im Schaltplan identifiziert werden. Die Kennzeichnung der Betriebsmittel hält sich an die Kennbuchstaben der Objektklassifizierung (vgl. [52]). Ergänzt werden die Kennbuchstaben in der Regel durch Zahlen order Zahlenkombinationen. Häufig werden beispielsweise Schutzeinrichtungen aufsteigend nummeriert. In größeren Anlagen findet man jedoch häufig auch Nummerierungen, die die Seite und die Spalte im Schaltplan enthalten, um eine schnelle Zuordnung zu ermöglichen. Für die Nummerierung gibt es daher keine fest vorgegebenen Konventionen. Im Rahmen dieser Arbeit werden die Betriebsmittel gruppenweise durchnummeriert, das heißt Betriebsmittel, die entweder funktional oder in ihrer örtlichen Anordnung zusammengehören, werden zusammengefasst. Die für diese Anlage eingesetzten BMKs sind nachfolgend tabellarisch aufgelistet (siehe Tbl. 4–1). Zusätzlich enthält die Tabelle einen Verweis auf den Verwendungsort innerhalb des Schaltplans. Innerhalb der Anlage sind alle elektrischen Betriebsmittel mit Schildern beschriftet.

Kenn-buchstabe	Hauptaufgabe	Beispiel aus der Anlage "Campuswetter"	Verweis auf Schaltplanseite	
			Spalte	Seite/46
A	Hauptaufgabe lässt sich nicht eindeutig bestimmen	Panel-PC und Buskoppler	2	3
B	Umwandeln einer physikalischen Größe in ein Signal zur Weiterverarbeitung	Sensorik	1	42
C	Speichern von Energie	Energiespeicher	2	6
E	Heizung	Raumheizung	3	10
	Beleuchtung	Beleuchtung	4	10
F	Direktes Schützen von Personen oder Einrichtungen	Leitungsschutzschalter, RCD's und	2	7
		Überspannungsableiter	6	3
G	Erzeugen von Energie	PV-Zellen und WEA	0-9	16
K	Verarbeiten von Signalen	Schütze	2	23
		Relais	1	39
P	Darstellen von Informationen	Zähler	2	4
Q	Schalten und variiren von Energie-, Signal- und Materialfluss	Hauptschalter	0	20
R	Begrenzen ode stabilisieren von Energie- oder Materialfluss	Widerstand	7	42
S	Umwandlung manueller Betätigung in Signale	Taster	3	24
		Schlüsselschalter	2	24
T	Umwandlung von Energie	Netzteile	2	21
		Wechselrichter	1	14
W	Leiten oder Führen von Energie	Leitung/Kabel	0	3
X	Verbinden	Klemmenanordnung (Patchfeld oder Switch)	1	45
XL	Verbinden	Klemmleisten	4	4

Tbl. 4–1: Betriebsmittelkennzeichnung der Anlage Campuswetter mit Beispiel und Querverweis auf Schaltplan

4.2.3 Eingesetzte Komponenten und Anlagenteile

4.2.3.1 Einleitung

Innerhalb dieses Kapitels werden die Komponenten und Anlagenteile der Energieversorgung näher vorgestellt. Zu den hier erläuterten Komponenten zählen beispielsweise die regenerativen Energieerzeuger, die zugehörigen Wechselrichter und der eingesetzte Energiespeicher. Zusätzlich wird auch das Trägergestell für die regenerativen Energieerzeuger vorgestellt. Alle im Außenbereich befindlichen Anlagenteile sind nachfolgend dargestellt (siehe Abb. 4–8).

Ausgenommen von diesem Kapitel ist jedoch die Unterverteilung, da sie die Einzelkomponenten miteinander verknüpft und somit nicht direkt, als Komponente gewertet wird. Den Start des Kapitels bildet die Erdungsanlage mit dem zugehörigen Überspannungsschutz, welche als Schutzmaßnahmen für die weiteren Komponenten dienen.



Abb. 4–8: Komponenten und Anlagenteile der Energieversorgung im Außenbereich

4.2.3.2 Erdungsanlage und Überspannungsschutz

Erdungsanlagen dienen ausschließlich zum Schutz und der Sicherheit von elektrischen Anlagen. Mithilfe dieser Anlagen werden Erdfehlerströme und Schutzleiterströme in das Erdreich abgeleitet. In Deutschland muss in allen neuen Gebäuden ein Fundamenterder nach der nationalen Norm *DIN 18014* errichtet werden. Da der Container durch seinen Festanschluss nicht mehr als ortsveränderliches, sondern als ortsfestes Betriebsmittel gilt, muss auch dieser an eine Erdungsanlage angeschlossen sein. Da die Erdungsanlage der Laborhalle aufgrund der Entfernung für einen Anschluss nicht in Frage kommt, verfügt der Container über ein eigenständiges Erdungssystem. Beim Aufbau einer Erdungsanlage müssen verschiedene Typen unterschieden werden, hierzu zählen beispielsweise Oberflächen-, Tiefen-, Ring- und Fundamenterder. Im Fall der Wetterstation ist eine Kombination aus Tiefen-, Ring- und Oberflächenerder im Einsatz (siehe Abb. 4–9).

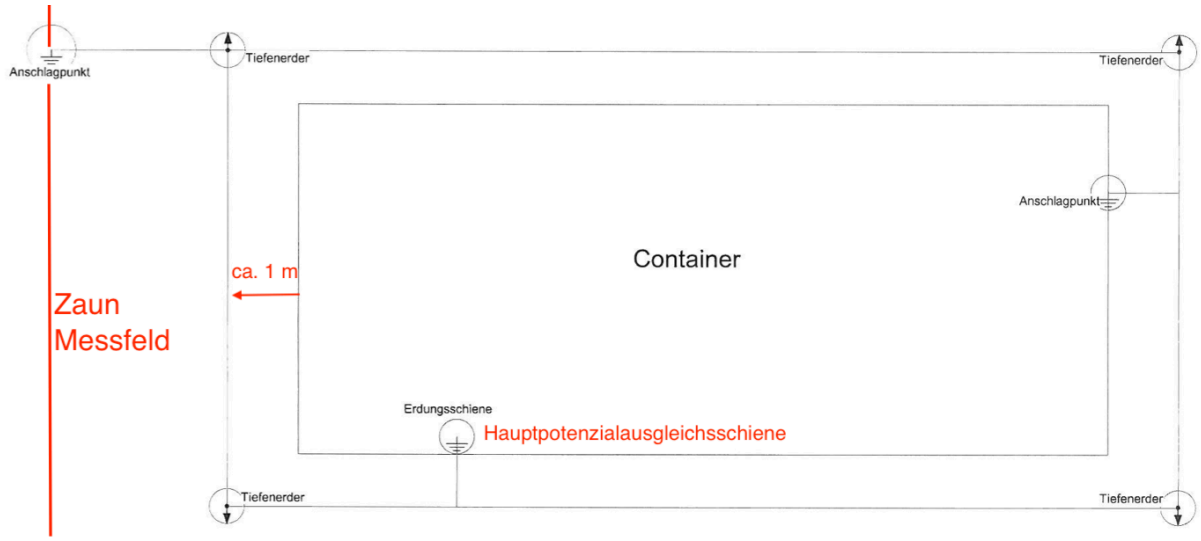


Abb. 4–9: Ausschnitt aus dem Erdungsplan des Containers mit Tiefenerdern, Ringerder, Oberflächenenerdern und Hauptpotenzialausgleichsschiene

Die Tiefenerder befinden sich mit einem Abstand von gut einem Meter zum Container an den vier Eckpunkten (siehe Abb. 4–9). Sie haben eine Länge von rund sechs Meter und sind mit ihrer gesamten Länge vertikal in den Untergrund geschlagen. Die Tiefenerder sind durch einen Ringerder in circa 0,8 Metern Tiefe miteinander verbunden (Frosttiefe Ringerder). Darüber hinaus sind mehrere Oberflächenerder verlegt, die den Container und den Zaun des Messfeldes mit dem Erdungssystem verbinden. Einer der Oberflächenerder dient als Anschluss der Hauptpotenzialausgleichsschiene innerhalb des Containers. Diese befindet sich links neben dem Schaltschrank der Messdatenerfassung. Die Erdungsanlage des Containers ist in Form eines Erdungsplans dokumentiert (siehe Anhang A9). Der gemessene Erdungswiderstand der Anlage beträgt 0,27 Ω. Dieses Ergebnis ist als sehr gut zu werten, da nach den Vorgaben der *DIN EN 62305-3* bis zu 10 Ω Erdungswiderstand als gut gelten (vgl. [53], [54] und [55]). An eine Hauptpotenzialausgleichschiene werden alle elektrischen Betriebsmittel direkt oder indirekt über die Unterverteilung angeschlossen. Zusätzlich werden auch alle größeren leitfähigen Einrichtungen wie beispielsweise Wasserrohre und Heizungsrohre mit dieser verbunden. Im Fall der Wetterstation sind an die Schiene die Unterverteilung, der Überspannungsschutz, das Metallgestell der PV-Anlagen und Windkraftanlage, sowie der Schaltschrank der Messdatenerfassung angeschlossen. Die konkrete Belegung kann dem Schaltplan entnommen werden (siehe Anhang A3 Schaltplanseite 12). Bei dem in dieser Anlage verbauten Überspannungsschutz handelt es sich um einen mehrpoligen Typ 1 + Typ 2 Kombiableiter (DSH TNS 255) des Herstellers *DEHN + Söhne GmbH und Co. Kg.*. Dieser schützt alle Verbraucher und elektrischen Einrichtungen vor dem direkten Blitzeinschlag (Typ 1) und möglichen daraus resultieren Überspannungen (Typ 2). Die sogenannten Blitzstromableiter (Typ 1) sollten auch dann eingebaut werden, wenn keine Fangeinrichtung montiert ist, da die Ableiter die Verbraucher auch vor Überspannungen durch indirekten Blitzschlag aus dem Versorgungsnetz schützen. Der Kombiableiter leitet die Überspannungen und damit einhergehenden Ströme über die Hauptpotenzialausgleichsschiene gegen Erde ab. Beim Ableitvorgang wird das Gerät zerstört und muss anschließend ersetzt werden. Der Ableiter ist in der Unterverteilung direkt hinter der Einspeisung eingebaut und soll im Falle der Wetterstation speziell die Messdatenerfassung und den Energiespeicher schützen. Da speziell die Messdatenerfassung durch ihre Kommunikationsverbindung (industrielles Bussystem) ins Messfeld mit Überspannungen durch Blitzeinschlag in den Mast beaufschlagt werden kann, sind diese Leitungen zusätzlich mit lokalen Überspannungsschutzelementen versehen. Diese befinden sich sowohl im Schaltschrank der Messdatenerfassung im Container als auch im Schaltschrank im Messfeld. Die Kombination aus Erdungssystem, Überspannungsschutz (Typ 1+2) in der Unterverteilung und dem Überspannungsschutz der Kommunikationsleitungen bildet einen umfassenden Schutz der Anlage vor direkten und indirekten Überspannungen.

4.2.3.3 Trägergestell Photovoltaik- und Windenergieanlage

Das Dach des Containers bietet keine ausreichende Stabilität für die Montage von Photovoltaikanlagen und verfügt außerdem über keine Möglichkeit für das Anbringen einer Windkraftanlage. Aus diesen Gründen ist in Kooperation mit dem Institut für Maschinenbau am Computer ein kombiniertes Trägergestell entwickelt und in seiner Stabilität simuliert worden (siehe Abb. 4–10). Um möglichst wenig Last auf die dünne Dachfläche aufzubringen, ist das Gestell mit den tragfähigen Ecken (2,5 cm Stahl) des Containers verschraubt. Die Anschraubpunkte bestehen aus 3 U-Profilen mit einer Breite von 160 mm und einem Breitflanschträger (Typ HEA) mit einer Breite von 140 mm, die vertikal am Container befestigt sind. Die drei U-Profile sind für eine hohe Gesamtstabilität jeweils mit 4 Schrauben der Größe M12 x 50 (Festigkeitsklasse 8.8) am Container verschraubt und durch Federringe vor dem ungewollten Lösen gesichert. Der HEA-Träger soll den Mast für die Windkraftanlage aufnehmen und zusätzlich die Photovoltaikanlagen tragen. Aus diesem Grund ist dieser 4,5 m lang, reicht bis zum Boden und ist mit 8 Schrauben der Größe M12 x 50 (8.8) am Container befestigt. Der Mast zur Aufnahme der Windkraftanlage ist circa sechs Meter lang und verfügt

über eine Wandstärke von 6,3 mm. Damit bietet er auch bei hohen Windlasten ausreichend Stabilität und entspricht den Vorgaben des Herstellers der Windkraftanlage (vgl. [56, p. 21]). Durch seine große Höhe ist außerdem der geforderte Mindestabstand zu umgebend Objekten und damit einhergehend die Freigängigkeit der Windkraftanlage uneingeschränkt gegeben (vgl. [56, p. 22 f.]). Der Mast ist mit sechs Mastschellen aus Flachstahl (50 x 5 mm) am HEA-Träger befestigt. Die Mastschellen sind jeweils mit zwei Schrauben der Größe M10 x 50 (8.8) mit dem Träger verschraubt und für die Geräuschreduktion mit witterungsbeständigem Hartgummi ausgekleidet.

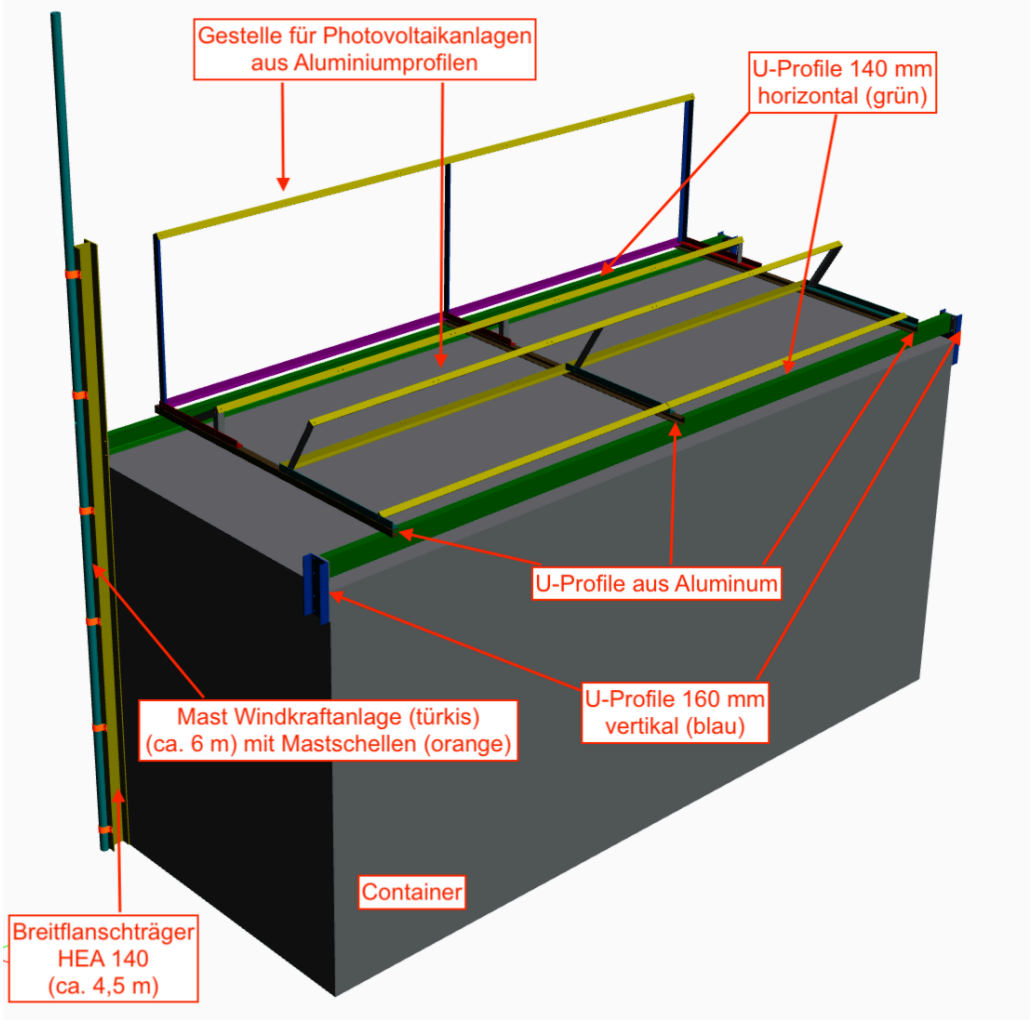


Abb. 4–10: 3D-Modell Trägergestell Container für Photovoltaikanlagen und Windkraftanlage

Zwischen den aufrechten Trägerelementen befindet sich zwei horizontale U-Profile (140 x 60 mm) mit einer Länge von knapp über sechs Metern. Diese verbinden die sich gegenüberliegenden vertikalen U-Profile und bilden so einen belastbaren Rahmen für die Photovoltaikanlagen. Auf die beiden Rahmen sind drei U-Profile aus Aluminium (50 x 50 x 5 mm) aufgelegt und jeweils mit zwei Schrauben (M12 x 40 (8.8)) befestigt. Auf den U-Profilen befinden sich dann die eigentlichen Aluminiumgestelle für die PV-Anlagen. Diese bestehen aus mehreren L-Profilen in der Größe 50 x 50 x 5, welche über Schrauben (M8 x 30) miteinander verbunden sind. Die Gestelle sind hintereinander angeordnet, damit alle Module auf dem Dach Platz finden. Das vordere Gestell ist so konstruiert, dass ein Neigungswinkel der Module von 30° erzielt wird. Die hinteren Module stehen mit einem Neigungswinkel von 60° deutlich steiler. Dies ist der Forderung geschuldet, dass die Anlagen nicht über die Dachflächen hinaus reichen. Um die nötige Gesamtstabilität bei akzeptablen Gewichtsbedingungen zu realisieren sind alle Elemente mit hoher Gewichtsbelastung aus Baustahl (S235 JR) gefertigt und für eine dauerhafte Haltbarkeit feuerverzinkt. Alle anderen Bauelemente mit weniger starker Belastung

wie beispielsweise die einzelnen Teile der Photovoltaikgestelle bestehen aus Aluminium und sind damit ebenfalls witterungsbeständig. Alle eingesetzten Befestigungsmaterialien wie Schrauben, Unterlegscheiben und Sicherungsringe sind ebenfalls feuerverzinkt. Alle Teile des Gestells sind für den Potenzialausgleich mit der Erdungsanlage verbunden. Hierfür kommen UV-beständige Einzeladern (*Helutherm 145* [57]) in den Querschnitten 6 mm² und 16 mm² zum Einsatz. Diese sind über Rohrkabelschuhe und eine Erdungsverschraubung *(Einzelheit-Z)* mit den Teilen des Gestells verbunden und werden zentral auf die Hauptpotenzialausgleichsschiene geführt.

4.2.3.4 Photovoltaikanlagen

Zur Realisierung des Energiekonzepts auf Basis regenerativer Energien werden in der Anlage des *Campuswetters* zwei voneinander unabhängige Photovoltaikanlagen betrieben. Diese sollen jedoch nicht nur der Energieversorgung dienen, sondern langfristig Untersuchungen zu Alterungsprozessen der Zellen und dem Zusammenwirken des Energieertrags mit den meteorologischen Größen ermöglichen. Um dies zu ermöglich ist die vorhandene Photovoltaikanlage des Herstellers *Solarex* auf dem Dach des Containers nach Jahren wieder in Betrieb genommen worden. Ergänzt wird diese durch eine neuere und deutlich leistungsfähigere Anlage des Herstellers *LG*. Beide Anlagen befinden sich auf der Dachfläche des Containers in südlicher Ausrichtung und sind mit ihrer Montageposition in Abb. 4–11 dargestellt. Im Folgenden werden die technischen Parameter und der Anschluss beider Anlagen im Detail erläutert.

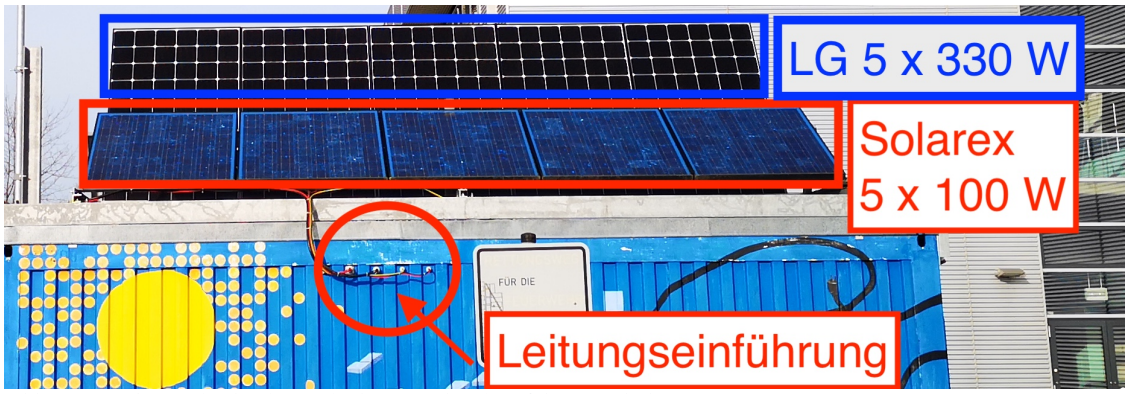


Abb. 4–11: Photovoltaikanlagen (Solarex und LG) auf dem Dach des Containers

4.2.3.4.1 Photovoltaikanlage *Solarex*

Die bereits im Ausgangszustand vorhandene Photovoltaikanlage des Herstellers *Solarex* besteht aus fünf Modulen. Bei diesen handelt es sich um polykristalline Zellen mit einer Größe von jeweils einem Quadratmeter. Die Module sind auf einem Gestell aus Aluminiumprofilen mit einem Neigungswinkel von 30° montiert. Da die Typenschilder der Module aufgrund des Alters nicht mehr lesbar sind, ist die gesamte Anlage im Rahmen dieser Arbeit elektrisch vermessen und neu dokumentiert worden. Die bei der Vermessung ermittelte maximale Leistungsabgabe jedes Moduls im MPP beträgt knapp 100 W bei einem Spannungsbereich von 17-19 V. Die Gesamtleistung der Anlage beträgt somit ungefähr 500 W. Der Anschluss am Modul erfolgt über Klemmkästen auf der Rückseite, in die Schraubklemmen integriert sind. Hiervon sind jeweils zwei auf der Rückseite jedes Moduls angebracht (siehe Abb. 4–12). Diese sind über einen Leitungsschlauch miteinander verbunden und ermöglichen es, die vier einzelnen Stränge jedes Moduls parallel oder in Reihe zu schalten (siehe Abb. 4–13). Hiermit kann die Spannungsebene der Module an den nachgeschalteten Wechselrichter angepasst werden. In diesem Fall sind die Stränge 1 und 2 sowie die Stränge 3 und 4 parallel (je 8,5 – 9,5 V) und die daraus resultierenden Stränge in Reihe geschaltet. Hierdurch ergibt sich die Modulspannung von 17 bis 19 V.

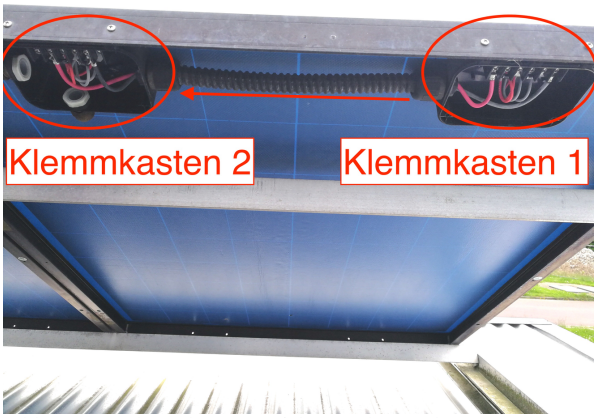


Abb. 4–12: Klemmkästen auf der Rückseite der Solarex-Module mit Verbindungsschlauch

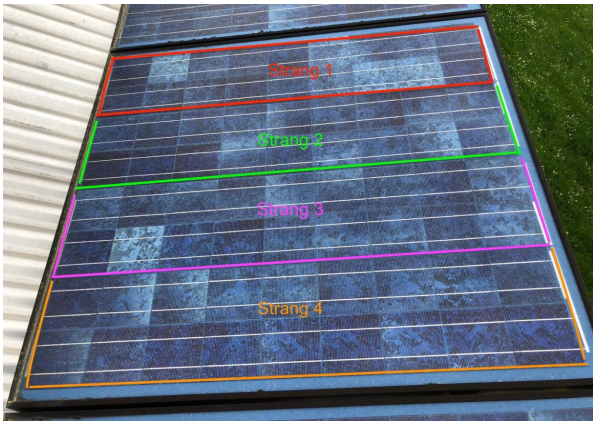


Abb. 4–13: 4 Separierte Zell-Stränge innerhalb eines Solarex-Moduls

Die Einführung der Anschlussleitungen in die Klemmkästen ist über Leitungsverschraubungen realisiert. Diese sind wasserdicht und witterungsbeständig. Der Wechselrichter für die Netzeinspeisung ist entsprechend der ermittelten Parameter der Anlage dimensioniert und sieht eine Parallelschaltung aller Module vor. Aus diesem Grund werden von jedem Modul zwei Photovoltaikleitungen mit einem Querschnitt von 6 mm^2 in den Container geführt. Die eingesetzte Photovoltaikleitung des Typs H1Z2Z2-K bietet eine dauerhafte UV- und Witterungsbeständigkeit (vgl. [58]). Darüber hinaus ist sie durch ihren doppelten Mantel enorm widerstandsfähig gegen mechanische Beanspruchungen, was sie für diesen Einsatz auszeichnet. Durch den Querschnitt von 6 mm^2 wird ein möglichst geringer Spannungsfall realisiert. Die Leitungen werden ausgehend von Klemmkästen der Module (siehe Abb. 4–14) über Leitungsverschraubungen in den Container geführt (siehe Abb. 4–11) und dort in einem Klemmkasten auf Reihenklemmen aufgelegt (siehe Abb. 4–15). In diesem Klemmkasten befindet sich auch der Anschluss der Windkraftanlage (siehe Kapitel 4.2.3.5). Über Steckbrücken sind die Klemmen der PV-Module parallel geschaltet. Ausgehend von der Parallelschaltung werden die Leitungen über Photovoltaiksicherungen und einen DC-Lasttrennschalter geführt. Der Einsatz dieser Komponenten ist nach *DIN VDE 0100-712* (vgl. [10]) notwendig, um die Anlage im Fehlerfall wie beispielsweise einem Brand, zuverlässig freischalten zu können (vgl. [59, p. 10 ff.]). Durch die Parallelschaltung treten hohe Gesamtströme von bis zu 30 A auf. Sowohl der Lasttrennschalter als auch die Sicherung sind entsprechend dieser Parameter spezifiziert. Sekundärseitig des Lasttrennschalters erfolgt der Anschluss an den Wechselrichter (siehe Kapitel 4.2.3.6). Die genaue Beschaltung kann dem Schaltplan entnommen werden (siehe Anhang A3 Schaltplanseiten 13 bis 18).

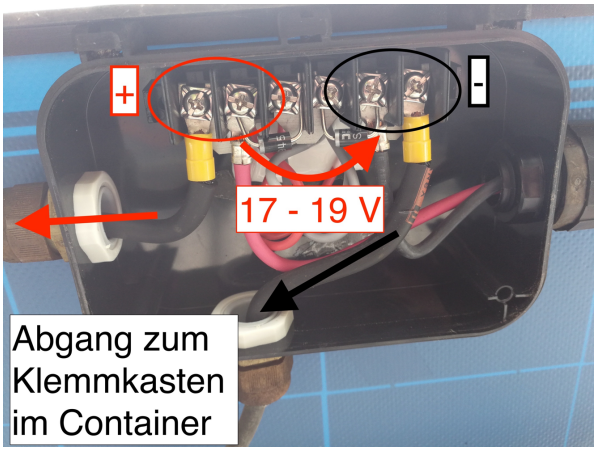


Abb. 4–14: Klemmkasten Photovoltaikmodul Solarex mit Schraubklemmen

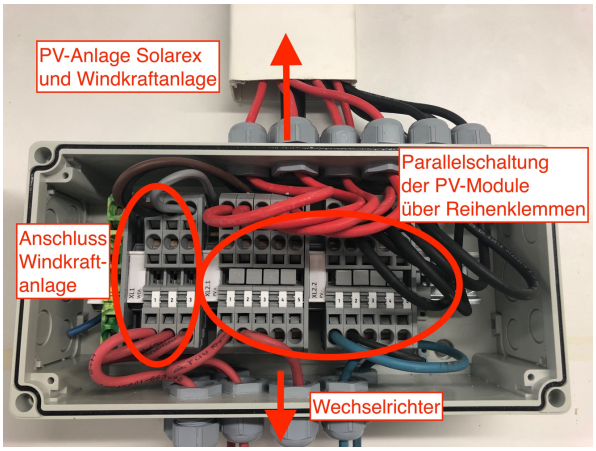


Abb. 4–15: Klemmkasten mit Reihenklemmen für Photovoltaikanlage Solarex und Windkraftanlage im Container

Für den Potenzialausgleich und um gefährliche Berührungsspannungen an den Modulkörpern zu verhindern, sind alle Module mit der Erdungsanlage des Containers verbunden. Hierzu ist eine UV-beständige Einzelader mit einem Querschnitt von 6 mm² (*Helutherm 145* vgl. [57]) von Modul zu Modul durchgeschleift und anschließend auf das Trägergestell aufgelegt. Dieses ist über eine UV-beständige Einzelader mit einem Querschnitt von 16 mm² (*Helutherm 145* vgl. [57]) an die Hauptpotenzialausgleichsschiene angeschlossen (siehe Anhang A3 Schaltplanseite 12).

4.2.3.4.2 Photovoltaikanlage LG

Die zweite Photovoltaikanlage besteht ebenfalls aus fünf Modulen. Jedes dieser Module umfasst eine Größe von ungefähr 1,7 x 1 Meter und ist damit deutlich größer als ein Modul der *Solarex*-Anlage. Bei den eingesetzten Modulen handelt es sich um monokristalline Zellen des Herstellers *LG* (*LG330N1C-A5 NeON 2,* vgl [60]) mit doppelseitiger Zellstruktur. Damit ist gemeint, dass auf der Rückseite einfallende Bestrahlung, welche beispielsweise von der Metallfassade des Laborgebäudes reflektiert wird, zum Ertrag der Zelle beitragen kann. Die maximale Leistungsabgabe der Module liegt bei 330 W, bei einer Modulspannung von knapp 34 V. Die Module sind auf einem Gestell aus Aluminiumprofilen mit einem Neigungswinkel von 60° montiert (siehe Abb. 4–16). Durch die Anordnung hinter der *Solarex*-Anlage kommt es in den Wintermonaten (November bis März) zu Verschattungen. Aufgrund der geringen Containerbreite und der Vorgabe, alle Module auf dem Dach des Containers zu montieren, lässt sich dies jedoch nicht verhindern. Im Gegensatz zu den Solarex-Modulen werden diese Module mit vorkonfektionierten Verbindungsleitungen mit Photovoltaik-Steckverbindern des Typs *MC4* geliefert (vgl. [61]). Die Leitungslänge beträgt ein Meter und ist dafür ausgelegt, alle Module in einem sogenannten String in Reihe zu schalten. Dies bietet den Vorteil eines deutlich geringeren Verdrahtungsaufwands als bei einer Parallelschaltung der Module und ermöglicht zudem geringere Leitungsquerschnitte durch geringere Stromflüsse. Darüber hinaus sind aktuell in dieser Leistungsklasse (< 2 kW) hauptsächlich Wechselrichter mit einem Stringanschluss verfügbar. Aus den genannten Gründen werden die hier eingesetzten Module über die Steckverbinder zu einem String zusammengeschaltet (siehe Abb. 4–17). Hierdurch müssen nur zwei Photovoltaikleitungen über die Leitungseinführung (siehe Abb. 4–11) in den Container geführt werden. Nachteilig ist dabei jedoch die Stringspannung von mehr als 150 V DC, welche bei unsachgemäßer Handhabung zu Sach- und Personenschaden führen kann.

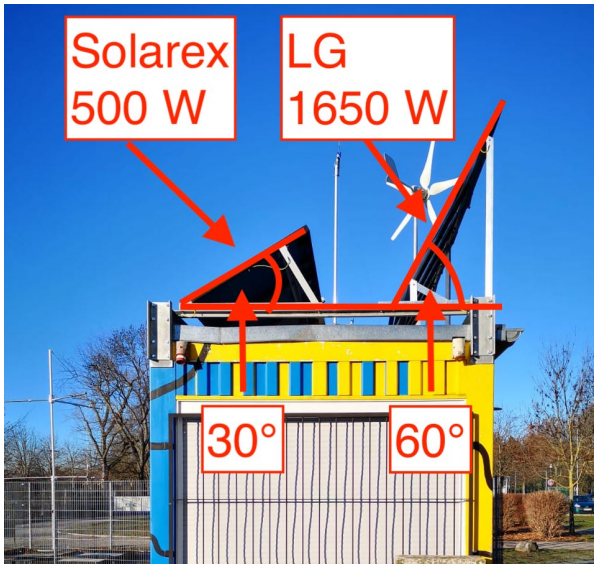


Abb. 4–16: Neigungswinkel der montierten PV-Anlagen auf dem Dach des Containers

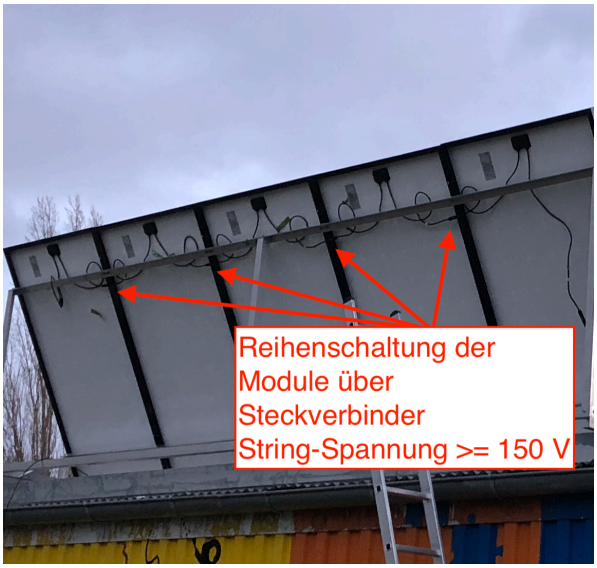


Abb. 4–17: Reihenschaltung der LG Photovoltaikmodule über Steckverbinder des Typs MC4

Aufgrund des vergleichsweise geringen maximalen Stromflusses von knapp 11 A, kommen hierfür Photovoltaikleitungen des Typs H1Z2Z2-K mit einem Querschnitt von 4 mm² zum Einsatz (vgl. [58]). Die Leitungen werden entsprechend der *DIN-VDE 0100-712* (vgl. [10]) innerhalb des Containers über eine Photovoltaik-Sicherung und einen DC-Lasttrennschalter geführt. Von dort aus sind die Leitungen über Photovoltaik-Steckerverbinder des Typs *Phoenix Contact Sunclix* an den Wechselrichter angeschlossen. Auch diese Module und das zugehörige Trägergestell sind für den Potenzialausgleich an die Hauptpotenzialausgleichsschiene angeschlossen.

4.2.3.5 Windenergieanlage

Die beiden Photovoltaikanlage werden durch eine horizontale Kleinwindkraftanlage des Herstellers *Phaesun* vom Typ *HY-400-12* (vgl. [56]) mit knapp unter 500 W maximaler Leistungsabgabe ergänzt. Die Anlage verfügt über fünf Rotorblätter aus glasfaserverstärktem Kunststoff (GFK) mit einer Gesamtspannweite von 1,55 m (siehe Abb. 4–18). Hieraus resultiert eine Anströmfläche von 1,89 m². Die Anlage ist bereits in ihrem inneren mechanischen Aufbau drehbar gelagert (siehe Abb. 4–19) und wird durch ihre Windfahne automatisch der Windrichtung nachgeführt. Im Fall der Wetterstation ist die Anlage auf einem Mast mit sechs Metern Höhe montiert, der über einen HEA140-Träger fest mit dem Container verschraubt ist. Der Mast selbst wird von Mastschellen aus Stahl gehalten, die zur Geräuschreduktion mit witterungsbeständigem Hartgummi ausgekleidet sind. Diese Konstruktion bietet auch bei Windgeschwindigkeiten von deutlich mehr als 60 km/h ausreichend Stabilität für den sicheren Betrieb der Anlage. Die Stabilität ist bereits in der Entwicklungsphase in Zusammenarbeit mit dem Institut für Elektrotechnik simuliert worden.



Abb. 4–18: horizontale Kleinwindkraftanlage am Mast des Containers



Abb. 4–19: Montage horizontale Kleinwindkraftanlage

Die Anlaufgeschwindigkeit der Anlage liegt bei circa 2 m/s. Wie die Kennlinie der Windkraftanlage zeigt (siehe Abb. 4–20), kann diese jedoch erst bei Windgeschwindigkeiten oberhalb von 6 m/s nennenswert Leitung liefern (> 100 W). Die maximale Leistung von knapp unter 500 W wird bei 14 bis 15 m/s erreicht. Bei noch höheren Windgeschwindigkeiten ist die Leistung rückläufig, was auf eine Stall-Regelung der Anlage schließen lässt. Hiermit schützt sich die Anlage vor Überdrehen und Überlast im Sturmfall. Zusätzlich lässt sich die Anlage laut Angabe im Datenblatt elektromagnetisch über das Zuschalten einer Last oder einen Kurzschluss bremsen. Beim Generator der Anlage handelt es sich um einen permanenterregten Synchrongenerator (PMA), der auf einer Spannungsebene von 12 V arbeitet. Dieser ist dreiphasig ausgeführt und kann über eine angekoppelte Anschlussmuffe mit einem

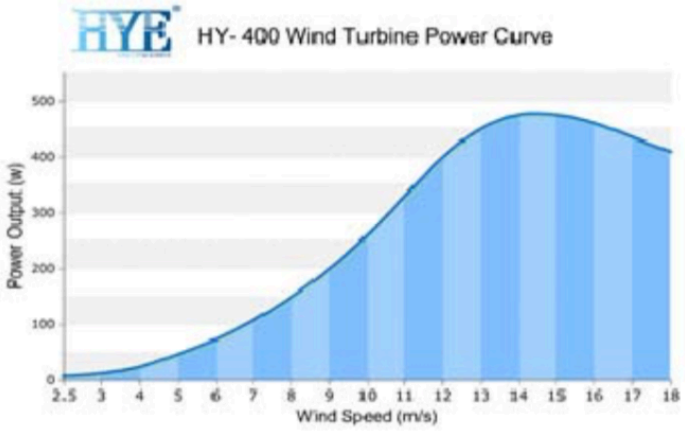


Abb. 4–20: Leistungs-Windgeschwindigkeits-Kennlinie der Kleinwindkraftanlage (Quelle: [56, p. 13]

nachgeschalteten Wechselrichter verbunden werden. Bei einer Leitungslänge von weniger als zehn Metern empfiehlt der Hersteller einen Leitungsquerschnitt von 6 mm^2. Im Fall der Wetterstation liegt die Leitungslänge bei knapp über acht Metern, wodurch eine Leitung des Typs *H07RN-F 5G6* (vgl. [34]) zum Einsatz kommt. Diese ist für den dauerhaften Außeneinsatz geeigneten und zeichnet sich durch eine hohe mechanische Belastbarkeit aus. Die Leitung enthält zwar zwei zusätzliche nichtbenötigte Adern, wird jedoch aufgrund des ökonomischen Faktors eingesetzt, da eine dreiadrige Leitung aufgrund ihrer geringen Verbreitung mit höheren Kosten verbunden ist. Da die im Lieferumfang enthaltene Anschlussmuffe an der Anlage trotz Empfehlung des Herstellers den Querschnitt von 6 mm^2 nicht unterstützt, ist diese durch eine Schrumpfmuffe für den Außenbereich ausgetauscht worden. Die Anschlussleitung der Anlage wird über die Leitungseinführung in den Container geführt (siehe Abb. 4–21) und dort im Klemmkasten auf Reihenklemmen aufgelegt (siehe Abb. 4–15). Es handelt sich hierbei um den gleichen Klemmkasten, der auch für den Anschluss der *Solarex*-Anlage genutzt wird. Hierauf wird in Kapitel 4.2.3.6 näher eingegangen. Ausgehend vom Klemmkasten wird die Anschlussleitung über ein Sicherungselement und einen AC-Lasttrennschalter geführt (siehe Anhang A3.2 Schaltplanseite 13-18). Dieser ist nötig, um den daran angeschlossenen Wechselrichter eingangsseitig spannungsfrei schalten zu können. Für den Potenzialausgleich ist der Mast über eine Mastbandschelle und eine UV-beständige Einzelader (16 mm^2) mit der Hauptpotenzialausgleichsschiene verbunden.

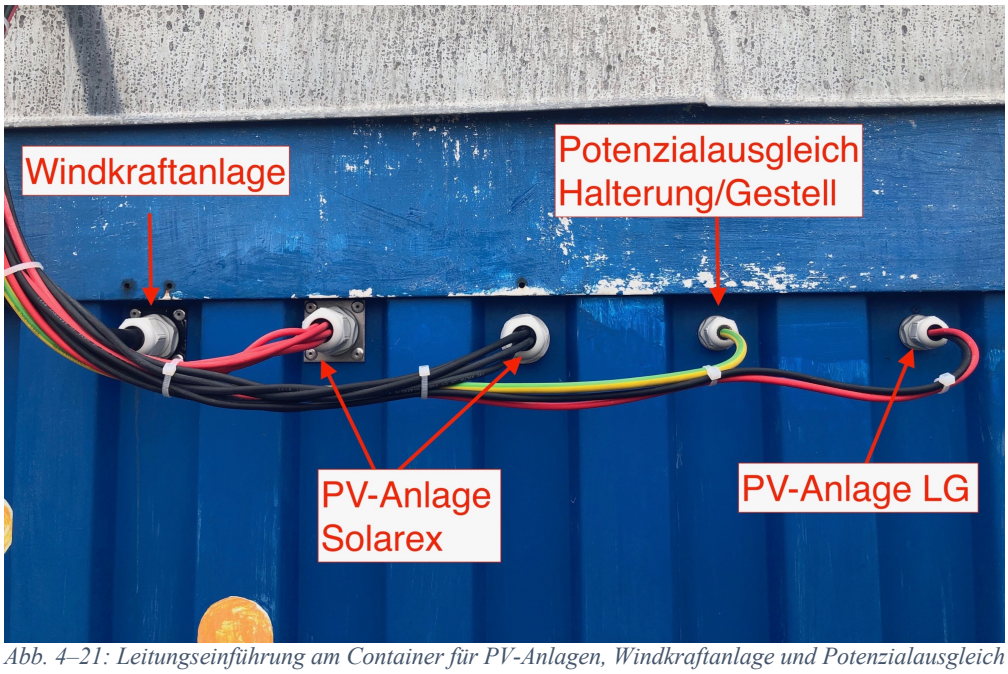


Abb. 4–21: Leitungseinführung am Container für PV-Anlagen, Windkraftanlage und Potenzialausgleich

Die Leitungseinführung in Abb. 4–21 wird hier nochmals genauer dargestellt und beschriftet, um die genaue Leitungszuordnung für eventuell nötige spätere Änderungsvorhaben zu dokumentieren.

4.2.3.6 Wechselrichter

4.2.3.6.1 Einleitung

Für die Einspeisung der regenerativen Energien aus den Solaranlagen und der Windkraftanlage sind innerhalb des Containers zwei Wechselrichter im Einsatz. Diese sind nachfolgend inklusive der zugehörigen Energieflüsse dargestellt:

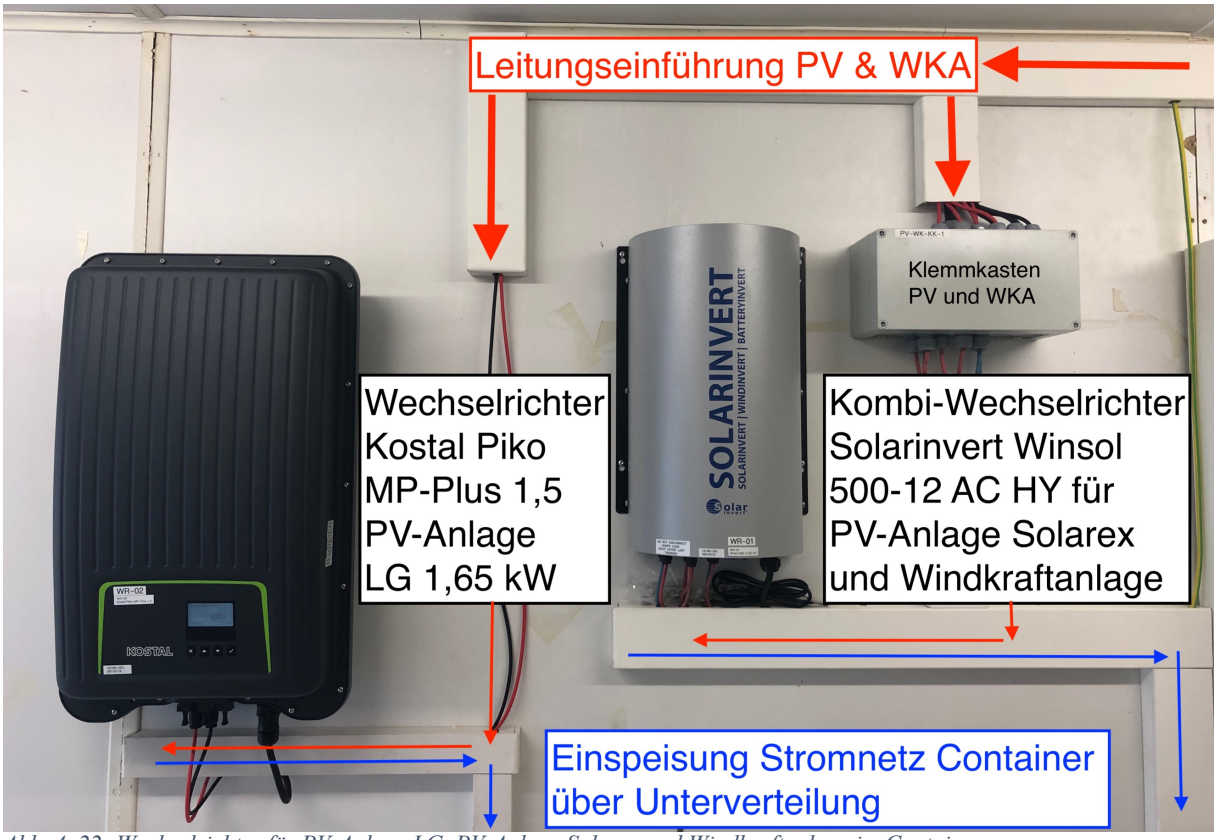


Abb. 4–22: Wechselrichter für PV-Anlage LG, PV-Anlage Solarex und Windkraftanlage im Container

4.2.3.6.2 Kombiwechselrichter - SolarInvert Winsol 500-12 AC HY

Beim *SolarInvert Winsol 500-12 AC HY* (vgl. [62]) handelt es sich um einen Kombiwechselrichter, dessen Einspeisung auf dem Netztrafo-Prinzip beruht. An diesen kann sowohl die PV-Anlage von *Solarex* mit einer Peak-Leistung von 500 W als auch die Windkraftanlage angeschlossen werden. Der Wechselrichter ist ausgehende von der selbst erstellten Dokumentation der PV-Anlage und dem Datenblatt der Windkraftanlage (vgl. [56]) eigens für die Anlage angefertigt worden. Das Funktionsprinzip dieses Wechselrichters sieht neben der reinen Netzeinspeisung vor, dass die Windkraftanlage im Falle eines Sturms und damit einhergehenden hohen Drehzahlen in die Photovoltaikmodule einspeisen kann. Diese wirken dann als Last und bremsen die Windkraftanlage ab. Um diesen Effekt zu erreichen, wird die Spannung der Windkraftanlage gleichgerichtet und mit der Photovoltaikspannung auf die gleiche Potenzialfläche geführt (siehe Abb. 4–23). Im Falle eines Sturms liegt die Spannung der Windkraftanlage dann über der der PV-Module, wodurch der Strom in die Zellen fließen kann. Ein Stromfluss von den PV-Modulen in die Windkraftanlage wird durch den Gleichrichter verhindert. Bei diesem Aufbau wird davon ausgegangen, dass ein Sturm mit hohen Windgeschwindigkeiten niemals mit einer hohen Bestrahlungsstärke einhergeht. Aus diesem Grund liegt die maximale Einspeiseleistung bei 700 W, obwohl theoretisch kombiniert bis zu 1000 W generiert werden könnten. Der Anschluss der Energieerzeuger Photovoltaik und Windenergie erfolgt an der Unterseite des Wechselrichters (siehe Abb. 4–24) über

Steckverbinder vom Typ *Tyco Solarlok* (vgl. [63]) mit einem maximalen Querschnitt von 4 mm^2. Zum Ausgleich des vergleichsweisen geringen Querschnittes bietet der Wechselrichter zwei Anschlüsse für die PV-Anlage, welche intern parallel geschaltet sind. Zur Steigerung des Querschnitts auf 8 mm^2 und damit der Verringerung des Spannungsfalls und der Verlustleistung auf der Leitung sind vom Klemmkasten ausgehend zwei parallel Leitungen zum Wechselrichter verlegt. Neben den beiden Strang-Anschlüssen für die PV-Anlage verfügt der Wechselrichter über drei *Solarlok*-Steckkontakte für die Windkraftanlage. Die Einspeisung ins Netz erfolgt einphasig über eine Leitung des Typs H07RN-F 3G1,5 (vgl. [34]), welche mit einem Steckverbinder mit Schraubverriegelung an den Wechselrichter angeschlossen ist. Diese ist für die maximale Einspeiseleistung von 700 W mehr als ausreichend dimensioniert und für den Anschluss mit einem Stecker konzipiert.

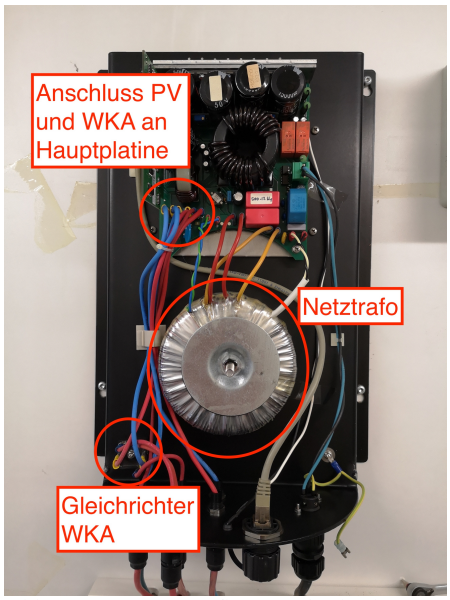


Abb. 4–23: nnerer Aufbau Wechselrichter SolarInvert mit Gleichrichter für WKA, Netztrafo und Hauptplatine

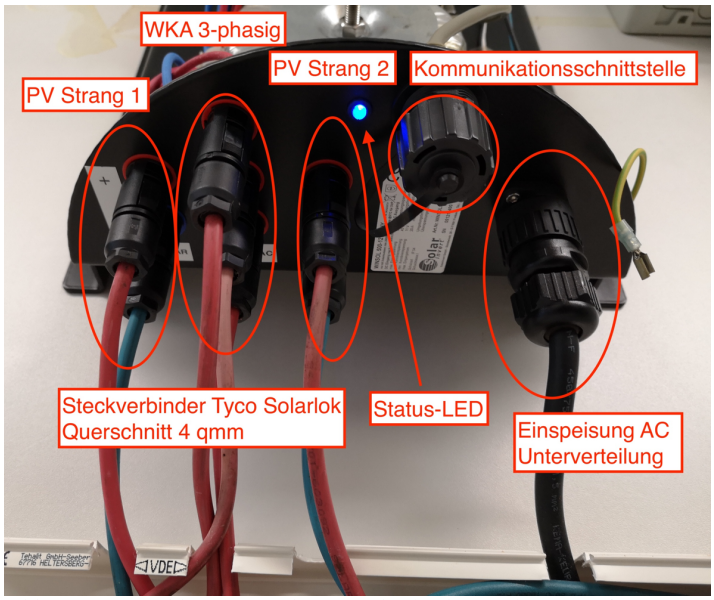


Abb. 4–24: Anschlussterminal am Wechselrichter SolarInvert für PV, WKA, Kommunikation und Einspeisung ins Stromnetz

Die genaue Belegung kann dem Schaltplan entnommen werden (siehe Anhang A3 Schaltplanseite 14). Zusätzlich zu den Anschlüssen der Energieübertragung verfügt das Gerät über eine Kommunikationsschnittstelle, welche zwei Funktionen bietet. Zum einen ist es über die Schnittstelle möglich, ein Datenerfassungssystem anzubinden und aktuelle interne Messwerte wie Modulspannung, DC-Leistung, eingespeiste AC-Leistung und Energieertrag auszulesen (siehe Kapitel 4.3.8.2). Darüber hinaus lässt sich der Wechselrichter über ein beiliegendes USB-Wartungskabel mit einem Computer verbinden. Hierfür stellt der Hersteller eine Software (*SolarInvert Control Center*) für die Konfiguration und das Auslesen der aktuellen Messwerte und Parameter bereit. Diese ermöglicht es, auch ein Softwareupdate für den Wechselrichter durchzuführen. Aufgrund der umfangreichen Dokumentation zur Nutzung dieser Software wird auf eine detailliertere Beschreibung an dieser Stelle verzichtet (vgl. [64]).

4.2.3.6.3 Wechselrichter Photovoltaikanlage - Kostal Piko-MP-Plus 1.5

Der *Kostal Piko-MP-Plus 1.5* (vgl. [65]) dient als Wechselrichter für die Photovoltaikanlage des Herstellers *LG* mit einer maximalen Leistungsabgabe von 1,65 kW. Es handelt sich bei diesem um einen trafolosen Wechselrichter, welcher über keine galvanische Trennung zwischen DC- und AC-Seite verfügt. Der Wechselrichter verfügt jedoch über eine interne Fehlerstromüberwachung, wodurch trotzdem ein RCD des Typs A ausreichend ist (vgl. [66, p. 31]. Der Wechselrichter verfügt über einen MPP-Tracker mit einem Stringanschluss, wodurch alle Module der Anlage in Reihe zu einem String zusammengeschaltet werden. Da in diesem

Fall fünf Module mit einer Modulspannung von circa 34 V verbaut sind, beläuft sich die Eingangsspannung auf mehr als 150 V. Der Anschluss der PV-Anlage an den Wechselrichter erfolgt an der Unterseite (siehe Abb. 4–25) über Photovoltaik-Steckverbinder des Typs *Phoenix Contact Sunclix* (vgl. [67]), welche werkzeuglos installierbar sind (Federzugklemmen). Auf der Unterseite befindet sich darüber hinaus ein DC-Lasttrennschalter zur Abtrennung der PV-Zellen. Dort befindet sich außerdem der Anschluss für die einphasige Einspeiseleitung (H07RN-F 3G1,5 vgl. [34]), welche mittels Steckverbinder angeschlossen ist. Darüber hinaus verfügt das Gerät über mehrere Kommunikationsschnittstellen und kann über die Schnittstellen eine Webseite mit aktuellen Systemparametern bereitstellen. Über die Kommunikationsschnittstellen ist außerdem eine Anbindung an das Messwerterfassungssystem denkbar (siehe Kapitel 4.3.8.3), welche im Rahmen der Arbeit jedoch nicht realisiert worden ist. Der genaue elektrische Anschluss kann dem Schaltplan entnommen werden (siehe Anhang A3 Schaltplanseite 17). Für die direkte Visualisierung der Systemparameter wie beispielsweise Ausgangsleistung, Modulspannung, Tageshöchstleistung und Ertrag des Tages verfügt das Gerät über ein Display auf der Vorderseite (siehe Abb. 4–26). Die angezeigten Parameter können über die darunter angeordneten Tasten variiert werden. Über das Display wird auch die Erstinbetriebnahme des Geräts durchgeführt (vgl. [66]).

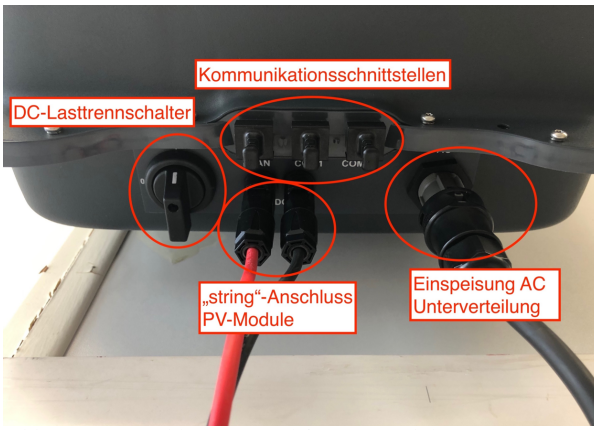


Abb. 4–25: Anschlussterminal für PV-Module, Kommunikationsschnittstellen, Einspeisung und DC-Lasttrennschalter des Kostal Piko-MP-Plus 1.5

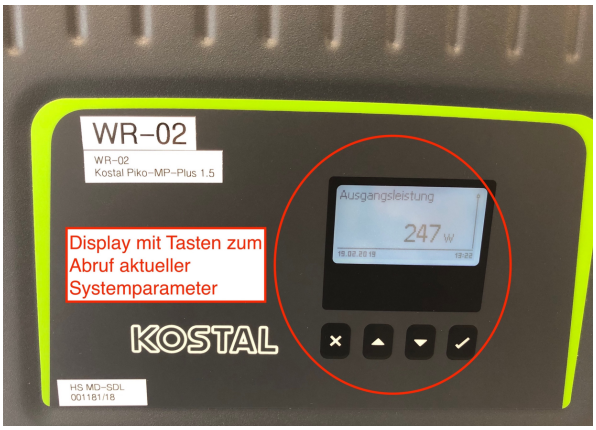


Abb. 4–26: Vorderseite Kostal Piko-MP-Plus 1.5 mit Display und Tasten zum Abruf der Systemparameter

4.2.3.7 *Energiespeicher – Senec.Home Li 5.0*

Der Energiespeicher der Anlage verfügt über eine Speicherkapazität von 5 kWh und dient dazu, die nicht direkt verbrauchte Energie der Photovoltaik- und Windenergieanlagen zu speichern. Die gespeicherte Energie kann dann beim Ausbleiben von Sonnen- und Windenergie genutzt werden, um den Energieverbrauch im Container (Hausverbrauch) zu decken. Im Fall der Wetterstation bietet der Energiespeicher die Möglichkeit, eine weitgehende Autarkie herzustellen. Somit ist es möglich, die direkten Verbraucher wie beispielsweise den Schaltschrank der Messdatenerfassung im Container ohne Netzbezug mit Energie zu speisen. Dies ist jedoch nur in den Sommermonaten möglich, in denen der Container nicht durch die elektrische Heizung beheizt werden muss. Bei dem hier eingesetzten Gerät handelt es sich um den *Senec.Home Li 5.0* Lithium-Ionen-Speicher des Herstellers *Senec GmbH* (vgl. [68]). Das Gerät ist kompakt gebaut (1.125 x 530 x 406 mm) und wiegt in dieser Ausstattungsvariante mit 5 kWh Kapazität circa 100 kg. An der Vorderseite ist ein Display mit Bedientasten und Status-LEDs verbaut (siehe Abb. 4–27). Diese geben Auskunft über den aktuellen Betriebszustand (z. B. Laden, Entladen, Passiv). Der Hersteller setzt auf ein modulares Speicherkonzept, das heißt, das Grundgerät wird je nach Anforderungen mit einer variablen Anzahl von Lithium-Ionen-Modulen bestückt (siehe Abb. 4–28). Jedes Modul verfügt über circa 2,5 kWh Speicherkapazität. Maximal können vier dieser Module eingesetzt werden. Hierdurch lässt sich die Gesamtkapazität zwischen 2,5 und 10 kWh variieren.

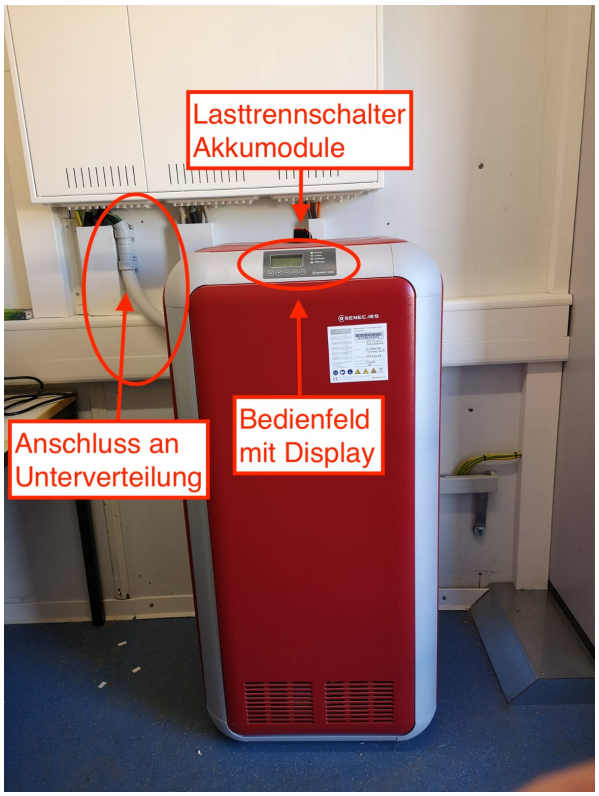


Abb. 4–27: Senec Home Li 5.0 (Vorderseite) mit Bedienfeld, Lasttrennschalter und Anschluss an die Unterverteilung

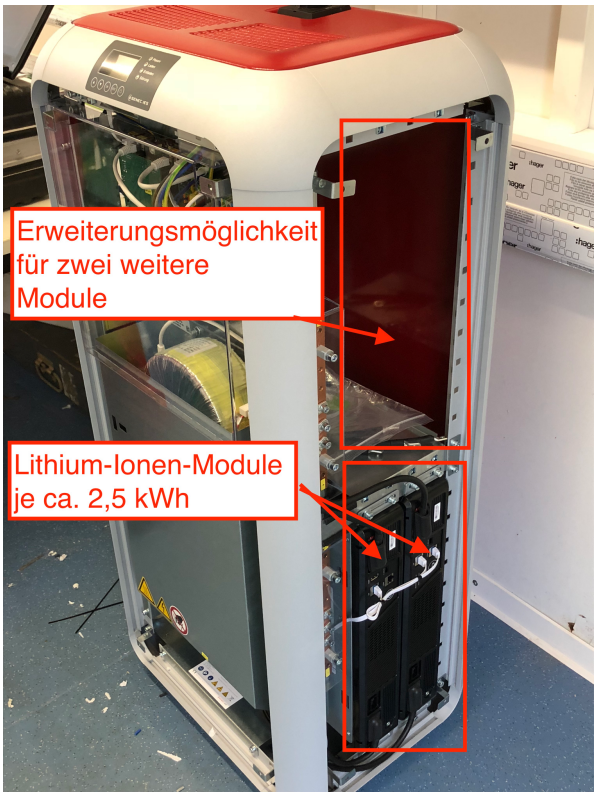


Abb. 4–28: Senec Home Li 5.0 (Seitenansicht geöffnet) mit Lithium-Ionen-Modulen

Im hier vorliegenden Fall sind zwei Module verbaut. Auf der Oberseite befindet sich ein Lasttrennschalter, welcher es ermöglicht, die eingesetzten Module im Fehlerfall DC-seitig abzukoppeln. Das Gerät ist über eine Leitung des Typs H07RN-F 5G2,5 (vgl. [34]) an die Unterverteilung angeschlossen. Diese kommt hier zum Einsatz, da das Gerät dreiphasig arbeitet und mit 16 Ampere abgesichert ist. Diese Leitung bietet im Gegensatz zu einer festen Anschlussleitung darüber hinaus den Vorteil, dass sich das Gerät bei Bedarf einfach verschieben lässt. Das Gerät wird mit zwei sogenannten Energieflussrichtungssensoren (EnFluRis) geliefert, welche in die Unterverteilung integriert werden müssen. Bei diesen

handelt es sich um Energiezähler. Einer der beiden EnFluRis sitzt dabei aus elektrischer Sicht genau am Einspeisepunkt der Unterverteilung und ermittelt die, in das Netz hineinfließende und die aus dem Netz herausfließende Energie (siehe Abb. 4–29). Der Andere sitz direkt vor den Verbrauchern und ermittelt so den Hausverbrauch. Zwischen den beiden EnFluRis sind die Wechselrichter der regenerativen Energieerzeuger angeordnet. Der Energiespeicher selbst befindet sich in der elektrischen Anordnung hinter den beiden EnFluRis parallel zu den Verbrauchern. Die beiden EnFluRis sind zur Kommunikation über Netzwerkleitungen mit dem Energiespeicher verbunden. Über die beiden Sensoren kann der Energiespeicher das Netz überwachen und den Energiefluss regeln. Die genaue Funktionsweise wird im Laufe dieses Kapitels genauer erläutert. Die Art des hier eingesetzten Speichersystems wird als Nulleinspeiser bezeichnet. Das bedeutet, dass die Erzeugungsanlage ausschließlich ins Hausnetz und bilanziell nicht ins öffentliche Netz einspeist. Sichergestellt wird dies durch die Verwendung der EnFluRis (vgl. [12]).

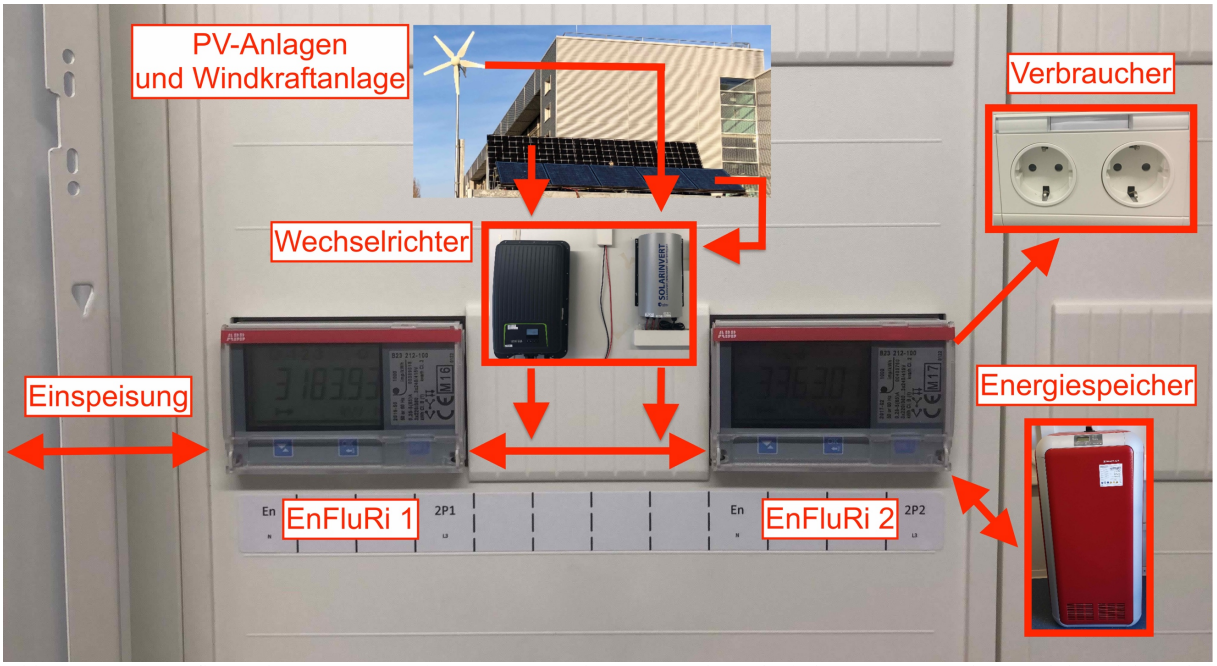


Abb. 4–29: Energieflussrichtungssensoren (1: Einspeisepunkt 2: vor Verbraucher) des Energiespeichers und ihre elektrische Position innerhalb des Stromnetzes der Wetterstation

Der Energiespeicher benötigt eine dauerhafte Internetverbindung, da hierüber zyklisch (ca. alle 10 min) Informationen zu den aktuellen Betriebsparametern bereitgestellt werden. Innerhalb dieser Datenübertragung werden Informationen an den Hersteller des Hauptgeräts und an den Hersteller der Lithium-Ionen-Module (*Sanyo Electric Co., Ltd.*) gesendet. Hierzu zählen beispielsweise der aktuelle Ladestand der Akkumodule, die Modulspannung und der Betriebszustand. Fällt die Internetverbindung aus, geht der Energiespeicher in den Betriebszustand "Störung" über und stellt jegliche Netzaktivität ein. Zusätzlich zum reinen Austausch von Betriebsparametern wird die Internetverbindung für die Fernwartung durch den Installateur (*ETS-Elektro-Heizung-Sanitär-GmbH Magdeburg*) benötigt. Dieser kann eine Verbindung zum Gerät aufbauen, um Wartungsarbeiten durchführen und den Speicher im Fehlerfall abschalten. Der Hersteller des Speichers bietet basierendend auf den zyklisch ausgetauschten Betriebsparametern ein Onlineportal an, über das aktuelle Statuswerte und eine Historie in Form von Diagrammen abgerufen werden können. Der Zugang zu diesem Portal kann dem Anhang entnommen werden (siehe A6). Die Statusseite bildet die Startseite des Onlineportals. Dort werden aktuelle Messwerte und Tageswerte in Form von Kacheln dargestellt. Die Kacheln geben die Möglichkeit, Tagesverläufe und die Historie in Form von Diagrammen abzurufen. Die genaue Bedeutung der Kacheln und die Zusammensetzung der darin enthaltenen Werte wird im Folgenden genauer erläutert.



Nr.	Kachel	Inhalt
1	Selbst erzeugter Strom	Tagesverlauf der erzeugten Leistung in kW
2	Akku Füllstand	Tagesverlauf der Batteriespannung und des Batteriestroms mit Angabe des Füllstandes in %
3	Mein Hausverbrauch	Tagesverlauf der verbrauchten Leistung in kW und Gesamtenergieverbrauch in kWh
4	Akku-Beladung	Tagesverlauf der Akku-Beladung in kW, sowie die Summe der gespeicherten Energie
5	Netzstrombezug	Tagesverlauf der aus dem Versorgungsnetz bezogenen Leistung, sowie Gesamtenergiebezug aus dem Versorgungsnetz
6	Akku-Entnahme	Tagesverlauf der aus dem Akku bezogenen Leistung, sowie der Gesamtbezug der Energie aus dem Akku
7	Netzstromeinspeisung	Tagesverlauf der in das Versorgungsnetz eingespeisten Leistung, sowie die Gesamtenergieeinspeisung in das Versorgungsnetz

Abb. 4–30: Startseite Web-Portal des Energiespeichers mit Kacheln zu aktuellen Messwerten und Tageswerten (Quelle: [69]*)*

Die im Onlineportal dargestellten Werte ermöglichen einen Überblick zu den aktuellen Energieflüssen im System. Hierfür stehen drei Messwerte zu Verfügung, welche von den beiden installierten EnFluRis und dem Energiespeicher bereitgestellt werden. Die EnFluRis sind Energiezähler mit einer Energieflussrichtungserkennung. Der erste der beiden EnFluRis registriert den Bezug oder die Einspeisung aus beziehungsweise in das Versorgungsnetz. Der zweite EnFluRi registriert den Energiefluss in das Verbrauchernetz. Der Energiespeicher liefert die Messwerte zu Leistung und Energie, die in den Speicher eingespeist oder aus ihm bezogen werden. Diese Zusammenhänge werden durch das nachfolgende Schaubild visualisiert:

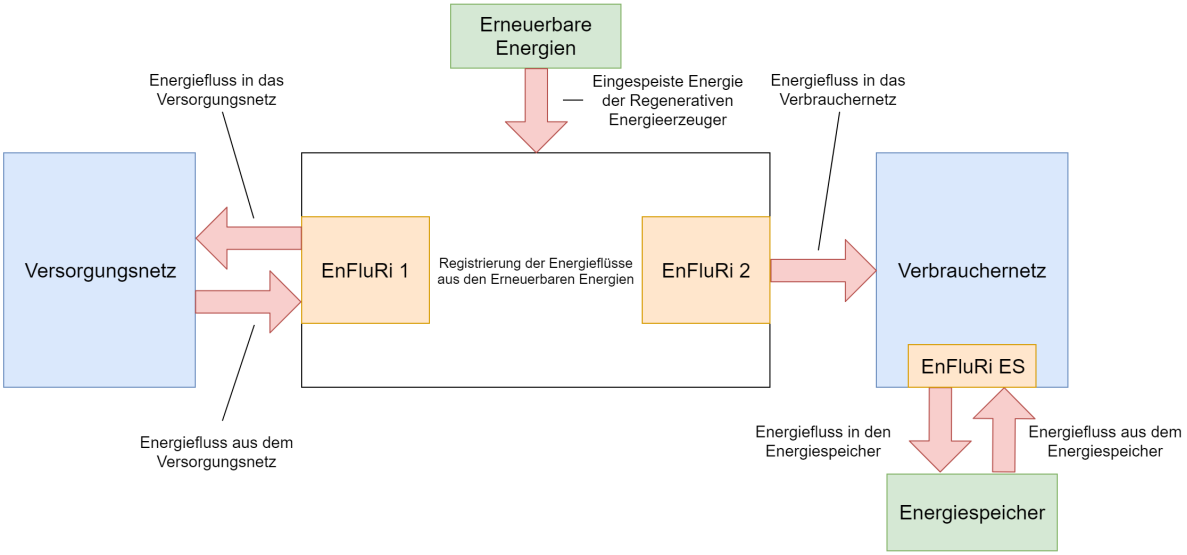


Abb. 4–31: Energieflussschaubild Energiespeichersystem mit EnFluRis der Wetterstation

Dabei entspricht der "Hausverbrauch" dem registrierten Energiefluss in das Verbrauchernetz über den EnFluRi 2 abzüglich der Entladung des Akkus. Die "Akku-Beladung" ergibt sich aus dem registrierten Energiefluss in den Energiespeicher, wohingegen die "Akku-Entnahme" der entgegengesetzten Richtung entspricht. Ähnliches gilt für den "Netzstrom-Bezug", dieser ergibt sich aus dem registrierten Energiefluss aus dem Versorgungsnetz über den EnFluRi 1. Die "Netzstrom-Einspeisung" entspricht auch hier der entgegengesetzten Richtung des Energieflusses. Der erzeugte Strom ergibt sich aus einer Energiebilanz der soeben aufgeführten Energieflüsse und entspricht der erzeugten Leistung beziehungsweise Energie der Wechselrichter. Mathematisch lässt sich diese durch die folgende Formel ausdrücken:

$$E_{eE} = E_V - E_N - E_S \tag{4–4}$$

$E_{eE} = selbst\ erzeugte\ Energie\ [Wh];\ E_V = \ Hausverbrauch\ [Wh];\ E_N = Netzstrom - Bezug\ [Wh];\ E_S = Akku - Entnahme\ [Wh]$

Beim Betrieb des Energiespeichers lässt sich eine Problematik hinsichtlich der Netzeinspeisung feststellen. Während des regulären Betriebes soll die Anlage die Arbeitsweise eines Nulleinspeisers abbilden, das heißt, es darf bilanziell nicht mehr Energie in das Versorgungsnetz gespeist werden, als aus diesem bezogen wird. Bei diesem Energiespeicher findet jedoch in allen Fällen, in denen die aktuelle Leistungsdifferenz zwischen regenerativ erzeugter Leistung und dem aktuellen Hausverbraucher kleiner als 70 W ist, eine Netzeinspeisung statt. Eine Einspeisung in den Energiespeicher erfolgt somit nur unter der folgenden Bedingung:

$$(P_{eE} - P_V) > 70\ W \tag{4–5}$$

$P_{eE} = Leistung\ erneuerbare\ Energien\ [W]; P_V = Leistung\ Hausverbrauch\ [W];$

Dies entsteht dadurch, dass die Einschaltschwelle des Batteriewechselrichters im Energiespeicher nicht überschritten wird. Daher kann es abweichend zum Konzept das Nulleinspeisers dazu kommen, dass innerhalb eines Tages mehr Energie ins Netz gespeist wird, als aus diesem bezogen wird. Dies hat im Falle der Wetterstation jedoch keine weiteren negativen Auswirkungen, da durch das vorgeschaltete Stromnetz der Hochschule zu jedem Zeitpunkt genug Energieverbrauch vorhanden ist, damit die Anlage nicht in das öffentliche Netz des Energieversorgers einspeist. Könnte dies nicht gewährleistet werden, müsste die Anlage beim Netzbetreiber als Erzeugungsanlage entsprechend der *VDE-Anwendungsregel AR-N 4105* angemeldet werden (vgl. [70]). Der große Nachteil der Netzeinspeisung bei Leistungsdifferenzen < 70 W liegt bei dieser Anlage jedoch darin, dass der Energiespeicher gerade in Zeiträumen mit wenig Leistung aus Photovoltaik und Windenergie nicht im optimalen Arbeitsbereich arbeitet. Dies führt dazu, dass Energiespeicher gegebenenfalls eine Notladung aus dem Stromnetz vornehmen muss, um eine Beschädigung der Lithium-Ionen-Module zu verhindern.

4.2.4 Unterverteilung

4.2.4.1 Einleitung und Konzept

Die Unterverteilung stellt den zentralen Knotenpunkt der gesamten Energieversorgung dar. Hier findet zum einen die Einspeisung durch den Energieversorger, aber auch durch die regenerativen Energieerzeuger mit den zugehörigen Wechselrichtern statt. Darüber hinaus sind dort alle Verbraucher wie beispielsweise die Messdatenerfassung und sämtliche Steckdosenstromkreise angeschlossen. Außerdem verknüpft die Unterverteilung den Energiespeicher mit den regenerativen Energieerzeugern und den Verbrauchern. Zusätzlich bildet sie aber auch die Zentrale für die Informationstechnik der Station. Zur strukturierten Realisierung aller Aufgaben unterteilt sich die Unterverteilung in die drei Teile, die als Felder bezeichnet werden und im nachfolgenden Aufbau durch Zahlen (1-2-3) gekennzeichnet sind (siehe Abb. 4–32). Diesen werden anhand des Schaltplans und den jeweils verbauten Komponenten in den folgenden Kapiteln genauer erläutert.

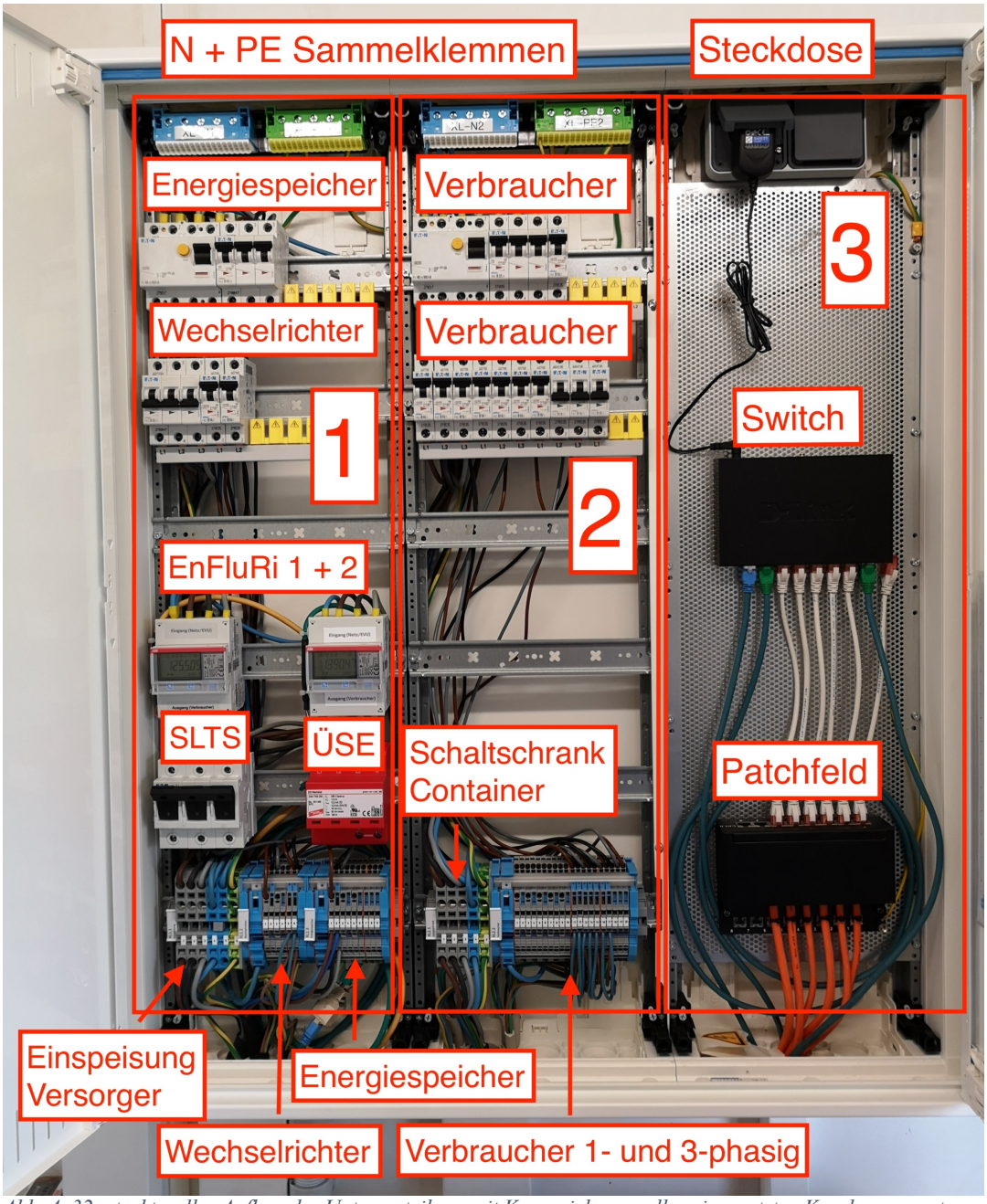


Abb. 4–32: struktureller Aufbau der Unterverteilung mit Kennzeichnung aller eingesetzten Kernkomponenten

Das Grundkonzept der Unterverteilung sieht dabei vor, dass in Feld 1 die Einspeisung durch den Versorger, der Anschluss der Wechselrichter für die regenerativen Energieerzeuger und der Anschluss des Energiespeichers erfolgt. In Feld 2 ist dann der Anschluss sämtlicher Verbraucher realisiert. Feld 3 enthält die Informationstechnik für die Arbeitsplätze innerhalb des Containers und ist über Abdeckungen von Feld 1 und 2 abgeschrankt. Dieser Aufbau bietet den großen Vorteil, alle funktionalen Einheiten räumlich voneinander abgrenzen zu können. So sind beispielsweise die Verbraucher strukturell von der Energieerzeugung getrennt. Zusätzlich ist so in jedem Feld ausreichend Platz für spätere Erweiterungen. Neben der Aufteilung auf die Felder sieht das Konzept vor, dass alle Leitungen, die an die Unterverteilung angeschlossen sind, über Reihenklemmen geführt werden (siehe Abb. 4–33). Hiermit ist es zum einen möglich, die elektrische Verschaltung innerhalb der Unterverteilung bereits vor der Wandmontage fertigzustellen. Zum anderen steigert diese Art des Aufbaus die Flexibilität und Effizienz bei der Erweiterung, da die Klemmen primärseitig bereits vorverdrahtet sind und der Verbraucher lediglich an die Klemme angeschlossen werden muss. Dies fördert auch die Sicherheit bei Verdrahtungsarbeiten, da keine Arbeiten in der Nähe der unter Spannung stehenden Schutzeinrichtungen durchgeführt werden müssen. Die Unterverteilung kann somit bei der Installation neuer Verbraucher in Betrieb bleiben und nur die aktuell anzuschließende Reihenklemme wird über die zugeordnete Schutzeinrichtung spannungsfrei geschaltet. Die hier eingesetzten Reihenklemmen (Typ: *Wago Topjob S Reiheninstallationsklemme* [71]) verringern darüber hinaus die gesamte Verdrahtungsarbeit, da der Neutralleiter (N) innerhalb der Klemmleiste auf eine zentrale Schiene aus Kupfer geführt ist. Wird die Anlage um einen neuen Verbraucher erweitert, muss hier lediglich der "Trennschlitten" (siehe Abb. 4–33) nach oben geschoben und somit der Kontakt hergestellt werden. Diese Klemmenart bietet über diesen "Trennschlitten" darüber hinaus den Vorteil, dass der Verbraucher allpolig abgetrennt werden kann, was die Isolationsmessung bei der Prüfung nach *DIN VDE 0100-600* (vgl. [44] und [43]) stark beschleunigt. Alle Klemmen und sonstigen Betriebsmittel sind mit einer vollständigen BMK versehen und lassen sich so eindeutig im Schaltplan zuordnen. Die Beschriftungsschilder tragen zusätzlich zur BMK einen Schriftzug, der unabhängig zum Schaltplan Informationen über die Aufgabe des Betriebsmittels gibt.

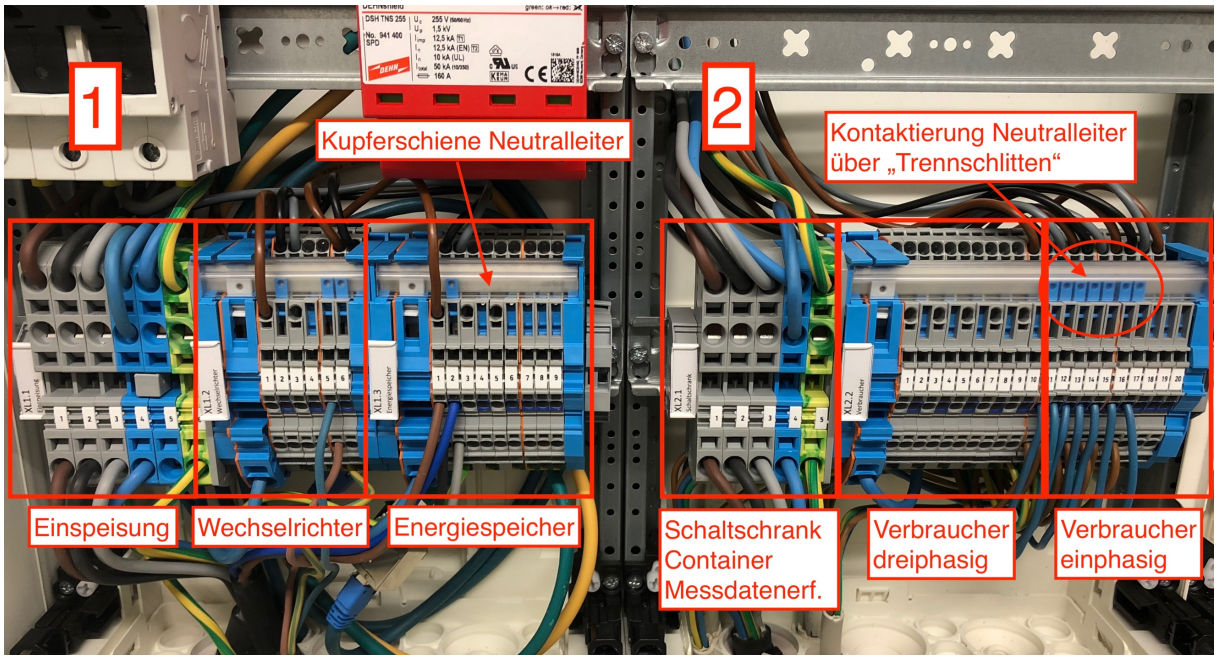


Abb. 4–33: Klemmreihen Unterverteilung für Einspeisung, Wechselrichter, Energiespeicher, Schaltschrank Messdatenerfassung Container, Verbraucher drei- und einphasig

4.2.4.2 Einspeisung, Wechselrichter, Energiespeicher – Feld 1

Feld (1) der Unterverteilung dient der Einspeisung, dem Anschluss der Wechselrichter und des Energiespeichers. Die elektrische Verschaltung ist auf den Schaltplanseiten 3 bis 6 dokumentiert (siehe Anhang A3.1). Innerhalb des Feldes befinden sich unten Links die Einspeiseklemmen. Diese werden über eine Leitung des Typs H07RN-F 5G6 (vgl. [34]) vom Außenverteiler hinter dem Container gespeist. Als Vorsicherung dient hierbei ein dreiphasiger Leitungsschutzschalter des Typs B32/3. Die Einspeisung erfolgt in der Netzform TN-S, das heißt, Neutral- und Schutzleiter sind vollständig getrennt voneinander geführt. Ausgehend von den Einspeiseklemmen erfolgt eine Aufteilung auf den darüber angeordneten Sicherungslasttrennschalter (SLTS) und die Überspannungsschutzeinrichtung (ÜSE). Der SLTS bietet die Möglichkeit, die gesamte Unterverteilung und damit die gesamte Anlage spannungsfrei zu schalten. Als Schutzeinrichtungen sind im SLTS Schmelzsicherungen des Typs NEOZED mit einem Auslösestrom von 25 A verbaut. Beim Überspannungsschutz handelt es sich um einen Typ 1 + 2 Kombiableiter des Herstellers *Dehn + Söhne GmbH und Co. Kg.* (siehe Kapitel 4.2.3.2), der für die Ableitung der Überspannung zusätzlich an die Hauptpotenzialausgleichsschiene angeschlossen ist (Querschnitt 16 mm^2). Die Leitungslänge beträgt hierbei knapp ein Meter, wodurch die Vorgabe der *DIN VDE 0100-534* eingehalten wird (vgl. [72, p. 14]). Darüber angeordnet befinden sich die beiden Energieflussrichtungssensoren. Der erste EnFluRi ist dabei direkt hinter dem Hauptschalter angeordnet (siehe Anhang A3.1 Schaltplanseite 4) und dient als Zähler für den Energiefluss in und aus dem Stromnetz der Wetterstation. Der zweite EnFluRi ist in der elektrischen Schaltung direkt vor den Verbrauchern angeordnet (siehe Anhang A3.1 Schaltplanseite 5) und misst lediglich den Energieverbrauch der angeschlossenen Verbraucher. Beide EnFluRis sind über Netzwerkleitungen mit dem Energiespeicher verbunden. Die Leitungen sind über einen Schutzschlauch aus der Unterverteilung in den Energiespeicher geführt und dort mit RJ45 Steckern angeschlossen. Das genaue Zusammenwirken der EnFluRis mit dem Energiespeicher kann Kapitel 4.2.3.7 entnommen werden. Oberhalb der EnFluRis befinden sich zwei Reihen mit Schutzeinrichtungen. Die Obere der beiden Reihen enthält einen vierpoligen Fehlerstromschutzschalter (2F1) mit einem Auslösestrom von 30 mA (40 A, Typ A) und einen dreipoligen Leitungsschutzschalter des Typs B16 (2F2-2F4). Die beiden Schutzeinrichtungen dienen exklusiv dem Anschluss des Energiespeichers. Diese Vorgaben entstammen der Installationsanleitung des Herstellers (vgl. [62, p. 33]). Ausgehend vom Leitungsschutzschalter erfolgt die Spannungsversorgung für den Energiespeicher auf die Klemmleiste XL1.3 Klemme 1 und 2 (siehe Anhang A3.1 Schaltplanseite 6). Von diesen ausgehend ist der Energiespeicher über eine Leitung des Typ H07RN-F 5G2,5 (vgl. [34]) angeschlossen. Diese bietet durch ihre flexible Bauart Vorteile in der Verlegung und beim eventuell nötigen Verschieben des Speichers. Zusätzlich zur Hauptanschlussleitung verläuft eine Schutzleiter-Einzelader (6 mm^2) zur Schutzleiter-Sammelklemme in der Unterverteilung. Beide PE-Sammelklemmen sind mit einem Querschnitt von 16 mm^2 an die Hauptpotenzialausgleichsschiene angeschlossen. Unterhalb der Schutzeinrichtungen für den Energiespeicher sind, die für die beiden Wechselrichter verbaut. Sie befinden sich aus elektrischer Sicht zwischen den Energieflussrichtungssensoren und ermöglichen so eine Messung der eingespeisten Energie aus den regenerativen Energieerzeugern. Im aktuellen Zustand sind zwei einpolige und eine dreipolige Schutzeinrichtung in Form von Leitungsschutzschaltern verbaut (B16). Diese sind ausgangsseitig auf die Klemmleiste XL1.2 aufgelegt. Der dreipolige Leitungsschutzschalter (2F5-2F7) dient dabei als Reserve für zukünftige Erweiterungen (XL1.2 Klemme 1 und 2). Die beiden einpoligen Leitungsschutzschalter sichern den *SolarInvert HY-500-12* (2F8) und den Kostal *Piko-MP-Plus 1.5* (2F9) AC-seitig ab. Der SolarInvert Wechselrichter ist auf die Klemme 5 und der Kostal Wechselrichter auf die Klemme 6 aufgelegt.

4.2.4.3 Verbraucher – Feld 2

Das Feld (2) für die Verbraucher enthält zwei Reihen mit Schutzeinrichtungen und eine Klemmreihe. Gespeist wird das Feld vom Ausgang des zweiten EnFluRis, von welchem aus zunächst ein Fehlerstromschutzschalter (40 A, 30 mA, Typ A) für alle Verbraucher angefahren wird. Von diesem ausgehend wird die Spannung dann auf die weiteren Schutzeinrichtungen in Form von Leitungsschutzschaltern verteilt. Alle eingesetzten Leitungsschutzschalter in der Unterteilung entsprechen der Charakteristik B, da es sich vornehmlich um Steckdosenstromkreise ohne Verbraucher ohne induktive Belastung handelt. Direkt neben dem RCD befindet sich ein dreipoliger LS mit einem Bemessungsstrom von 32 Ampere. Dieser dient als Absicherung für den Schaltschrank der Messdatenerfassung im Container. Die Sekundärseite des LS ist auf die Klemmreihe XL2.1 verdrahtet. An diese ist der Schaltschrank mit einer Leitung des Typs H07RN-F 5G6 (vgl. [34]) angeschlossen. Neben der Sicherung des Schaltschranks befindet sich der Leitungsschutzschalter für die Doppelsteckdose in Feld (3). Diese ist nicht über zusätzliche Klemmen geführt, sondern direkt angeschlossen. In der darunter liegenden Reihe befinden sich die Leitungsschutzschalter der sonstigen Verbraucher, welche mit zugehöriger Klemme nachfolgend aufgelistet sind (siehe Tbl. 4–2). Bei diesen handelt es sich ausschließlich um einphasige Verbraucher. Um möglichst große Flexibilität für Erweiterungen zu bieten, enthält das Feld 2 in der Klemmreihe XL2.2 bereits fünf Klemmstellen (Klemme 1 bis 10) für dreiphasige Verbraucher, die aktuell nicht in Benutzung sind. Darüber hinaus sind auch bei den einphasigen Verbrauchern Klemmen und Schutzeinrichtungen für spätere Erweiterungen vorgesehen.

Sicherung	Klemme	Verbraucher	BMK
3F5	-	Steckdose Multimediafeld	X14
3F6	XL2.2 Klemme 11	Steckdosen Alt	X1, X2
3F7	XL2.2 Klemme 12	Raumheizung 3 kW	E1
3F8	XL2.2 Klemme 13	Beleuchtung Decke	E2, E3
3F9	XL2.2 Klemme 14	Doppelsteckdose Brüstungskanal 1 (links)	X11
3F10	XL2.2 Klemme 15	Doppelsteckdose Brüstungskanal 2 (Mitte)	X12
3F11	XL2.2 Klemme 16	Doppelsteckdose Brüstungskanal 3 (rechts)	X13
3F12	XL2.2 Klemme 17	Außenbeleuchtung mit Bewegungsmelder	E4
3F13	XL2.2 Klemme 18	Reserve	-
3F14	XL2.2 Klemme 19	Reserve	-
3F15	XL2.2 Klemme 20	Reserve	-

Tbl. 4–2: Verbraucher im Container mit Sicherung, Klemme und BMK

4.2.4.4 Informationstechnik – Feld 3

Bei Feld (3) handelt es sich um ein sogenanntes Multimediafeld, in welchem sich die Informationstechnik der Wetterstation befindet. Dort ist ein Patchfeld mit acht Klemmstellen und ein Switch mit acht Anschlüssen verbaut. Die Energieversorgung des Switches erfolgt durch die Steckdose mit der BMK X14 (siehe Tbl. 4–2). An den Switch sind die Versorgungsleitung für den Internetanschluss, der Energiespeicher und über das Patchfeld die drei doppelten Netzwerkdosen im Brüstungskanal angeschlossen. Die Montageplatte des Multimediafelds ist über eine Schutzleiter-Einzelader mit der Hauptpotenzialausgleichschiene verbunden. Die Verschaltung im Schaltplan dokumentiert (siehe Anhang A3.5 Schaltplanseite 45).

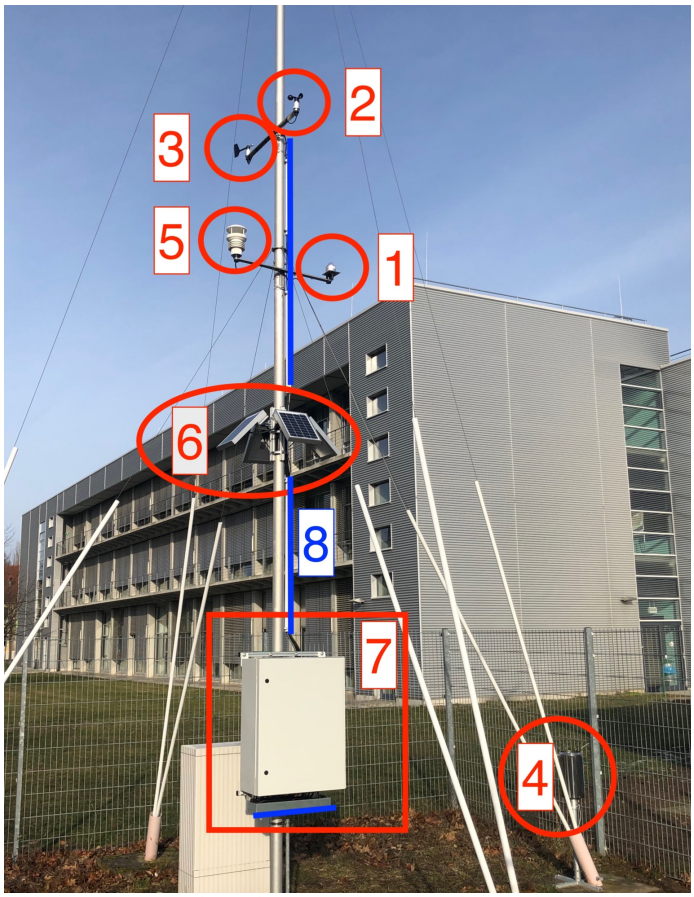
4.2.5 Zusammenfassung

Ausgehend vom Konzept in Kapitel 4.2.1 ist ein Energiekonzept realisiert worden, das es ermöglicht, die Wetterstation mithilfe regenerativer Energieerzeuger mit elektrischer Energie zu versorgen. Hierzu sind zwei Photovoltaikanlagen mit einer kombinierten Leistung von mehr als 2 kW auf einem Trägergestell auf dem Dach des Containers montiert worden. Dieses Gestell enthält zusätzlich einen Mast für eine Kleinwindkraftanlage mit 500 W maximaler Leistungsabgabe, die ebenfalls zum Energiekonzept der Anlage gehört. Die drei Energieerzeuger speisen über Wechselrichter in das Stromnetz des Containers ein. Überschüssige Energie wird von einem Energiespeicher mit einer Kapazität von 5 kWh aufgenommen, was es ermöglicht, die Anlage in den Sommermonaten weitgehend autark zu betreiben. Die zentrale Verschaltung dieser Komponenten erfolgt durch die Unterverteilung, die mit Augenmerk auf einen strukturierten und flexibel erweiterbaren Aufbau errichtet worden ist. Um allen normativen Regeln für die Errichtung einer solchen Anlage zu erfüllen, wurde zusätzlich eine Erdungsanlage installiert. Die Anlage wird außerdem entsprechend der aktuellen Norm durch eine Überspannungsschutzeinrichtung vor direkten und indirekten Überspannungen geschützt. Der gesamte Aufbau ist nach den aktuell geltenden Regeln der Elektrotechnik errichtet, was im Rahmen einer unabhängigen Prüfung nach *DIN VDE 0100-600* nachgewiesen wurde (Prüfprotokoll siehe Anhang A5). Im Rahmen der Realisierung des Energiekonzeptes wurde außerdem Informationstechnik in Form eines Internetanschlusses im Container implementiert, wodurch mehrere Arbeitsplätze im Container eingerichtet werden konnten. Das nächste Kapitel thematisiert ausführlich die Sensorik der meteorologischen Messstation ausgehend von einem Überblick über den Messstandort im Messfeld.

4.3 Sensorik (Hörnlein)

4.3.1 Einleitung

Die Erweiterung der Wetterstation sieht neben dem Umbau der Messdatenerfassung mit Nutzung des bestehenden Sensors auch eine Integration neuer Sensorik im Messfeld vor. Diese soll zum einen neue meteorologische Messgrößen, wie die UV-Strahlung in die Anlage einbringen, aber auch bestehende Messwerte wie Wind und Niederschlag durch andere Messverfahren validieren (Referenzsensorik). Hierzu werden die vier neuen Sensoren UV-Sensor, Windgeschwindigkeitsgeber, Windrichtungsgeber und Niederschlagssammler erworben. Des Weiteren wird ein Photovoltaik-Messsystem zur Bestimmung der himmelsrichtungsabhängigen Photovoltaikleistung auf Basis von vier kompakten Solarzellen entwickelt und in die Anlage integriert. Bei der Auswahl der zugekauften Sensoren mit analogem Ausgangssignal wird bewusst darauf geachtet, dass diese mit einer störungsarmen 4-20 mA Stromschnittstelle ausgestattet sind, welche darüber hinaus den großen Vorteil einer Drahtbrucherkennung bietet. Alle Sensoren bis auf den Niederschlagssammler sind am Mast im Messfeld angebracht. Da der Niederschlagssammler über einen separaten Standfuß verfügt, ist er auf einem Fundament in der Nähe des Mastes montiert. Die gesamte Sensorik inklusive der Montageposition ist nachfolgend dargestellt (siehe Abb. 4–34).



Nr.	Beschreibung
1	UV-Sensor
2	Windgeschwindigkeitsgeber
3	Windrichtungsgeber
4	Niederschlagssammler
5	Clima Sensor US
6	Photovoltaik-Messsystem
7	Anschlussschrank Sensorik für dezentrale Messdatenerfassung
8	Leitungsführung über ein Schutzrohr am Mast in die Leitungswanne unterhalb des Anschlussschranks

Abb. 4–34: meteorologische Sensorik und zugehörige dezentrale Messdatenerfassung im Messfeld

Ziel dieses Kapitels ist es, einen Überblick über die gesamte Sensorik der Anlage zu geben. In diesem Zuge werden die Montage, die technischen Parameter und der elektrische Anschluss jedes Sensors kurz erläutert. Im Anschluss daran erfolgt eine tabellarische Zusammenfassung aller Sensoren, in der auch der jeweilige Hersteller sowie das verbaute Zubehör jedes Sensors aufgelistet sind. Dies soll als kompaktes Nachschlagewerk dienen und langfristig dabei helfen, im Fehlerfall möglichst schnell agieren zu können.

4.3.2 UV-Sensor

Der UV-Sensor (siehe Abb. 4–35), erfasst mittels zweier UV-Fotodioden getrennte Messwerte für UVA-Strahlung und UVB-Strahlung. Er erweitert zum einen die Anlage um die meteorologisch sehr bedeutende Größe der UV-Strahlung (vgl. Kapitel 2.2.7) und bietet zum anderen Möglichkeiten zum Vergleich und zur Korrelation mit anderen meteorologischen Größen wie beispielsweise der Helligkeit (siehe Kapitel 6.2). Beides sind entscheidende Gründe für die Integration eines solchen Sensors. Die spektrale Empfindlichkeit der beiden Fotodioden (siehe Abb. 4–36) ist an den jeweiligen Wellenlängenbereich der UV-Strahlung angepasst. Sie umfasst für die UVA-Strahlung die Wellenlängen von 310 nm bis 400 nm und für die UVB-Strahlung den Bereich von 265 nm bis 315 nm (vgl. [74, p. 1]). Außerhalb der genannten Bereiche ist die Empfindlichkeit des Sensors sehr gering, wodurch eine Störung durch Fremdlicht (z. B. Straßenlaternen) ausgeschlossen ist.

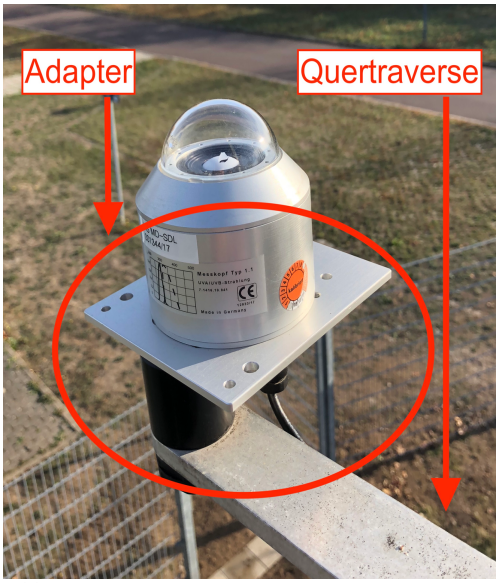


Abb. 4–35: UV Sensor E 1.1

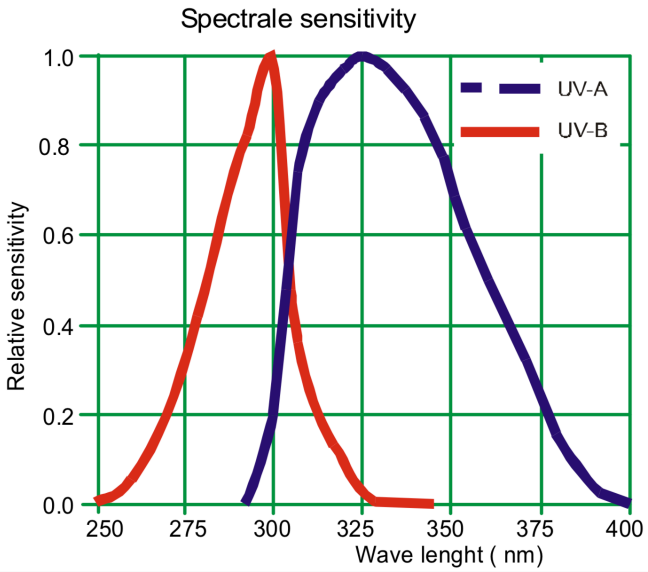


Abb. 4–36: spektrale Empfindlichkeit des UVAB Sensors E 1.1 (Quelle: : [74, p. 1])

Die Montage des Sensors erfolgt hier mittels Quertraverse aus witterungsbeständigem Aluminium am Mast im Messfeld in knapp fünf Metern Höhe, wodurch eine Beschattung durch umliegende Gebäude und Bäume auch bei niedrigem Sonnenstand verhindert wird. Die Quertraverse ist nach Osten ausgerichtet, was am späten Nachmittag zu einer leichten Beschattung durch den Mast führt. Da die Ausrichtung des Sensors nach Osten jedoch eine bessere Ausrichtung der Referenzsensorik für die Windmessung ermöglicht, wird die leichte Verschattung durch den Mast in Kauf genommen. Der Sensor selbst wird zunächst an einen Adapter (Aluminiumplatte mit Gewindezapfen aus Kunststoff) geschraubt, welcher dann mittels zweier beiliegender Kunststoffmuttern an der Quertraverse befestigt wird (siehe Abb. 4–35). Die schwarze Farbe der Kunststoffteile lässt eine Beimengung von Ruß (sog. *Carbon-Black*) vermuten, was für eine dauerhafte UV-Beständigkeit des Kunststoffs sorgt (vgl. [75]). Die Ausgabe der Messwerte erfolgt bei diesem Sensor über zwei separate 4 – 20 mA Ausgänge (zweikanalig), was ein entscheidendes Kriterium bei der Auswahl dieses Sensors darstellt. Die zweikanalige Ausführung hat einerseits den Vorteil, dass die Messwerte für beide Wellenlängenbereiche völlig unabhängig voneinander ermittelt werden können und die Art der elektrischen Schnittstelle bietet darüber hinaus eine hohe Sicherheit gegen eingestrahlte elektromagnetische Störungen. Die weiteren Vorteile dieser Ausführung liegen darin, dass aufgrund des Stromausgangs die Leitungslänge eine untergeordnete Rolle spielt (keine Verfälschung des Messsignals durch Spannungsfall auf der Leitung) und zusätzlich eine Drahtbrucherkennung realisierbar ist (Live-Zero Signal). Die Energieversorgung des Sensors erfolgt ebenfalls zweikanalig über getrennte Leitungen. Der mögliche Bereich der

Versorgungsspannung beläuft sich bei diesem Modell auf +10 V bis +24 V DC. Die genaue Anschlussbelegung des Sensors kann dem Kontaktbelegungsplan (siehe Abb. 4–37) und dem Schaltplan entnommen werden (siehe Anhang A3.4 Schaltplanseite 42). In der hier vorliegenden Anwendung werden die Kontakte 1 und 4 mit +24 V DC beaufschlagt. Die Kontakte 2 und 3 stellen dann das Messsignal in Form eines Ausgangsstroms bereit und werden an die analogen Eingänge des Messwerterfassungssystems angeschlossen. Kontakt 5 dient als Anschluss für die Leitungsschirmung und wird am Schutzleiter des Anschlussschranks kontaktiert. Die Anschlussleitung liegt dem Gerät bei und ist auf der Geräteseite mit einem witterungsbeständigen Stecker (IP 67) versehen. Es handelt sich um eine Leitung des Typs LiYCY 5 x 0.25 mm^2 mit einer Länge von fünf Metern, welche mangels UV-Beständigkeit laut Spezifikation (vgl. [76]) nicht für die Anwendung im Außenbereich geeignet ist. Um diese Problematik zu umgehen, wird die Leitung am Mast innerhalb eines Schutzrohrs geführt und anschließend in einer Leitungswanne unterhalb des Anschlussschranks der Messdatenerfassung aufgefangen (siehe Abb. 4–34). Die Ausgänge des Sensors sind bereits durch den Hersteller linearisiert, wodurch die Umrechnung zwischen Ausgangsstrom und eingestrahlter Leistung durch einen linearen Ansatz erfolgen kann. Die genaue Umrechnung im Erfassungssystem wird detailliert in Kapitel 4.5.4.4 thematisiert. Weitere technische Parameter wie beispielsweise die Umrechnungsparameter sind in Tbl. 4–4 in Kapitel 4.3.9 aufgelistet und entstammen dem Datenblatt des Geräts (vgl. [77]).

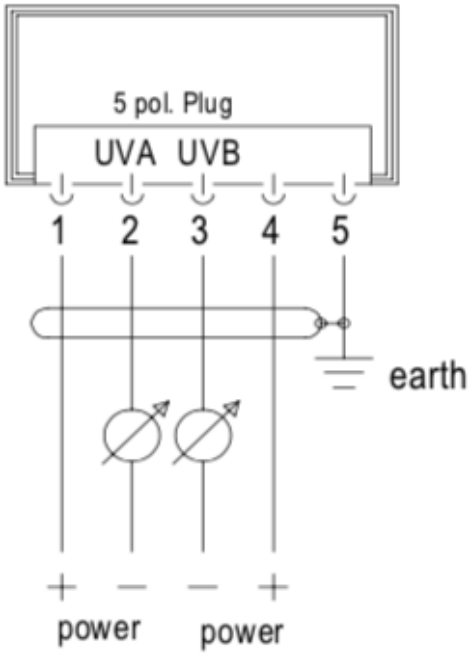


Abb. 4–37: Kontaktbelegung UV-Sensor (Quelle: [77, p. 4]*)*

4.3.3 Windgeschwindigkeitsgeber

Beim hier verwendeten Windgeschwindigkeitsgeber (siehe Abb. 4–38) handelt es sich um ein klassisches Schalensternanemometer (siehe Kapitel 2.2.4), welches nach dem optoelektronischen Prinzip arbeitet. Bei diesem Sensor ist ein Inkrementalgeber an der drehenden Achse befestigt, welcher bei Bewegung des Schalensterns die integrierte Lichtschranke unterbricht (siehe Kapitel 2.2.4). Durch Zählen der Unterbrechungen innerhalb eines vorgegebenen Zeitintervalls kann die Umdrehungszahl gemessen und daraus die Windgeschwindigkeit ermittelt werden. Die mit diesem Anemometer ermittelten Messwerte dienen als Referenz und Vergleich für die akustische Windgeschwindigkeitsmessung des Clima Sensor US. Eine entsprechende Korrelation und Auswertung der Messergebnisse beider Sensoren erfolgt in Kapitel 6.3. Um auch bei Temperaturen unterhalb des Schmelzpunkts von Wasser die freie Drehbarkeit der Schalen zu gewährleisten, ist eine Heizung mit 20 W elektrischer Leistung integriert, welche elektronisch geregelt wird. Die Montage erfolgt äquivalent zum UV-Sensor (siehe Kapitel 4.3.2) an einer Quertraverse. Hier ist jedoch kein Adapter nötig, da das Gerät bereits den passenden Gewindezapfen zur Montage an der Traverse mitbringt und nur mit den beiden beiliegenden Muttern verschraubt werden muss. Sowohl Gewindezapfen als auch Muttern



Abb. 4–38: Schalensternanemometer

bestehen aus demselben UV-beständigen Kunststoff wie die des UV-Sensors. Die aktuelle Montagehöhe liegt bei ungefähr sechs Metern. Bei der Montage sollte darauf geachtet werden, dass das Gerät nicht zu stark durch umliegende Gebäude oder Bäume vom Wind abgeschattet wird, was durch die Ausrichtung der Traverse nach Süden in Richtung Elbauenpark bestmöglich realisiert ist (siehe Kapitel 3.2). Aufgrund der sonstigen vorgegeben örtlichen Gegebenheiten ist es jedoch nicht möglich, die durch den Hersteller und den *DWD* vorgegebenen Standortbestimmungen (zehn Meter Höhe und Abstand zu Hindernissen mindestens zehnfache Höhe) einzuhalten, was leichte Messabweichungen zur Folge haben kann. Wie auch beim vorherigen Sensor, erfolgt die Messwertausgabe in Form des vorteilhaften 4 – 20 mA Stromsignals (Live-Zero Signal), welches direkt proportional zur Windgeschwindigkeit ansteigt. Die zur Umrechnung zwischen Stromsignal und Windgeschwindigkeit nötigen Referenzpunkte werden durch den Hersteller des Sensors im technischen Datenblatt (vgl. [78, p. 4]) gegeben und sind tabellarisch in Kapitel 4.3.3 aufgelistet (siehe Tbl. 4–4). Die Kontaktbelegung des Sensors sieht eine separate Versorgung der Elektronik (Kontakte 1 und 2) und der Heizung (Kontakte 5 und 6) vor (siehe Abb. 4–39). Beide werden in dieser Anwendung mit +24 V DC versorgt. Die Kontakte 3 und 4 stellen das Messsignal zur Verfügung. Hierbei ist wichtig, dass im Vergleich zum bereits vorgestellten UV-Sensor hier ein aktiver Ausgang vorliegt, das heißt, Kontakt 3 gibt das 4 – 20 mA Stromsignal aus und muss direkt an den analogen Eingang der Messdatenerfassung angeschlossen werden. Der zugehörige Kontakt 4 wird auf das Nullpotenzial des analogen Eingangs gelegt. Da im hier vorliegenden Fall das Nullpotenzial des analogen Eingangs, dem des Versorgungsnetzteils entspricht, können die Kontakte 2, 4 und 6 auf das gemeinsame Nullpotenzial des Anschlussschranks gelegt werden. Der exakte Anschluss an der Messdatenerfassung kann dem Schaltplan entnommen werden (siehe Anhang A3.4 Schaltplanseite 43). Die Anschlussleitung ist vorkonfektioniert und bereits fest am Gerät verbaut. Es handelt sich hierbei um eine Leitung vom Typ LiYCY 6 x 0.25 mm^2 mit einer Länge von zwölf Meter. Diese enthält einen Schirm, der auf den Schutzleiter im Anschlussschrank aufgelegt ist. Da es sich auch hier um eine Leitung ohne Eignung für die Verlegung im Außenbereich handelt (vgl. [76]), wird diese Leitung ebenfalls in einem Schutzrohr am Mast geführt und in einer Leitungswanne am Anschlussschrank vor Witterungseinflüssen geschützt.

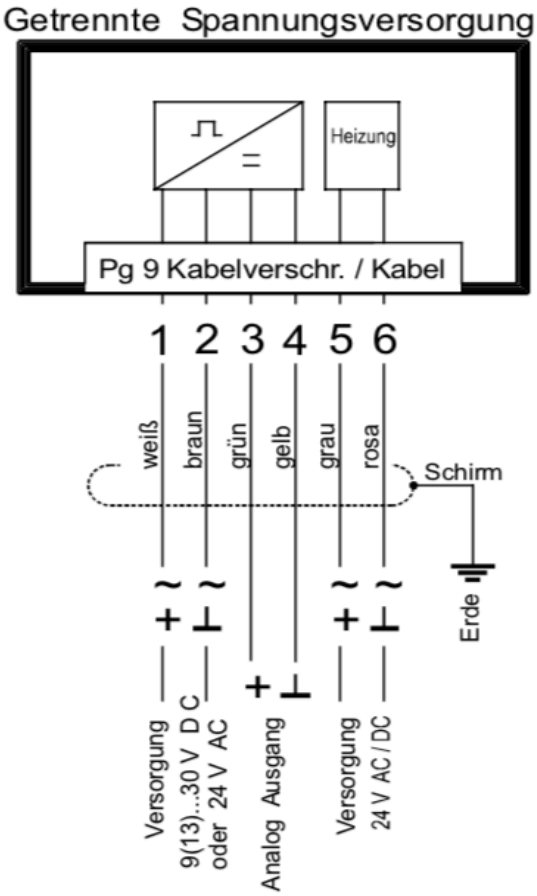


Abb. 4–39: Kontaktbelegung Windgeschwindigkeitsgeber (Quelle: [78, p. 7]*)*

4.3.4 Windrichtungsgeber

Der Windrichtungsgeber (siehe Abb. 4–40) arbeitet mit einer klassischen Windfahne (siehe Kapitel 2.2.3), deren elektrische Auswertung auf Basis eines berührungslosen magnetischen Winkelsensors erfolgt. Wie schon das Schalensternanemometer dient auch dieser Sensor dem Vergleich und dem Referenzieren der akustischen Messung des Clima Sensor US. Die Ergebnisse dieses Vergleichs sind detailliert in Kapitel 6.4 dargestellt. Der Hersteller hat in dieses Messgerät wie auch beim Windgeschwindigkeitsgeber eine Heizung mit 20 W

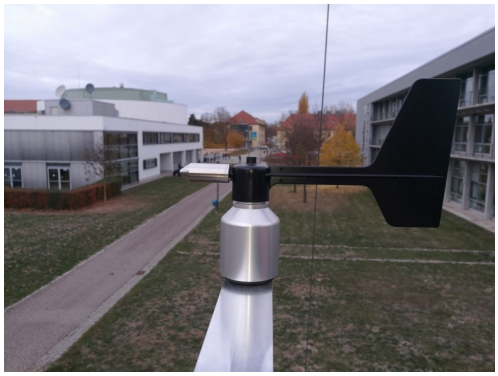


Abb. 4–40: Windrichtungsgeber Windfahne

elektrischer Leistungsaufnahmen und elektrischer Temperaturregelung integriert. Die Montage erfolgt hier ebenfalls an einer Quertraverse aus Aluminium für die Mastmontage, welche nach Norden ausgerichtet ist. Das Gerät wird entsprechend der technischen Dokumentation (vgl. [79, p. 4]) mit den beiliegenden UV-beständigen Kunststoffmuttern (Gewindezapfen am Gerät) an der Traversere befestigt. Bei der Montage muss zwingend auf die Ausrichtung der Nordmarkierung auf dem Gerät in geografischer Nordrichtung geachtet werden, da der Sensor bereits durch den Hersteller eingenordet ist. Der Windrichtungsgeber ist in derselben Höhe (6 m) wie der Windgeschwindigkeitsgeber montiert. Dies ist vorteilhaft, da so beide Komponenten des Windvektors auf gleicher Höhe erfasst werden. Nachteilig ist jedoch die so entstehende leichte Windverschattung zum freien Feld in südlicher Richtung, welche durch den Mast ausgelöst wird. Aufgrund der örtlichen Gegebenheiten können auch hier die Standortanforderungen des *DWD* nicht ideal erfüllt werden. Die Ausgabe der Windrichtung erfolgt wiederum mittels 4 – 20 mA (Live-Zero) Stromsignals. Das Stromsignal steigt dabei linear mit der Windrichtung in Grad an, was die Auswertung mittels eines linearen mathematischen Zusammenhangs ermöglicht. Die hierfür nötigen Parameter der Strom-Windrichtungsbeziehung sind tabellarisch in Kapitel 4.3.9 aufgelistet (siehe Tbl. 4–4). Die Umrechnung selbst ist softwareseitig realisiert und wird detailliert in Kapitel 4.5.4.6 erläutert. Der elektrische Anschluss des Messgeräts erfolgt mittels vorkonfektionierter, bereits am Gerät montierter Leitung vom Typ LiYCY 6 x 0.25 mm^2 (vgl. [76]). Diese ist ebenfalls nicht UV-beständig und wird deshalb über ein Schutzrohr am Mast in die Leitungswanne am Anschlussschrank geführt. Die genaue Anschlussbelegung kann dem Kontaktbelegungsplan entnommen werden (siehe Abb. 4–41). Die Kontakte 1 und 2 dienen der Versorgung der Auswertelektronik und die Kontakte 5 und 6 der der elektronisch geregelten Heizung. Sie werden mit +24 V DC Spannung gespeist. Die Kontakte 3 und 4 stellen als aktiver Ausgang das Messsignal zu Verfügung. Das Signal wird von Kontakt 3 auf den analogen Eingang des Messwerterfassungs-systems geführt. Kontakt 4 wird hier zusammen mit den Kontakten 2 und 6 mit dem zentralen Nullpotenzial des Netzteils verbunden. Dies ist möglich, da die Messwerterfassung seine Versorgung aus dem gleichen Netzteil bezieht und somit ein gemeinsames Nullpotenzial vorliegt. Der Schirm der Anschlussleitung wird, wie schon bei den vorherigen Messgeräten, mit dem Schutzleiter des Anschlussschranks verbunden. Der realisierte Anschluss an die Messdatenerfassung kann dem Schaltplan entnommen werden (siehe Anhang A3.4 Schaltplanseite 43).

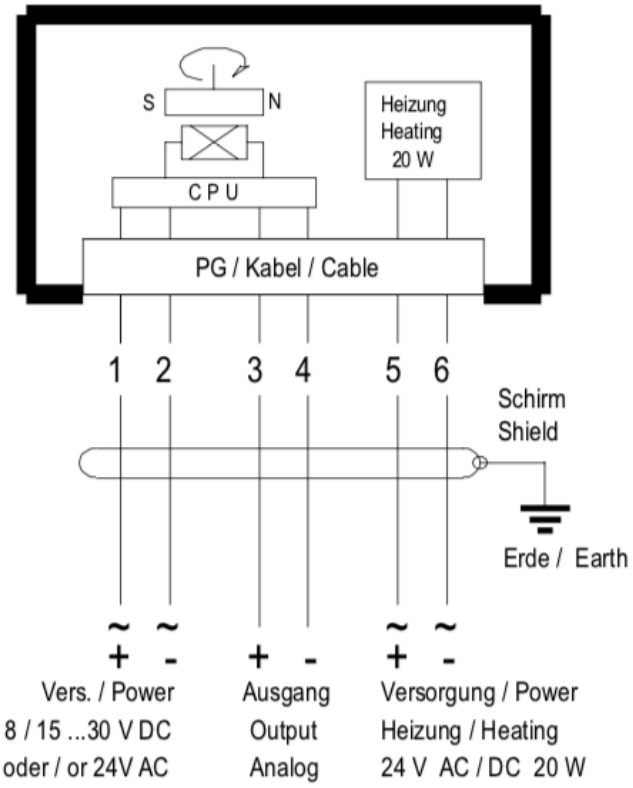


Abb. 4–41: Anschlussbelegung Windrichtungsgeber (Quelle: [79, p. 6]*)*

4.3.5 Niederschlagssammler



Abb. 4–42: Niederschlagssammler

Der Niederschlagssammler (siehe Abb. 4–42) arbeitet mit einer integrierten Niederschlagswippe (siehe Kapitel 2.2.3) und verfügt über eine Auffangfläche von 200 cm^2. Um auch feste Niederschlagsformen wie Schnee vermessen zu können, enthält das Gerät eine integrierte Heizung mit 48,5 W elektrischer Leistung. Die Einschaltschwelle der zugehörigen Temperaturregelung liegt bei 5 °C. Da diese Form der Niederschlagserfassung grundsätzlich eine sehr hohe Zuverlässigkeit (keine Detektion von Fremdkörpern) bei der Erfassung der Niederschlagssumme bietet, soll dieser Sensor als Referenz für die teilweise sehr störempfindliche Messung des Niederschlagsradars im Clima Sensor US dienen. Auch hier erfolgt im Laufe dieser Arbeit ein detaillierter Vergleich der Messergebnisse beider Geräte (siehe Kapitel 6.5). Die Wahl der Gerätespezifikation fällt hier zugunsten des Gerätes mit Impulsausgang aus, da die hierfür nötige Auswertelektronik deutlich preisgünstiger ist, als die für die Auswertung eines analogen Messsignals. Der Niederschlagssammler bietet zur Ausgabe des Messsignals zwei unabhängige Impulsausgänge, wovon einer durch einen klassischen Reedkontakt (Ausgang 2) und der Andere durch einen Hallsensor in Verbindung mit einem Schalttransistor (Ausgang 1), realisiert ist. Ein Impuls am Ausgang des Messgeräts entspricht dabei 0,1 mm Niederschlagshöhe bezogen auf einen Quadratmeter. Da die Anzahl der ausgegebenen Impulse nicht linear mit der Niederschlagsintensität ansteigt, wird am Schalttransistorausgang eine sogenannte intensitätsabhängige Impulszahlkorrektur für den Intensitätsbereich von 0,7 bis 11 mm/min durchgeführt (vgl. [80, p. 4]). Die konkrete Funktionsweise und der Ablauf sind nachfolgend beispielhaft in einem Ablaufdiagramm dargestellt (siehe Abb. 4–43). Bei diesem Verfahren wird die Zeit zwischen den Wippenereignissen (= Wippenperiode) gemessen und in Abhängigkeit der erfassten Niederschlagsintensität (und damit Wippenperiode) ein Korrekturwert in einen Korrekturwertspeicher akkumuliert.

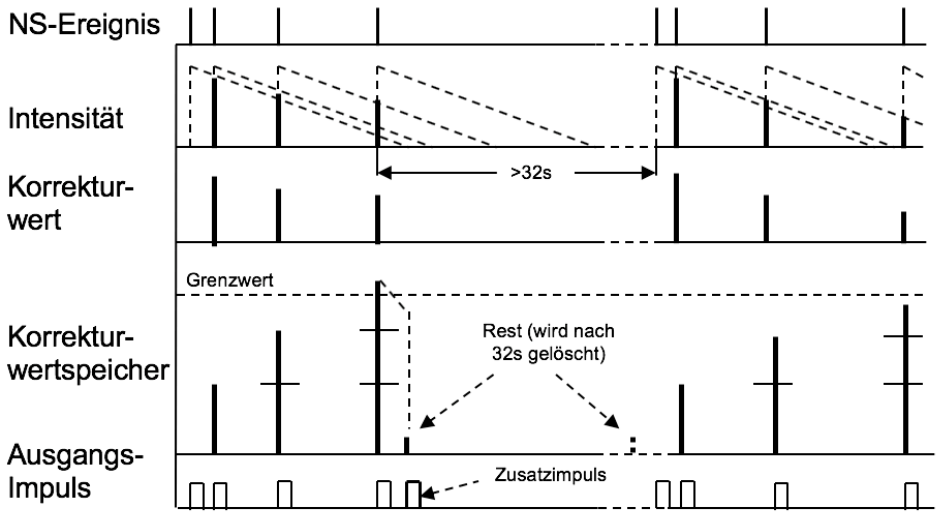


Abb. 4–43: Ablaufdiagramm niederschlagsintensitätsabhängige Impulszahlkorrektur (Quelle: [81]*)*

Die Größe des Korrekturwertes nimmt dabei mit der Wippenperiode ab, wie das zugehörige Diagramm zeigt (siehe Abb. 4–44). Überschreiten die Werte im Korrekturwertspeicher einen Grenzwert, wird ein Zusatzimpuls ausgegeben. Der Grenzwertübertrag (Rest) wird anschließend in den Korrekturwertspeicher übernommen und so bei der weiteren

Akkumulierung berücksichtigt. Tritt eine Ereignispause von mehr als 32 Sekunden ein, wird der Korrekturwertspeicher automatisch auf den Wert Null zurückgesetzt (vgl. [81]). Dies erreicht, dass keine Korrektur von einem vorherigen Niederschlagsereignis in das Nächste übernommen wird. Dieses aufwändige Korrekturverfahren soll die nichtlineare Abhängigkeit von Niederschlagsintensität und Wippenzahl kompensieren und so zu genaueren Messergebnissen führen, weshalb der Hersteller explizit die Verwendung dieses Impulsausgangs empfiehlt. Unabhängig von der Pulszahlkorrektur muss bei diesem Messgerät bedingt durch das Messverfahren beachtet werden, dass ab einer bestimmten Niederschlagsintensität der Zufluss in den Sensor größer ist als der Abfluss über die Kippwaage. Somit staut sich der Niederschlag innerhalb des Auffangbehälters, was sich in der Messung als Totzeit auswirkt und zeitgleich für eine maximale Obergrenze an messbarer Niederschlagsintensität sorgt. Bei starken Niederschlagsereignissen (Gewitter oder Platzregen) kann es somit dazu kommen, dass sich auch nach Ende des eigentlichen Ereignisses noch Niederschlag im Auffangbehälter befindet, welcher verspätet detektiert wird. Die Obergrenze, ab welcher es zum Stau im Auffangbehälter kommt, liegt laut Datenblatt des Geräts bei 11 mm/min (vgl. [80, p. 15]).

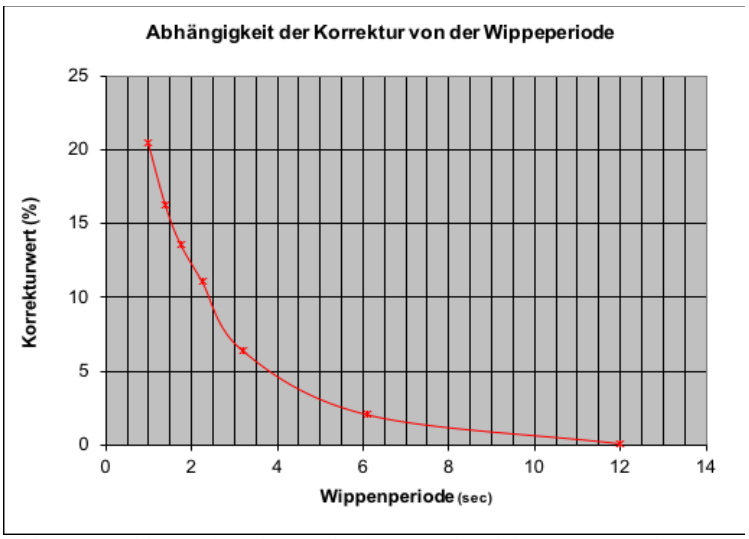


Abb. 4–44: Abhängigkeit der Größe des Korrekturfaktors (%) von der Wippenperiode (sec) (Quelle: [81]*)*



Abb. 4–45: Montagefuß des Niederschlagssammlers verschraubt mit einem Fundament im Messfeld

Die Montage des Geräts erfolgt abweichend von allen bisher vorgestellten Sensoren nicht am Mast, sondern auf einem ein Meter hohen Montagefuß aus feuerverzinktem Stahl (siehe Abb. 4–45), was für eine Niederschlagsmessung nach *DWD* Vorgaben sorgt. Der Fuß ist fest mit einem Fundament der Abspannung des Mastes im Messfeld verschraubt, um ein Umkippen des Messgeräts zu verhindern. Der Niederschlagssammler (ohne Haube) wird anschließend auf den Sockel aufgesetzt und mit vier Schrauben justiert und befestigt. Eine Libelle innerhalb des Geräts (siehe Abb. 4–46) zeigt die erfolgreiche Justierung an. Diese ist wichtig, um ein gleichmäßiges Kippen der Kippwaage in beide Richtungen zu gewährleisten. Nach erfolgreicher Justierung wird der innere Aufbau entsprechend Dokumentation vervollständigt (vgl. [80, p. 6 ff.]). Hier wird auch die Kippwaage in das Gerät eingesetzt (siehe Abb. 4–47), wobei auf die Ausrichtung des integrierten Magneten in Richtung Platine zu achten ist. Der Magnet sorgt beim Kippen der Niederschlagswaage für die Detektion durch die Auswertschaltung. Somit ist die richtige Ausrichtung essenziell für die Funktionsweise. Anschließend wird die Haube wieder auf das Gerät gesetzt und verschraubt. Hierbei ist zwingend auf die Ausrichtung der Steckkontakte an der Bodenplatte zu den Pins an der Haube zu achten. Diese dienen der Kontaktierung der Heizung und des Thermostats. Als optionales Zubehör wird im letzten Schritt ein Vogelschutzring montiert, welcher verhindern soll, dass sich Vögel auf dem Rand des Geräts niederlassen.

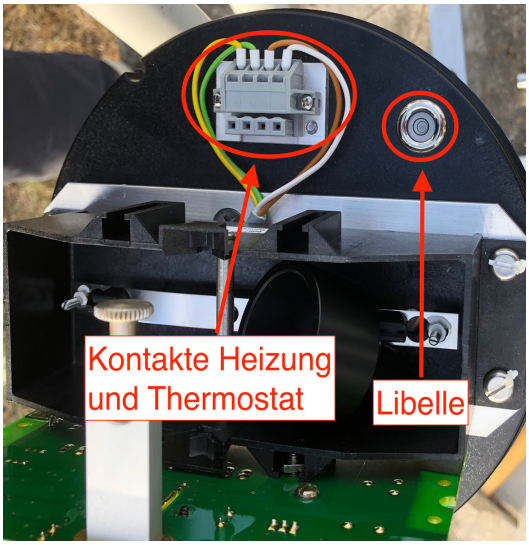


Abb. 4–46: Libelle zur Justierung der Ausrichtung des Niederschlagssammlers und Steckkontakte zur Kontaktierung von Heizung und Thermostat

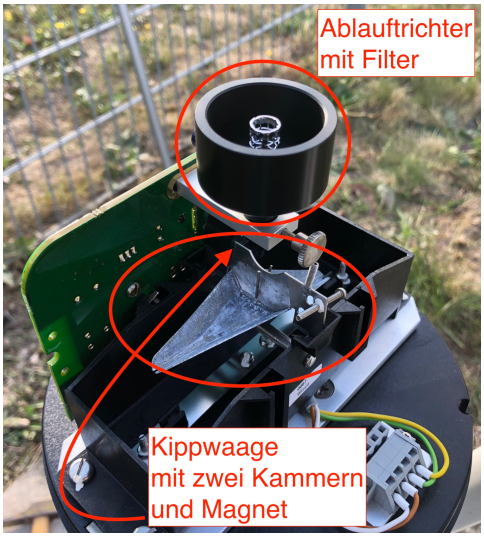


Abb. 4–47: Niederschlagssammler mit eingesetzter Kippwaage (Magnet in Richtung Platine) und Ablauftrichter für den Niederschlag

Der elektrische Anschluss des Geräts erfolgt mittels beiliegendem, unkonfektioniertem 7-poligen Steckverbinder (vgl. [82]). Hiervon werden jedoch entsprechend der Anschlussbeschaltung nur sechs Pins benötigt, wodurch "Pin 5" unbelegt bleibt (siehe Abb. 4–48). Der realisierte Anschluss an die Messdatenerfassung kann dem Schaltplan entnommen werden (siehe Anhang A3.4 Schaltplanseite 42).

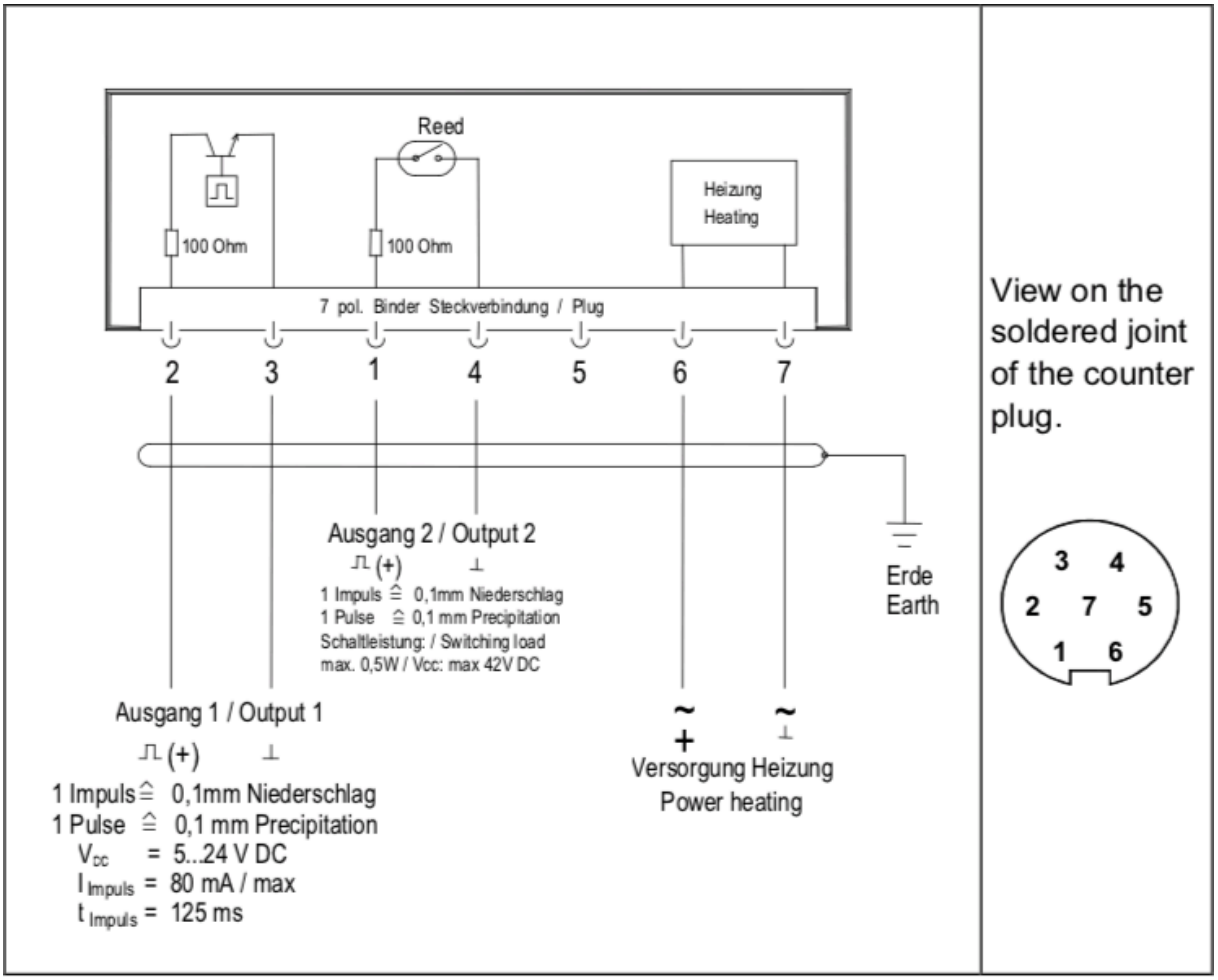


Abb. 4–48: Anschluss- und Steckerbelegung Niederschlagssammler (Quelle: [80, p. 10]*)*

Durch den Einsatz des Geräts im Freien ist bei der Wahl der Leitung auf die Eignung für den Außenbereich und die dauerhafte UV-Beständigkeit zu achten. Der Querschnitt der Leitung orientiert sich hierbei sowohl an den maximal fließenden Strömen (im Falle der Heizung ca. 2 A) und der Anschlusskapazität des Steckers (maximal 0,75 mm^2). In diesem Fall findet die Leitung Ölflex Classic 400P 7G0.75 mm^2 der Firma *U.I. Lapp GmbH* Anwendung (vgl. [83]), da sie alle geforderten Randbedingungen erfüllt. Die Verlegung der Leitung erfolgt trotz UV-Beständigkeit in einem Schutzrohr über die Abspannung des Masts in die Leitungswanne unterhalb des Anschlussschranks.

Die integrierte Heizung mit einer Leistung von 48,5 W wird über die Kontakte 6 und 7 mit +24 V DC Spannung versorgt und ist unabhängig von der Verarbeitungselektronik. Das Ein- bzw. Ausschalten übernimmt eine integrierte elektronische Temperaturregelung, deren Einschaltschwelle auf 5 °C voreingestellt ist. Bei der konkreten Beschaltung des Geräts für die Ausgabe des Messsignals sind einige Besonderheiten zu beachten, da das Gerät anders als bei allen bisher vorgestellten Sensoren keine Spannungsversorgung über eine separate Leitung erhält. Die Energieversorgung der internen Elektronik (u. a. für die Linearisierung) erfolgt bei der hier vorliegenden Nutzung des Transistorausgangs über Kontakt 2, an welchen +5 bis +24 V DC angeschlossen werden dürfen. Hierbei muss jedoch zwingend beachtet werden, dass der Stromfluss von 80 mA durch den eingeschalteten Transistor (siehe Abb. 4–48) nicht überschritten werden darf. Dies ist bei der hier verwendeten Spannungshöhe von 24 V mit dem internen 100 Ω Widerstand nicht zu erreichen. Aus diesem Grund muss ein Vorwiderstand mit mindestens 200 Ω vor Pin 2 berücksichtigt werden. Die Empfehlung des telefonischen Supports des Herstellers liegt abweichend von der Berechnung jedoch bei einem Widerstandswert von 4,7 kΩ. Die Schaltung ist aktuell mit diesem Widerstandswert bestückt. Die weitere Beschaltung des Transistorausgangs sieht vor, dass Kontakt 3 direkt mit dem Nullpotenzial des Versorgungsnetzteils verbunden wird. Der Abgriff des Ausgangsimpulses für die Messdatenaufnahme findet zwischen den beiden Widerständen statt (siehe Abb. 4–49 Schaltung 1). Dies führt dazu, dass beim Kippen der Wippe der Stromkreis kurzzeitig geschlossen wird und sich die angelegte Spannung entsprechend der Spannungsteiler-Regel zwischen den beiden Widerständen R1 und R2 aufteilt. Da der Vorwiderstand mit 4,7 kΩ deutlich größer als der interne Widerstand ist, liegt der Abgriffspunkt für die Messdatenerfassung auf logischem Low-Pegel. Die Messdatenaufnahme kann somit bei diesem Ausgang durch Triggern auf eine fallende Flanke erfolgen. Die zugehörige softwareseitige Umsetzung ist in Kapitel 4.5.4.7 genau erläutert.

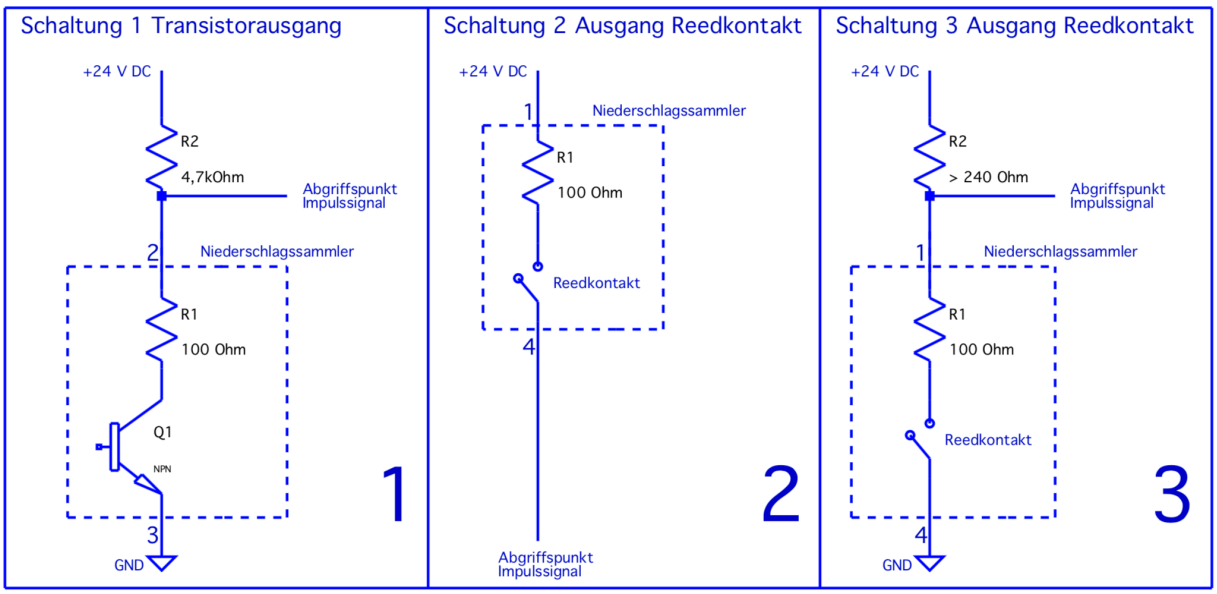


Abb. 4–49: Beschaltung Ausgänge Niederschlagssammler, (1) Schaltung 1 Transistorausgang, (2) Schaltung 2 Ausgang Reedkontakt, (3) Schaltung 3 Ausgang Reedkontakt

Bei der Verwendung des alternativen Ausgangs mit Reedkontakt sind zwei verschiedene Beschaltungen möglich. Bei Schaltung 2 (siehe Abb. 4–49) wird Kontakt 1 mit +24 V DC Spannung beaufschlagt und Kontakt 4 auf einen hochohmigen digitalen Eingang am Auswertgerät gelegt. Wird der Reedkontakt bei dieser Beschaltung durch die Kippwaage geschlossen, liegen am digitalen Eingang 24 V und damit ein logischer High-Pegel an. Aufgrund des hochohmigen Eingangs fließt ein sehr geringer Strom durch die Schaltung und die maximale Schaltleistung des Ausgangs von 0,5 W wird nicht überschritten. Der Signalwechsel, das heißt, detektierter Niederschlag, kann hier durch Triggern auf eine steigende Flanke ausgewertet werden. Soll die Auswertung des Impulses wie bei der Transistorschaltung über eine fallende Flanke geschehen (nicht verwendet), muss auch hier ein Vorwiderstand eingesetzt werden, um die maximale Schaltleistung des Reedkontakts von 0,5 W nicht zu überschreiten. Der Impuls wird wiederum zwischen den beiden Widerständen abgegriffen (siehe Abb. 4–49 Schaltung 3). Kontakt 4 liegt dann auf dem Nullpotenzial des Netzteils (GND). Die Dimensionierung des Vorwiderstands ergibt einen Widerstandswert von mindestens 239,5 Ω. Auch in diesem Fall sollte der Vorwiderstand jedoch deutlich größer als der theoretisch berechnete Wert gewählt werden. Dies ist nötig, um beim Schließen des Reedkontakts die Spannung über R1 nahe genug an das Nullpotenzial zu ziehen, damit ein zuverlässig Low-Pegel am Abgriffspunkt erkannt wird. Empfehlenswert hierfür wären Widerstandswerte größer 1 kΩ.

4.3.6 Clima Sensor US

Der Clima Sensor US bildet aufgrund seines großen Funktionsumfangs weiterhin den zentralen Bestandteil der Wetterstation. Die Messergebnisse dieses Geräts werden jedoch durch zusätzliche klassische meteorologische Sensoren validiert. Da sowohl die Funktionsweise als auch der elektrische Anschluss des Clima Sensor US (siehe Anhang A3.4 Schaltplanseite 42) bereits in Kapitel 3.4 umfangreich erläutert sind, wird hier nur auf die Änderungen zur Anbindung der neuen Messdatenerfassung eingegangen. Hierbei wird wiederum die sehr flexible und störungssichere serielle RS422/RS485 Schnittstelle des Geräts (vgl. [37, p. 14 ff.]) genutzt. In diesem Fall werden die Spezifikationen der RS422-Schnittstelle eingesetzt, da nur ein einziger Sensor mit dieser Schnittstelle im System vorhanden ist und somit eine Punkt-zu-Punkt Verbindung zwischen Sensor und Messwerterfassung vorliegt. Zusätzlich ist nur mit der RS422-Schnittstelle ein Vollduplex-Betrieb möglich (vgl. [37, p. 17 f.]). Mithilfe der RS485-Schnittstelle könnte dagegen eine Bussystem mit mehreren Teilnehmern im Halbduplex-Betrieb aufgebaut werden, was gegebenenfalls für eine spätere Erweiterung der Anlage interessant sein könnte. Als Protokoll für den Datenaustausch kommt *Modbus-RTU* (vgl. [84]) zum Einsatz, bei welchem es sich um ein registerorientiertes Kommunikationsprotokoll auf Basis der Master-Slave-Architektur handelt, das sowohl für Punkt-zu-Punkt Verbindungen als auch für die Kommunikation in Bussystemen (Punkt-zu-Mehrpunkt) eingesetzt werden kann. Hierbei gibt es genau einen Master und bis zu 247 Slaves, welche über eine Adresse (ID) angesprochen werden. Der gesamte Kommunikationsablauf wird durch den Master bestimmt, das heißt Slaves dürfen nur auf Anforderung des Masters Daten versenden (vgl. [85, p. 1]). Innerhalb des Protokolls gibt es festgelegte Funktionen, die Schreib- und Lesezugriffe auf die Register (16 Bit Speicherbereiche) der Kommunikationsteilnehmer ausführen. Hierzu zählt beispielsweise das Lesen der sogenannten Eingangsregister (Funktion "read input register") mit welchem in diesem Fall die Messwerte des Clima Sensor US gelesen werden können. Auch das Lesen und Schreiben der "Holding Register", womit Einstellungen des Sensors gelesen und verändert werden können zählt zu diesen Funktionen. Der Einsatz des Protokolls hat den Vorteil, dass die Messwerte bei Bedarf (beispielsweise zyklisch oder bei Eintritt eines Ereignisses) gezielt vom Sensor abgeholt werden können (verbindungsorientierte Kommunikation) und nicht wie beim Prototyp der Messdatenerfassung unkontrolliert versendet werden. Des Weiteren wird das proprietäre *ASCII-THIES* Protokoll nur mit großem Aufwand von der neuen Messdatenerfassung unterstützt. Um den Clima Sensor US für den *Modbus-RTU*

Betrieb vorzubereiten, muss unter anderem der *Modbus-RTU*-Kommandointerpreter im Gerät aktiviert werden, damit der Sensor das Format der Anfragen der Messdatenerfassung richtig interpretieren kann. Vorbereitend wird hierzu mittels *Thies-Device-Utility* eine Verbindung zum Gerät aufgebaut (siehe Kapitel 3.4) und mit dem Befehl "01KY4711" der Konfigurationsmodus aktiviert. Zunächst werden dann alle für diesen Betrieb nötigen Einstellungen wie beispielsweise der Aufbau der Datentelegramme und die Baudrate vorgenommen. Die hierfür nötigen Befehle entstammen der Befehlsliste des Herstellers (vgl. [26, p. 44 ff.]) und sind im Folgenden tabellarisch aufgelistet:

Reihenfolge	Befehl	Beschreibung
1	01ID01 (Default)	ID des Geräts auf den Wert 1 einstellen
2	01AO0	Analogausgänge ausschalten
3	01AV600	Mittelung der ausgegebenen Windgeschwindigkeit und Windrichtung auf 60 Sekunden
4	01BP8 (Default)	Parität der Schnittstellen Baudrate auf 8N1 (8 Datenbits, 1 Stoppbit) einstellen
5	01BR96 (Default)	Baudrate auf 9600 Baud einstellen
6	01BT1	Bus Terminierung einschalten (Abschlusswiderstände 120 Ω)
7	01DM2	Vollduplex Betrieb RS422 aktivieren
8	01CS1	Konfiguration speichern
9	01CI1	Kommandointerpreter auf MODBUS RTU einstellen

Tbl. 4–3: Clima Sensor US auf Modbus-RTU Betrieb umschalten

Die Adresse des Geräts (ID) wird mit Befehl 1 auf den Wert "1" gesetzt sofern diese nicht schon als Standardeinstellung gesetzt ist. Die ID identifiziert das Gerät und muss deshalb eineindeutig sein (wichtig für möglichen Bus-Betrieb mit mehreren Sensoren). Über die ID wird der Sensor von der Messdatenerfassung angesprochen (Adressierung), weshalb diese im Bereich der Programmierung (siehe Kapitel 4.5.4.8) erneut aufgegriffen wird. Die Analogausgänge des Geräts werden abgeschaltet, da sie nicht in Benutzung sind und so keine Fehlerquelle darstellen können. Die in Befehl 3 vorgenommene Einstellung dient der Mittelung der gemessenen Windgeschwindigkeit und Windrichtung über einen Zeitraum von 60 Sekunden. Diese Funktion wird genutzt, da die Messwerte dieses Sensors später minütlich abgespeichert werden und somit eine nachträgliche Mittelung durch das Messwerterfassungssystem entfallen kann. Die Parität der Schnittstelle (8 Datenbits, 1 Stoppbit) und die Baudrate werden auf den Standardeinstellungen belassen, da die Messdatenerfassung diese Einstellungen uneingeschränkt unterstützt. Da alle fünf Leitungen der elektrischen RS422-Schnittstelle (RX±, TX±, GND) genutzt werden, kann der Vollduplex Betrieb aktiviert werden, wodurch keine wechselseitige Umschaltung zwischen Sende- und Empfangsbetrieb innerhalb der Geräte nötig ist. Um Störungen auf den Übertragungsleitungen zu minimieren, wird der Abschlusswiderstand (Bus-Terminierung 120 Ω) aktiviert. Die erläuterten Einstellungen werden mit Befehl 8 gespeichert, bevor die Umstellung auf den *Modbus-RTU* Interpreter mit dem Befehl "01CI1" erfolgt. Mit Eingabe dieses Befehls ist der Sensor nicht mehr über das geöffnete Konsolenfenster und die bisher bekannten Befehle des *ASCII-THIES*-Protokolls erreichbar. Problematisch hierbei ist jedoch, dass die Umstellung des Kommandointerpreters auf *Modbus-RTU* noch nicht gespeichert ist und damit bei einem Neustart des Sensors verloren ginge. Das *Thies Device Utility* erkennt die Umstellung auf das neue Protokoll jedoch selbstständig und fragt den Nutzer, ob der Interpreter innerhalb der Konfigurationssoftware ebenfalls gewechselt werden soll. Dies muss mit "ja" quittiert werden, woraufhin sich ein Fenster für die registerorientierte *Modbus-RTU* Kommunikation zum Sensor öffnet. Um die Umstellung des Protokolls zu speichern, muss im Dropdown Menü "Parameter" das Register "40009" mit der Beschreibung "Schlüssel / Passwort setzen" gewählt werden. In das darunter

liegende Feld Daten wird eine "0" eingetragen (siehe Abb. 4–50, Schritt 1) und die Datenrichtung wird auf Schreiben geändert. Durch Klicken auf die Schaltfläche "Schreiben" wird die "0" in das Register "40009" geschrieben und damit die aktuelle Konfiguration gespeichert (siehe Abb. 4–50, Schritt 2). Nach dem Abspeichern kann der Sensor beliebig neugestartet oder auch von der Spannungsversorgung getrennt werden, ohne dass dieser die vorgenommenen Einstellungen verliert.

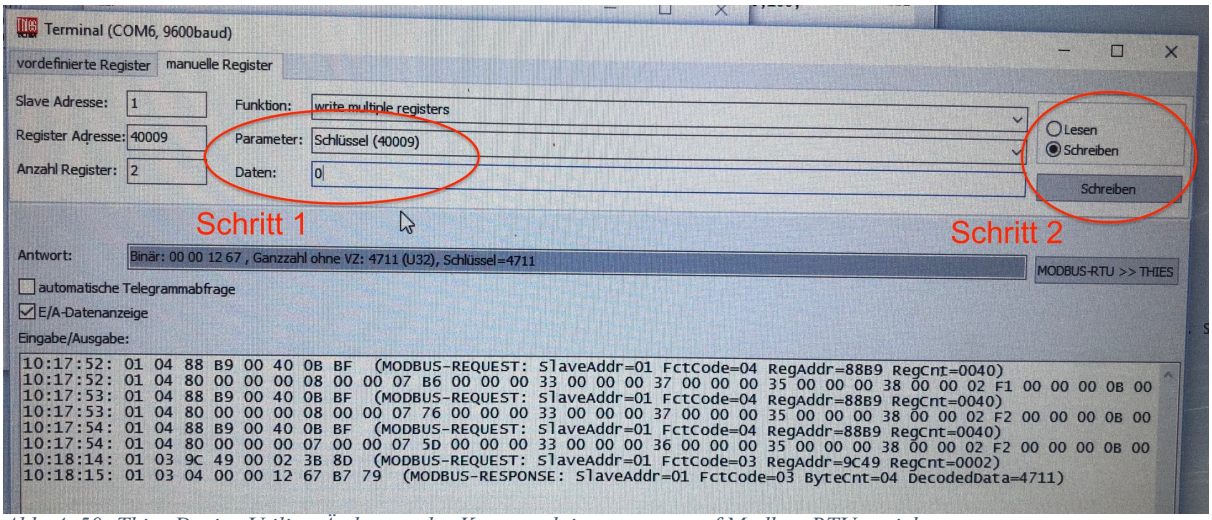


Abb. 4–50: Thies Device Utility, Änderung des Kommandointerpreters auf Modbus-RTU speichern

Die Messwerte des Geräts können somit durch Anfrage mit der entsprechenden Registeradresse abgefragt werden. Ein Register innerhalb des Sensors umfasst dabei immer genau 32 Bit Speicherplatz und enthält genau einen Messwert als vorzeichenlose Ganzzahl. Die Zuordnung von Registeradresse und Messgröße kann der Dokumentation des Sensors entnommen werden (vgl. [26, p. 27 ff.]). Die Realisierung der Abfrage und der Verarbeitung der Messwerte durch das übergeordnete Automatisierungssystem ist detailliert in Kapitel 4.5.4.8 dargestellt.

4.3.7 Photovoltaik-Messsystem

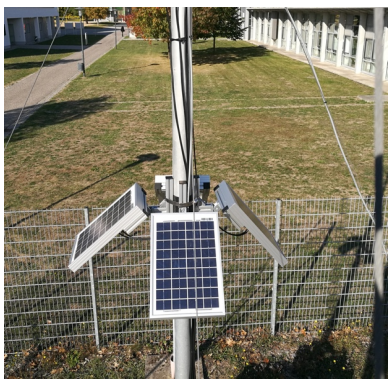


Abb. 4–51: 10 W PV-Module Phaesun am Mast im Messfeld

Zusätzlich zu den klassischen Sensoren der Meteorologie sind vier Photovoltaikzellen zur Messung der himmelsrichtungsabhängigen PV-Leistung im Einsatz. Hiermit ist es beispielsweise möglich, die eingestrahlte PV-Leistung mit Helligkeit und UV-Strahlung zu vergleichen. Zusätzlich bietet der Aufbau durch seine Anordnung die Möglichkeit, die himmelsrichtungsabhängigen Erträge über einen längeren Zeitraum zu untersuchen und so Prognosen über die ideale Ausrichtung einer größeren PV-Anlage zu geben. Die eingesetzten Zellen weisen eine Maximalleistung von jeweils 10 W auf und sind am Mast im Messfeld montiert (siehe Abb. 4–51). Die Zellen sind entsprechend der vier Himmelsrichtungen ausgerichtet. Die zugehörige Messschaltung ermöglicht es, für jede Photovoltaikzelle vier elektrische Lastpunkte einzustellen. Diese Lastpunkte reichen vom Leerlauf über 100 Ω, 47 Ω bis zum Kurzschluss und werden durch das nachgeschaltete Testsystem sequenziell abgearbeitet. Der gesamte Messdurchlauf wird alle 60 Sekunden wiederholt. Für jeden Lastpunkt werden dabei sowohl Strom als auch Spannung der Zelle gemessen. Mittels dieser Vierpunkt-Messung kann dann die Kennlinie der Zelle in Abhängigkeit der Himmelsrichtung approximiert werden. Die vergleichsweise geringe elektrische Leistung der Module bringt den Vorteil mit sich, dass die Lasten in Form von kompakten Lastwiderständen ausgeführt werden können und die Messung durch



Abb. 4–52: Klemmkasten PV Modul mit Anschlussleitung

handelsübliche Messeingänge am Messwerterfassungssystem (siehe Kapitel 4.4) vorgenommen werden kann. Die Photovoltaikmodule stammen vom Hersteller *Phaesun* (vgl. [86]) und bestehen aus 36 polykristallinen Zellen. Sie umfassen inklusive Montagerahmen aus Aluminium eine Größe von 355 mm x 255 mm, was eine vergleichsweise einfache Montage am Mast ermöglicht. Die Nennspannung der Module beträgt 12 V DC. Im Maximum Powerpoint werden bis zu 17 V DC Spannung erreicht. Der elektrische Anschluss der Zellen erfolgt über einen zweipoligen Klemmkasten auf der Rückseite. In der hier vorliegenden Anwendung wird eine zweiadrige Solarleitung vom Typ *Ölflex SOLAR XLS-R* (vgl. [87]) des Herstellers *U.I. Lapp GmbH* mit einem Querschnitt von 2,5 mm^2 eingesetzt, welches über Gabelkabelschuhe im Klemmkasten kontaktiert ist (siehe Abb. 4–52). Diese Leitung wird eingesetzt, da sie zum einen langfristig UV- und witterungsbeständig ist und außerdem in ihren äußeren Abmessungen ideal zur Zugentlastung an den Modulen passt. Der Querschnitt könnte für die hier fließenden Ströme von weniger als einem Ampere kleiner ausfallen, bietet jedoch den Vorteil eines geringen Spannungsfalls auf der Leitung. Die Verlegung der Leitung ist trotz UV-Beständigkeit in einem Schutzrohr am Mast realisiert. Die mechanische Montage der Zellen erfolgt durch ein Gestell aus Aluminiumprofilen, das mit dem Rahmen der Zelle verschraubt ist (Zeichnung siehe Anhang A10). In jedes dieser Gestelle ist ein verstellbares Gelenk zur Neigungsjustierung integriert, welches mit den seitlichen Innensechskantschrauben geklemmt werden kann (siehe Abb. 4–53). Der Neigungswinkel beträgt im Ausgangszustand 45° und kann für spätere Messvorgänge, wie beispielsweise für die Untersuchung der Wirkung des Neigungswinkels auf die eingestrahlte Leistung, mit wenigen Handgriffen angepasst werden. Die Befestigung der Gestelle am Mast erfolgt durch Klemmung mit drei Mastschellen aus Edelstahl. Um die Klemmung zu verbessern, befindet sich eine rutschhemmende und für den Außeneinsatz geeignete Gummimatte zwischen Gestell und Mast. Der Aufbau der Messschaltung kann dem Schaltplan entnommen werden (siehe Anhang A3.4 Schaltplanseite 39 bis 41). Zusätzlich ist die Schaltung im Folgenden als Blockschaltbild aufbereitet (siehe Abb. 4–54). Um jede Last nur einmal ausführen zu müssen, wirkt die Steuerung (SPS) als Multiplexer. Diese schaltet in Kombination mit Relais und der zugehörigen Programmierung (siehe Kapitel 4.5.4.9) jeweils die Last an das Modul. Die Messung von Strom und Spannung des Moduls erfolgt dann ebenfalls durch die Steuerung.

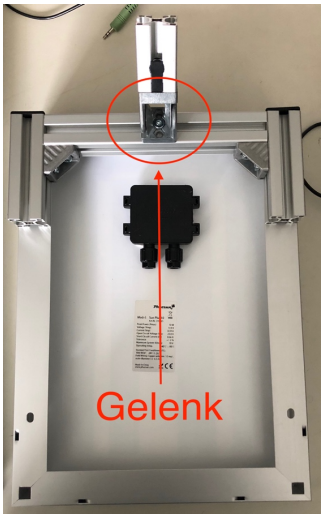


Abb. 4–53: Montagegestell mit Gelenk

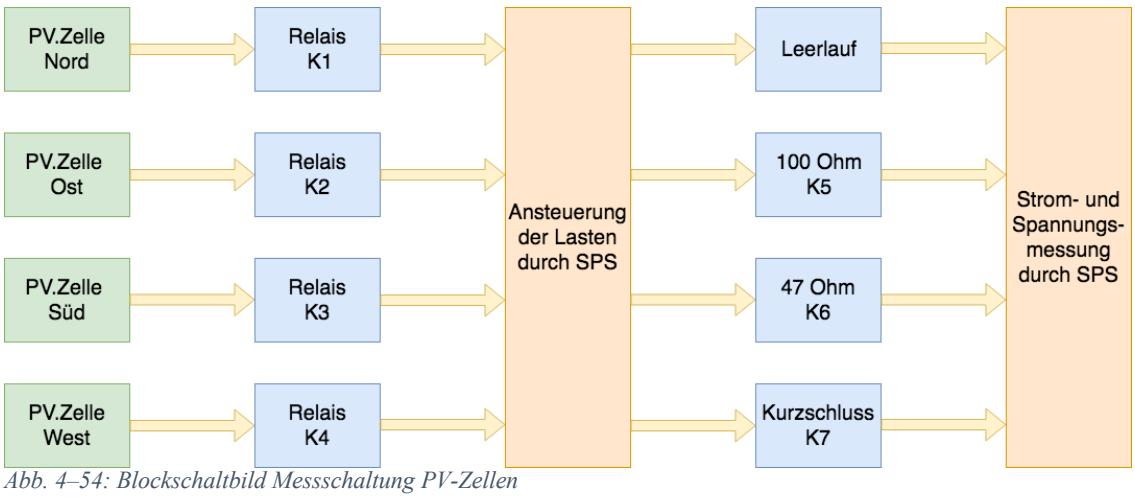


Abb. 4–54: Blockschaltbild Messschaltung PV-Zellen

Um die im Blockschaltbild dargestellte Funktionsweise zu realisieren, besteht die Schaltung aus sieben Relais (vgl. [88]) und einer Platine für die elektrischen Lasten, welche sich im Anschlussschrank des Messwerterfassungssystems im Messfeld befinden (siehe Abb. 4–55). Vier der sieben Relais (K1 – K4) dienen zur allpoligen Trennung und Zuschaltung der PV-Module und die drei weiteren zur Kontaktierung der Lasten. Die Lasten, welche in Form von ohmschen Leistungswiderständen (siehe Abb. 4–56) ausgeführt sind, befinden sich im Platinengehäuse und sind dort auf Flachmaterial aus Aluminium aufgeschraubt. Dieses dient der besseren Kühlung der Widerstände. Mittels Jumper auf der Platine kann die ohmsche Last durch ein Array aus LEDs ausgetauscht werden.

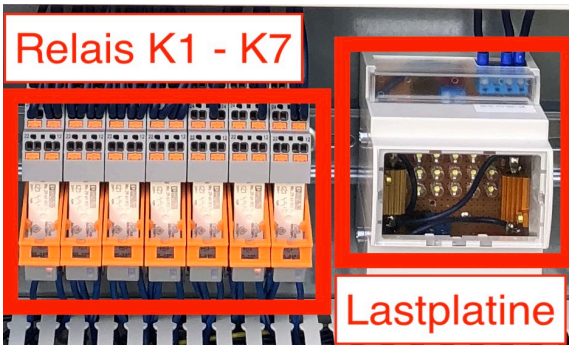


Abb. 4–55: Schaltung Photovoltaik-Messsystem bestehend aus Relais (K1-K7) und Lastplatine

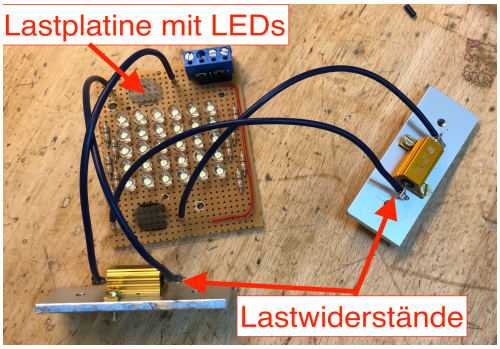


Abb. 4–56: Lastplatine Photovoltaik-Messsystem mit Leistungswiderständen

Die Photovoltaikzelle ist mit den Kontakten 11 (+) und 21 (-) des zugehörigen Relais verbunden (siehe Abb. 4–57). Die eingesetzten Relais verfügen über jeweils zwei Wechslerkontakte. Diese Kontakte wechseln durch Anlegen von +24 V DC an den Kontakt A1 und Nullpotenzial an A2 von den Kontakten 12 und 22 auf 14 und 24. Hierdurch kann an den Kontakten 14 und 24 zunächst die Leerlaufspannung des Moduls gemessen werden. Durch zusätzliches Ansteuern der Relais K5 bis K7 kann dann die Modulspannung an die Lasten geschaltet werden (Zuordnung siehe Struktogramm Abb. 4–54). Die Spannungsmessung erfolgt wiederum zwischen den Kontakten 14 und 24. Für die Strommessung ist der Stromkreis sekundärseitig der Last auf einen Eingang zur Strommessung am Messwerterfassungssystem geführt. Durch zyklische und kombinierte Ansteuerung der Relais, deren Realisierung in Kapitel 4.5.4.9 erläutert wird, ermöglicht diese Schaltung ein Vermessen aller vier Module mit nur einem Spannungs- und einem Stromeingang am Messwerterfassungssystem.

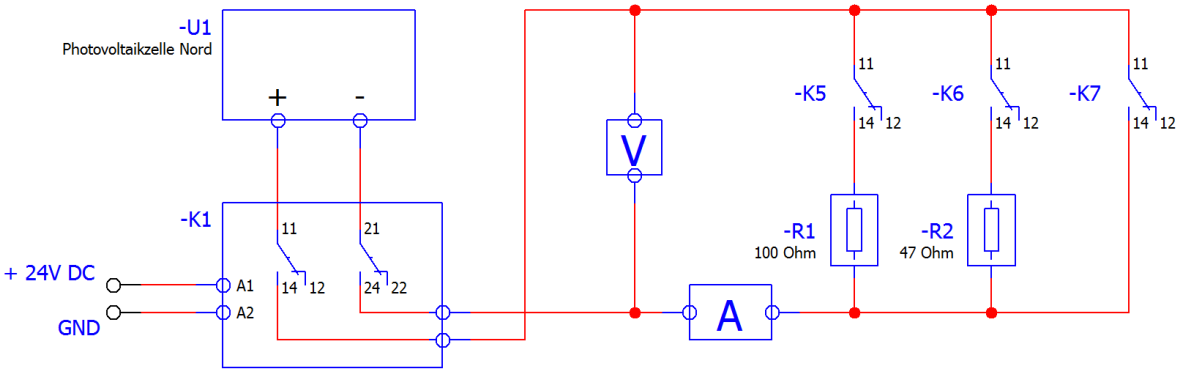


Abb. 4–57: vereinfachter Aufbau der Strom- und Spannungsmessung des Photovoltaik-Messsystems anhand der Photovoltaikzelle Nord

Mangels weiterer Hilfskontakte kann keine gegenseitige Verriegelung zwischen den Relais realisiert werden. Dies führt beim "Klebenbleiben" eines oder mehrerer Relais dazu, dass sowohl Strom als auch Spannung von mehreren Modulen gleichzeitig gemessen werden. Durch die ausreichend große Dimensionierung der Lastwiderstände und die zusätzlich installierten Kühlkörper stellt dies jedoch keine Gefahr für den Betrieb der Station dar. Für den konkreten

Fall eines klebenden Relais können die Schalteinsätze (Wechsler) mit wenigen Handgriffen ausgetauscht werden. Darüber hinaus ist zu beachten, dass diese Schaltung bewusst keinerlei Bezug zum Nullpotenzial der Messwerterfassung aufweist. Damit ist eine händische Spannungsmessung nur zwischen den Polen einer jeden Zelle möglich. Jede PV-Zelle wirkt somit als eigenständige Spannungsquelle und durch allpolige Abtrennung der Module an den Relais besteht zu keinem Zeitpunkt eine Verbindung unter den Zellen.

4.3.8 Photovoltaikanlagen

4.3.8.1 Einleitung

Die bereits in Kapitel 4.2.3.4 vorgestellten Photovoltaikanlagen können in Verbindung mit den zugehörigen Wechselrichtern ebenfalls zur Akquirierung von Strahlungsdaten genutzt werden und werden deshalb hier nochmals als Sensorik aufgeführt. Beide Wechselrichter erfassen intern Messgrößen wie die DC-Spannung der Module, die aktuell ausgegebene AC-Leistung und die eingespeiste elektrische Energie. Durch die integrierte Kommunikationsschnittstelle können diese Messwerte ausgelesen und mit den meteorologischen Größen Helligkeit und UV-Strahlung korreliert werden. Die folgenden beiden Kapitel gehen dabei auf die konkreten Schnittstellen und auslesbaren Parameter der Wechselrichter ein.

4.3.8.2 Photovoltaikanlage 500 W & SolarInvert Winsol WR500-12 AC HY

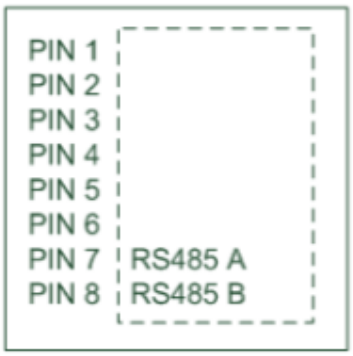


Abb. 4–58: Steckerbelegung RS 485 Schnittstelle WR500(Quelle: [138]*)*

Der *SolarInvert Winsol WR500-12 AC HY* Wechselrichter verfügt über eine klassische RS485 Schnittstelle (vgl. [37, p. 14 ff.]), welche als RJ45-Buchse ausgeführt ist. Der Datenaustausch erfolgt im Halbduplexbetrieb, wodurch lediglich zwei Adern zur Datenübertragung nötig sind. Die genaue Steckerbelegung ist in Abb. 4–58 dargestellt. Durch den Einsatz der RJ45-Steckverbinder am Wechselrichter kommt hier eine achtpolige geschirmte Ethernet-Leitung (Cat. 6a Twisted-Pair) zum Einsatz, wovon 6 Adern unbelegt bleiben. Als Protokoll zur Datenübertragung dient *Modbus-RTU,* wobei die Register nach dem *SUNSPEC* Standard organisiert sind. Da zum Zeitpunkt der Abgabe dieser Arbeit die finale Version, der für die Kommunikation zu einer externen Datenerfassung nötigen Software des Wechselrichters noch nicht zu Verfügung steht, können hier keine detaillierteren Angaben gemacht werden.

4.3.8.3 Photovoltaikanlage 1,65 kW & Kostal Piko MP-Plus 1.5

Der Wechselrichter Kostal Piko MP-Plus 1.5 stellt drei Kommunikationsschnittstellen in Form von RJ45 Steckverbindern zu Verfügung. Diese befinden sich auf der Unterseite des Geräts. Laut der Gerätedokumentation wird über einen der Anschlüsse eine RS485 Schnittstelle bereitgestellt, welche einen Anschluss an die Messdatenerfassung ermöglichen kann (vgl. [66, p. 12 ff.]). Für den zweiten Anschluss ist die elektrische Schnittstelle nicht genauer spezifizierte, hier kommt jedoch das *Modbus-RTU* Protokoll zum Einsatz, was ebenfalls einen potenziellen Anschlusspunkt an die Messdatenerfassung darstellt. Das dritte Netzwerkinterface eignet sich nur begrenzt für den Anschluss an die Messdatenerfassung, stellt jedoch einen Webserver bereit, über den die aktuellen Messwerte und Parameter auf eine Website eingesehen werden können. Da zum Zeitpunkt der Abgabe jedoch keine genaueren Informationen zur Belegung der Steckverbinder, dem verwendeten Protokoll auf Anschluss eins und der elektrischen Schnittstelle auf Anschluss zwei vorliegen, ist eine Anbindung im Rahmen dieser Arbeit nicht möglich.

4.3.9 Zusammenfassung eingesetzte meteorologische Messtechnik

Bei den in diesem Kapitel vorgestellten Sensoren handelt es sich ausgenommen vom Photovoltaik-Messsystem um rein meteorologische Messgeräte, mit denen die meisten klimarelevanten Größen elektrisch erfasst werden können. Der Clima Sensor US stellt dabei den Hauptbestandteil der gesamten Sensorik dar, da er abgesehen von der UV-Strahlung alle weiteren meteorologischen Messgrößen dieser Anlage erfassen kann. Als Referenz für die Messverfahren dieses Sensors dienen die weiteren eingesetzten Sensoren. Damit ist es möglich, den Niederschlag einerseits berührungslos durch ein Radarsystem (Clima Sensor US) und zusätzlich durch einen klassischen Niederschlagssammler mit Kippwaage zu erfassen. Darüber hinaus kann die akustische (ultraschallbasierte) Messung der Windrichtung und der Windgeschwindigkeit durch die Messungen der Windfahne und des Schalensternanemometers validiert werden. Die Sensorik wurde mit dem Fokus auf eine möglichst ideale Ausrichtung positioniert, welche durch die örtlichen Gegebenheiten jedoch nicht ganz den Anforderungen des Herstellers und des *DWD* entsprechen können. Die Anforderungen dienen daher nur als Orientierung für die Ausrichtung der Sensorik. Zu den Anforderungen des *DWD* ist darüber hinaus zu sagen, dass mit dem Bau der Wetterstation nicht das Ziel verfolgt wird, in das Stationsnetz des Deutschen Wetterdiensts aufgenommen zu werden, weshalb die eventuell entstehenden Messabweichungen in Kauf genommen werden. Nachfolgend sind tabellarisch alle eingesetzten meteorologischen Sensoren inklusive ihrer technischen Daten, Berechnungsparameter für die Messdatenerfassung und der zugehörigen Klemmleiste am Messwerterfassungssystem aufgelistet (siehe Tbl. 4–4).

Sensor	**UV-Sensor**	**Windgeschwindigkeits-geber**	**Windrichtungsgeber**	**Niederschlags-sammler**	**Clima Sensor US**	**Photovoltaik-Messsystem**
Hersteller	Thies Clima	Thies Clima	Thies Clima	Thies Clima	Thies Clima	Eigenentwicklung
Typ	Silizium UVAB Sensor E1.1	Windgeber - compact	Windrichtungsgeber - compact	Niederschlags-sammler Kippwaage	Clima Sensor US	Himmelsrichtungs-abhängige Photovoltaik-Testanlage
Art.-Nr.	7.1416.10.041	4.3519.00.141	4.3129.60.141	5.4032.35.008	4.9200.00.000	-
Messbereich	**UV-A Strahlung** 0 bis 100 W/m^2 **UV-B Strahlung** 0 bis 0,7 W/m^2	0 bis 50 m/s	0° bis 360°	0 bis 11 mm/min	**Windgeschwindigkeit** 0,01 bis 60 m/s **Windrichtung** 0° bis 360° **Temperatur** -40 bis +80 °C **Rel. Luftfeuchtigkeit** 0 bis 100 % **Luftdruck** 300 bis 1100 hPa **Helligkeit** 1 lux bis 150 kLux **Niederschlag** 0,001 bis 999 mm/h	**Spannung** 0 bis 300 V AC/DC **Strom** 0 bis 10 A AC/DC
Ausgangssignal	4 – 20 mA (2-kanalig) **Kanal 1** UV-A Strahlung 310 – 400 nm (Kontakt 2) **Kanal 2** UV-B Strahlung 265 – 315 nm (Kontakt 3)	4 – 20 mA (Kontakt 3 und 4)	4 – 20 mA (Kontakt 3 und 4)	Impulssignal (2-kanalig) **Kanal 1** Transistorausgang Pulslänge: 125 ms linearisiert (Kontakt 1) **Kanal 2** Reedkontakt Pulslänge: 50 ms (Kontakt 2)	**Analog** 8 Kanäle + 0 bis 10 V DC **Serielle Datenausgabe** RS422/RS485 **Protokolle** MODBUS RTU, ASCII-Thies-Protokoll	**PV-Zellen** Leistung: 0 bis 10 W Spannung: 0 bis 17 V DC Strom: 0 bis 0,59 A
Berechnungs-parameter	**Kanal 1** 4 mA ≙0 W/m^2 20 mA≙100 W/m^2 **Kanal 2** 4 mA ≙0 W/m^2 20 mA ≙0,7 W/m^2	4 mA≙0 m/s 20 mA≙50 m/s	4 mA ≙ 0 ° ≙ Nord 8 mA ≙ 90 ° ≙ Ost 12 mA ≙ 180 ° ≙ Süd 16 mA ≙ 270 ° ≙ West	1 Impuls ≙ 0,1 l/m^2	vgl. [26, p. 27 ff.]	-

Tbl. 4-4: Zusammenfassung meteorologische Messtechnik der Messstation

Sensor	UV-Sensor	Windgeschwindigkeits-geber	Windrichtungsgeber	Niederschlags-sammler	Clima Sensor US	Photovoltaik-Messsystem
Energieversorgung	Spannung: +10 bis + 24 V DC (Kontakt 1 und 4) Stromaufnahme: Leerlauf: 0,75 mA Maximal: 40,75 mA	Spannung: +9 bis +24 V DC (Kontakt 1 und 2) Stromaufnahme: Maximal: 50 mA	Spannung: +8 bis +24 V DC (Kontakt 1 und 2) Stromaufnahme: n. a.	**Kanal 1** Spannung: + 5 bis + 24 V DC (Kontakt 1) Stromaufnahme: Leerlauf: 56 µA Maximal: 80 mA **Kanal 2** Spannung: max. 42 V DC/AC (Kontakt 2) Schaltleistung: Maximal: 0,5 W	Spannung: 24 V AC/DC (Kontakt 1 und 2) Leistungsaufnahme: Maximal: 25 W	-
Heizung	keine	20 W Spannung: 24 V AC/DC (Kontakt 5 und 6) Stromaufnahme: Maximal: 0,84 A	20 W Spannung: 24 V AC/DC (Kontakt 5 und 6) Stromaufnahme: Maximal: 0,84 A	48,5 W Spannung: 24 V AC/DC (Kontakt 6 und 7) Stromaufnahme: Maximal: 2 A	24 W Spannung: 24 V AC/DC Über Versorgung des Sensors	-
Anschluss	LiYCY 5 x 0,25 mm² Länge: 5 m Geräteseite mit Stecker	LiYCY 5 x 0,25 mm² Länge: 12 m Geräteseite fest angeschlossen	LiYCY 5 x 0,25 mm² Länge: 12 m Geräteseite fest angeschlossen	Ölflex Classic 400 P 7G0,75 mm² Länge: ca. 15 m Geräteseite mit Stecker	SABIX D315 FRNC 16x0.25 mm² Länge: ca. 10 m Geräteseite mit Stecker	PV-Zellen: Ölflex SOLAR XLS-R 2x2,5 mm² Messschaltung: H07V-K 2,5 mm²
Klemmleiste	XL20	XL40	XL50	XL30	XL10	XL60
Zubehör	Befestigungsdapter (Art.-Nr. 506345) Quertraverse (Art.-Nr. 4.3171.40.000)	Quertraverse (Art.-Nr. 4.3171.40.000)	Quertraverse (Art.-Nr. 4.3171.40.000)	Montagefuß (Art.-Nr. 9.4031.35.065) Vogelschutzring (Art.-Nr. 5.4010.00.010)	Quertraverse (Art.-Nr. 4.3171.40.000)	-

4.4 Hardware Messdatenerfassung und -verarbeitung (Kohrs)

4.4.1 Einleitung und Konzept

Das Konzept der Messdatenerfassung und -verarbeitung sieht vor, dass die Messwerte der Sensorik dezentral im Messfeld erfasst und zur Verarbeitung über ein industrielles Kommunikationssystem in den Container übertragen werden. In diesem findet dann die Verarbeitung der Messdaten in einer speicherprogrammierbaren Steuerung (SPS) auf einem Industrie-PC statt. Im Anschluss an die Verarbeitung werden die Messwerte zur dauerhaften Speicherung weiterübertragen. Zusätzlich werden die aktuellen Messwerte in Form einer Visualisierung auf der Steuerung dargestellt. Dieses Konzept resultiert aus den Erfahrungen des Prototyps, der Aufgabenstellung und den örtlichen Randbedingungen ist nachfolgend in einem Struktogramm visualisiert (siehe Abb. 4–59). Das Struktogramm enthält bereits alle aktuell anzubindenden Sensoren mit ihrer elektrischen Schnittstelle sowie eine mögliche Kommunikationsanbindung der Wechselrichter.

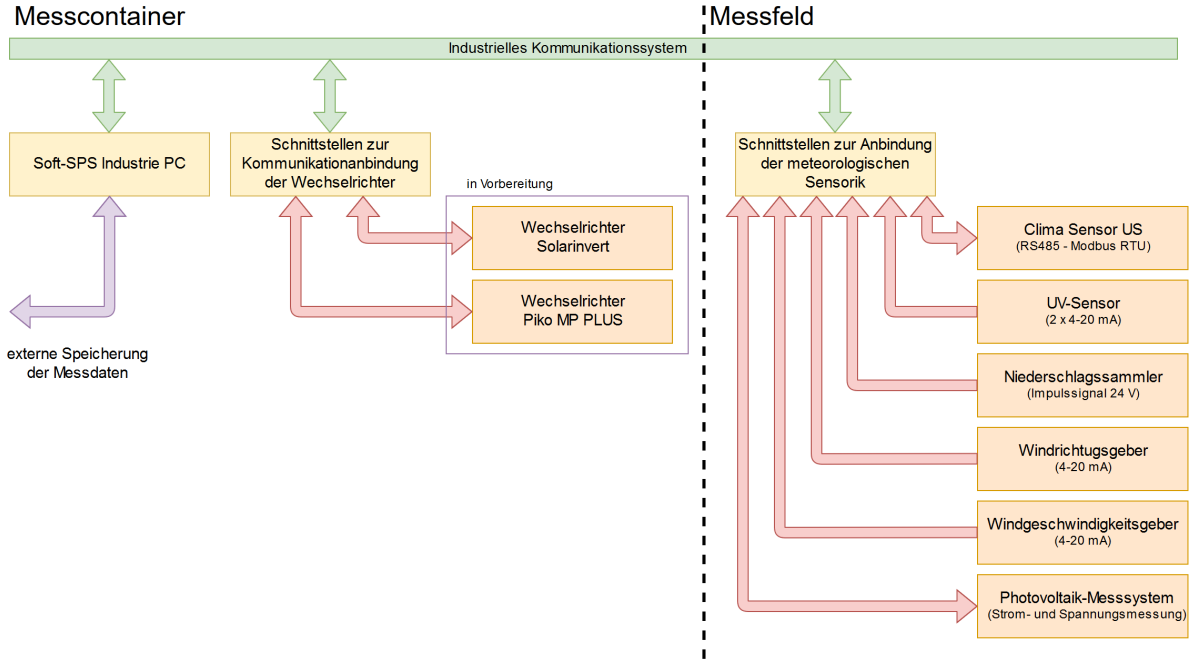


Abb. 4–59: Struktogramm der Messdatenerfassung mit Anbindung der Sensorik im Messfeld, Übertragung der eingelesenen Messwerte in den Container und Weiterverarbeitung der Messdaten durch eine SPS mit anschließender externer Speicherung

Für die konkrete Umsetzung des Hardwarekonzepts und der fachgerechten Unterbringung der dafür nötigen Komponenten sind zwei unabhängige Schaltschränke im Einsatz, die über ein industrielles Kommunikationssystem miteinander verbunden sind. Einer der beiden Schaltschränke befindet sich innerhalb des Containers und enthält die zentrale Steuerung sowie die Komponenten zur späteren Kommunikationsanbindung der Wechselrichter. Durch die Unterbringung im beheizten Container sind keine besonderen Anforderungen hinsichtlich der Umwelteinflüsse auf die dort verbaute Hardware gestellt. Der zweite Schaltschrank dagegen befindet sich dauerhaft im Außenbereich und muss dementsprechend beständig gegen Witterungseinflüsse wie beispielsweise UV-Strahlung, wechselnde Temperaturbedingungen und Niederschlag sein. Ebenso muss die darin enthaltene Hardware für die Temperaturen und Luftfeuchtigkeitsbedingungen im Außenbereich geeignet sein. Der genaue Aufbau der Schaltschränke sowie die darin enthaltenen Komponenten werden im Laufe dieses Kapitels näher erläutert.

Aus dem dargestellten Konzept und den Arbeitsbedingungen leiten sich daher die folgenden Anforderungen an die einzusetzende Hardware und Steuerungstechnik ab:

- zuverlässiger und stabiler Dauerbetrieb
- Komponenten im Messfeld für den ganzjährigen Betrieb im Außenbereich geeignet (Temperaturen zwischen -20 °C und +40 °C)
- Möglichkeit, Messgrößen dezentral im Messfeld zu erfassen und für eine weiter Verarbeitung in den Container zu übertragen
- Anbindungsmöglichkeiten für die gesamte Sensorik mit verschiedensten elektrischen Schnittstellen und Kommunikationsprotokollen (siehe Kapitel 4.3)
- Flexibles Schnittstellenkonzept, das heißt Unterstützung verschiedenster elektrischer Schnittstellen und Kommunikationsprotokolle für flexible nachträgliche Erweiterbarkeit
- Ausgangsschnittstellen für die Ansteuerung der Relais des himmelrichtungsabhängigen Photovoltaik-Messsystems
- Möglichkeit zur Kommunikationsanbindung der Wechselrichter
- Kommunikation zu externen Datenbanksystemen für die dauerhafte Speicherung der Messwerte
- Visualisierung der Messwerte auf einem Display an der Messdatenerfassung

4.4.2 Auswahl der Komponenten der Industriesteuerung

4.4.2.1 Einleitung

Auf dem Markt der Industriesteuerung ist eine Vielzahl von Anbietern mit unterschiedlichsten Schnittstellenkonzepten, Kommunikationssystemen, Bauformen und Preisgefügen vertreten. Im Fall der Wetterstation fällt die Wahl auf den Hersteller *Beckhoff Automation GmbH und Co. KG.* Dieser setzt abweichend von vielen anderen Herstellern auf den Einsatz reiner Soft-SPSen. Hierbei werden die Steuerungsaufgaben auf einem Industrie-PC ausgeführt, der für den dauerhaften und zuverlässigen Betrieb ausgelegt ist. Die Soft-SPS wird dabei als Programm auf dem PC realisiert und erhält vorgegebene Ressourcen, die nicht von anderen Anwendungen belegt werden können. Hiermit wird die Echtzeitfähigkeit des Systems gewährleistet. Für die Industrie-PCs kommen dabei häufig gängige Betriebssysteme wie *Linux* und *Windows* zum Einsatz, die für den Echtzeitbetrieb der Steuerung abgewandelt und um Komfortfunktionen reduziert sind. Im Falle der *Beckhoff*-Steuerung wird als Betriebssystem eine echtzeitfähige Version von *Microsoft Windows 10* verwendet. Ein großer Vorteil einer Soft-SPS liegt darin, dass diese entweder bereits einen Monitor integriert ist oder zumindest ein externer Monitor angeschlossen werden kann. Somit kann die Programmierung der Steuerungsaufgaben (siehe Kapitel 4.5) direkt auf dem Computer erfolgen, ohne ein zusätzliches und gegebenenfalls teures Programmiergerät zu benötigen. Der Einsatz einer Soft-SPS auf einem Industrie-PC bietet darüber hinaus den Vorteil, dass auf dem PC parallel weitere Programme, wie beispielsweise eine Visualisierung ausgeführt werden können. Außerdem ermöglichen Industrie-PCs durch ihre gängigen Betriebssysteme häufig eine gute Kommunikationsanbindung zu externen Datenbanksystemen. Sowohl die Visualisierung als auch die Datenbankanbindung sind im Portfolio der *Beckhoff*-Steuerung vorhanden. Das Steuerungskonzept von *Beckhoff* sieht vor, dass der Industrie-PC den Master des industriellen Kommunikationssystem *EtherCAT* bildet und über dieses mit Ein- und Ausgangsschnittstellen kommuniziert. Für die physikalische Verbindung zwischen Soft-SPS und Klemme dienen dabei sogenannte Buskoppler. An diese lassen sich flexibel Ein- und Ausgangsmodule in Form von steckbaren Klemmen anreihen. Die

Klemmen sind dabei mit den verschiedensten elektrischen Schnittstellen verfügbar. Die Firma *Beckhoff* stellt alle Schnittstellen zu Verfügung, die für die Anbindung der Sensorik der Wetterstation benötigt werden. Auf diese Weise lässt sich die Steuerung flexibel und auf die Anforderungen zugeschnitten aufbauen. Diese Kombination aus Buskopplern, Klemmen und Bussystem ermöglicht im Falle der Wetterstation die Erfassung der Messwerte durch Eingangsklemmen im Messfeld und die anschließende Übertragung in den Container durch *EtherCAT*. Da das Portfolio zudem Komponenten mit Eignung für den ganzjährigen Außeneinsatz beinhaltet, bildet eine Steuerung der Firma *Beckhoff* eine rundum geeignete Lösung zur Realisierung des Konzepts der erweiterten Wetterstation mit vergleichsweise gutem Preis-Leistungs-Verhältnis. Andere Mitbewerber mit gleichem Leistungsumfang verursachen teilweise bis zu 100 % höhere Kosten. Im Folgenden werden die eingesetzten Steuerungskomponenten mit ihren technischen Parametern vorgestellt.

4.4.2.2 Soft-SPS - Panel-PC

Als Industrie-PC kommt ein Panel-PC des Typs *CP2724-0010* mit einem Touchscreen in der Größe 24 Zoll zum Einsatz (siehe Abb. 4–60). Dieser ist für den festen Einbau in einem Schaltschrank vorgesehen und wird über Klemmhebel im Ausschnitt der Schaltschranktür befestigt (siehe Abb. 4–61). Der Einsatz eines Panel-PCs bietet den Vorteil, dass für die spätere Programmierung kein zusätzlicher externer Monitor benötigt wird und zusätzlich die Visualisierung der aktuellen Messwerte direkt auf dem Gerät erfolgen kann. Die Leistungsaufnahme des PCs liegt mit eingeschaltetem Display bei knapp unter 70 Watt.

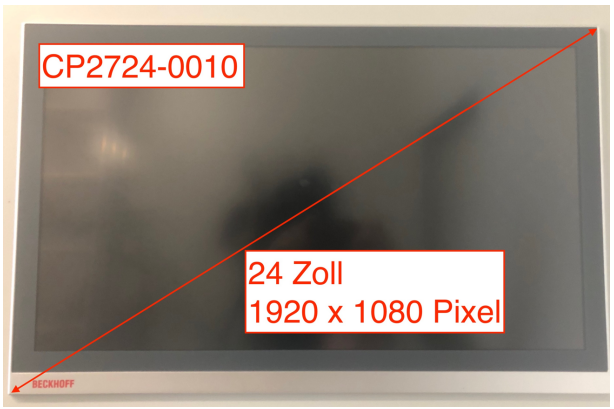


Abb. 4–60: Beckhoff CP2724-0010 (Vorderseite) in Schaltschranktür des Schaltschranks im Container

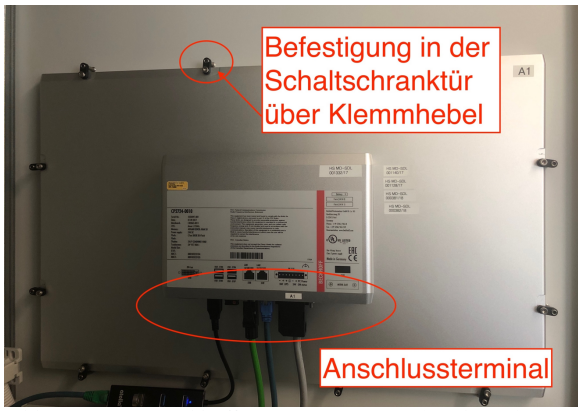


Abb. 4–61: Beckhoff CP2724-0010 (Rückseite) in Schaltschranktür des Schaltschranks im Container

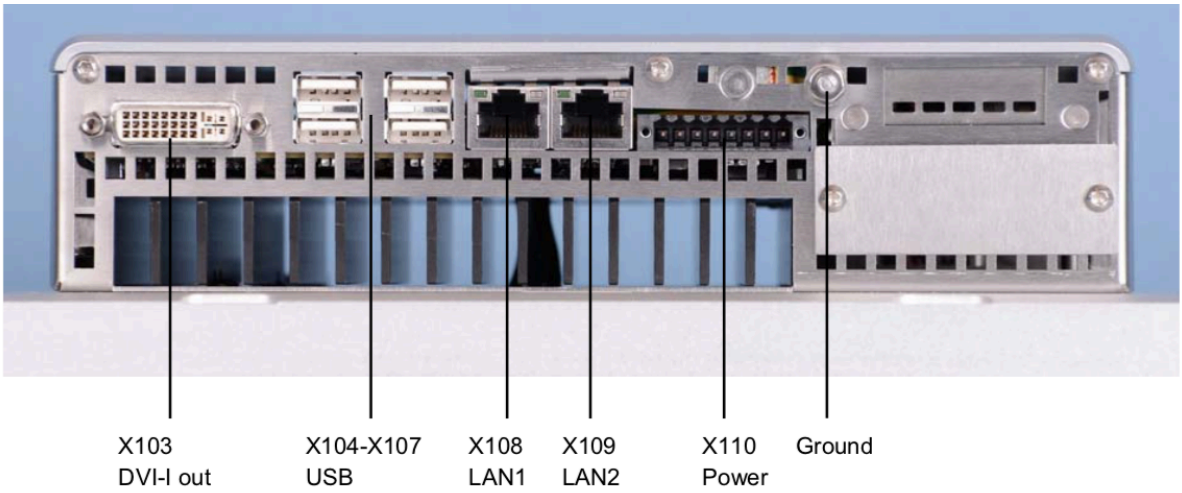


Abb. 4–62 Anschlussterminal Beckhoff CP2724-0010 (Unterseite)(Quelle: [89, p. 10]*)*

Als CPU ist in diesem PC ein Intel Atom E3827 (2 Kerne, 1,75 GHz) verbaut. Der PC verfügt darüber hinaus über vier Gigabyte Arbeitsspeicher und eine 30 Gigabyte CFast-Karte als Massenspeichermedium. Als Betriebssystem kommt *Windows 10 IoT Enterprise* zum Einsatz. Das Anschlussterminal befindet sich auf der Unterseite (siehe Abb. 4–62) und besteht aus einer "DVI-I out" Schnittstelle (X103), mehreren USB-Ports (X104-X107), zwei RJ45-LAN Anschlüssen (X108 und X109), sowie einer 8-poligen Stiftleiste (X110) für die Energieversorgung (siehe Abb. 4–63). Die Pins 1 bis 3 sind für eine Energieversorgung durch eine unterbrechungsfreie Stromversorgung (USV) vorgesehen. Diese ist für die Wetterstation nicht in Benutzung, da der Wartungsaufwand für den Einsatz eines entsprechenden Akkus zu groß ist und außerdem ein kurzzeitiger Ausfall der Station toleriert werden kann. Pin 4 dient dem Anschluss des Schutzleiters. An die Pins 5 und 6 wird die Spannungsversorgung des PCs angeschlossen. Die Spannungshöhe beträgt dabei 24 V DC und ist bei einem Leitungsquerschnitt von 1,5 mm^2 mit maximal 16 Ampere abzusichern (vgl. [89, p. 18]). Bei Pin 7 handelt es sich um einen Steuerkontakt. Wird an diesen Kontakt eine Spannung von +24 V DC angelegt, fährt der PC ordnungsgemäß herunter (vgl. [89, p. 18]). Der Steuerkontakt ist somit invertiert, was dazu führt, dass der PC durch Anlegen der Versorgungsspannung automatisch hochfährt. Pin 8 gibt während des Betriebs des PCs eine Spannung von + 24 V DC aus und kann somit als Betriebsanzeige genutzt werden. Wird der PC heruntergefahren, fällt die Spannung an diesem Kontakt auf 0 V ab. Das Gerät wird für die Energieversorgung mit einem selbst konfektionierbaren Stecker mit Schraubklemmen geliefert.



Pin	Funktion		Pin	Funktion	
1	-	Akku-Pack (nur bei USV)	5	-	24 V_{DC} Versorgungsspannung
2	+		6	+	
3	UPS+ (USV-Ausgang)		7	PC_ON	
4	⏚		8	Power-Status	

Abb. 4–63: 8-polige Stiftleiste zur Energieversorgung des Panel-PCs (Quelle:[89, p. 16]*)*

Die beiden LAN-Anschlüssen dienen zum einen der Anbindung des *EtherCAT*-Kommunikationssystems, bieten aber auch die Möglichkeit, den PC an ein anderes externes Kommunikationsnetz anzubinden. Dies wird im Fall der Wetterstation genutzt, um eine Verbindung zum Datenbanksystem herzustellen. Hierfür wird ein separates Netzwerk innerhalb des IT-Netzes der Hochschule genutzt. Dieses Netzwerk enthält nur den Panel-PC und das Datenbanksystem. Es verfügt über keinen direkten Internetanschluss und ist damit manipulationssicher.

Der PC ist grundsätzlich wartungsfrei, lediglich die Mainboard-Batterie für die Speicherung von Datum, Uhrzeit und sonstigen Einstellung muss bei Bedarf ausgetauscht werden. Die Anleitung hierfür kann der Installations- und Betriebsanleitung (siehe [89, p. 11]) entnommen werden.

4.4.2.3 Buskoppler und Klemmen

4.4.2.3.1 Busskoppler - *EK1100*

Der hier verwendete Buskoppler *EK1100* (vgl. [90]) zur Hutschienenmontage dient als Bindeglied zwischen drahtgebundenem *EtherCAT*-Kommunikationssystem und den Ein-/Ausgangsklemmen zur Anbindung der Hardware. Die Klemmen werden dabei einfach auf der rechten Seite an den Buskoppler angereiht und über seitlich angeordnete Federkontakte mit Spannung versorgt (siehe Abb. 4–65). Der Buskoppler fast so mehrere Teilnehmer zusammen und bindet sie an das Netzwerk an. Hierzu wird der Buskoppler über spezielle vierpolige RJ45-Stecker an das *EtherCAT*-System angeschlossen (siehe Abb. 4–64). Der Buskoppler weist sowohl einen Eingang als auch einen Ausgang auf, wodurch er das Netzwerk an einen nächsten Koppler weiterreichen kann. Der Buskoppler wird über zwei Federzugklemmen mit 24 V DC Spannung versorgt, welcher wiederum die nachgeschalteten Klemmen über den sogenannten E-Bus mit Spannung versorgt. Die Gesamtstromaufnahme liegt dabei deutlich unter einem Ampere. Als Vorsicherung ist eine entsprechende Schutzeinrichtung mit maximal einem Ampere Nennstrom einzusetzen (vgl. [90, p. 51]). Handelt es sich bei den angeschlossenen Klemmen um Ausgangsklemmen, welche teilweise Ströme von mehreren Ampere treiben können, müssen zwingend die Powerkontakte beschaltet werden. Diese sind unabhängig von der Versorgung des Buskopplers und leiten den Strom direkt an die Klemmen weiter. Die Powerkontakte sind bei einer Spannung von 24 V DC mit maximal zehn Ampere abzusichern. Die Federzugklemmen können einen maximalen Leitungsquerschnitt von 2,5 mm² aufnehmen. Der Koppler ist für einen Temperaturbereich von -25 °C bis +60 °C spezifiziert, wodurch er sich ideal für den ganzjährigen Einsatz im Außenschaltschrank eignet. Im Fall der Wetterstation sind zwei dieser Buskoppler im Einsatz. Einer befindet sich im Schaltschrank im Messfeld zur Anbindung der Sensorik und einer im Schaltschrank im Container für eine noch folgende Kommunikationsanbindung der Wechselrichter.

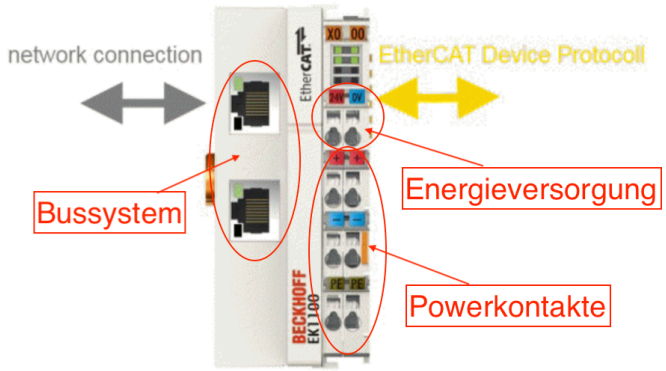


Abb. 4–64: Beckhoff Buskoppler EK1100 mit Anschlussterminal (Quelle:[75, p. 13]*)*

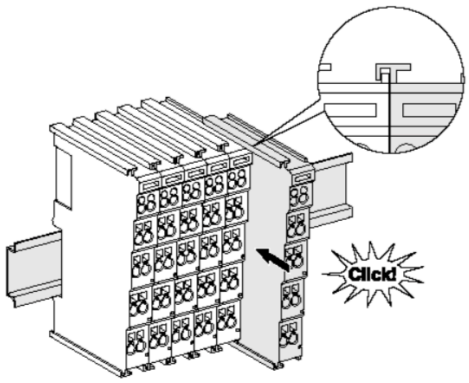


Abb. 4–65: Anreihen von Ein-/Ausgangsklemmen (Quelle:[75, p. 38]*)*

4.4.2.3.2 Digitale Eingangsklemme – EL1008 und EL1144

Innerhalb der Wetterstation sind drei Eingangsklemmen des Typs *EL1008* und eine vom Typ *EL1144* im Einsatz (vgl. [91]). Die Eingangsklemme *EL1008* ist eine achtkanalige digitale Eingangsklemme mit einer Nennspannung von 24 V DC. Die Klemme kann binäre Steuersignale erfassen und überträgt diese galvanisch getrennt zum übergeordneten Automatisierungssystem (vgl. [91, p. 13]). Es handelt sich hierbei um eine sogenannte Einleiter-Klemme, das heißt, als Bezugsmasse für die Signalerfassung wird die Masse des zugehörigen Buskopplers genutzt. Die Klemme erfasst einen logischen Low-Pegel ("0") bei Signalspannungen zwischen -3 V und +5 V. Bei Signalspannungen zwischen +11 V und +30 V wird ein logischer High-Pegel ("1") erfasst. Der aktuelle Signalzustand eines Kanals wird durch zugehörige LEDs visualisiert. Die Beschaltung und der Aufbau der Klemme können

Abb. 4–66 entnommen werden. Innerhalb der Klemme ist ein Eingangsfilter verbaut, womit hochfrequente Signale unterdrückt werden. Ein Signal muss hier mindestens 3 ms anliegen, bevor es detektiert wird. Im Fall der Wetterstation ist der Niederschlagssammler an eine der *EL1008* im Messfeld angeschlossen. Die *EL1144* entspricht in ihrer prinzipiellen Funktionsweise der EL1008, jedoch mit den Unterschiedenen, dass sie nur über vier Kanäle verfügt und die maximale Eingangsspannung bei 12 V DC liegt. Dies führt dazu, dass bei Signalpegeln von weniger als 2,4 V ein logischer Low-Pegel und bei Spannungen oberhalb von 8,5 V ein logischer High-Pegel detektiert wird. Darüber hinaus sind bei dieser Klemme die Powerkontakte nach außen geführt (siehe Abb. 4–67). Ihr Eingangsfilter lässt Signale mit deutlich höherer Frequenz zu. Bei dieser Klemme muss das Signal nur 10 µs anliegen, bis es detektiert wird. Aus diesem Grund eignet sich diese Klemme beispielsweise für die Frequenzmessung von hochfrequenten Impulssignalen. Innerhalb der Wetterstation ist die Klemme aktuell nicht im Einsatz. Der zulässige Temperaturbereich beider Karten liegt zwischen -25 °C und +60 °C.

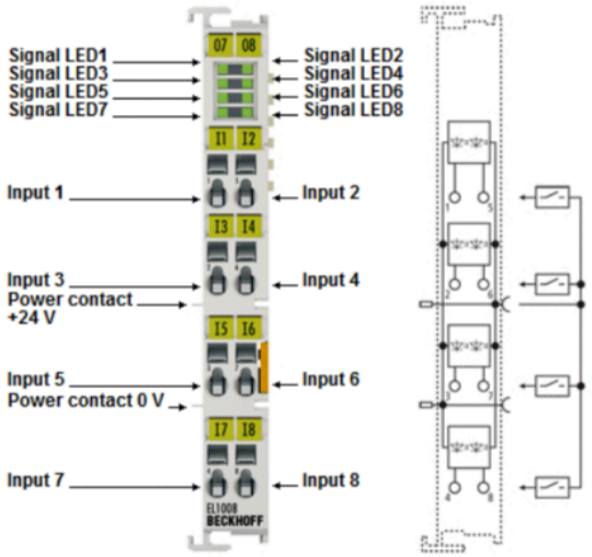


Abb. 4–66: Aufbau und Beschaltung der digitalen Eingangsklemme EL1008 (Quelle:[91, p. 16]*)*

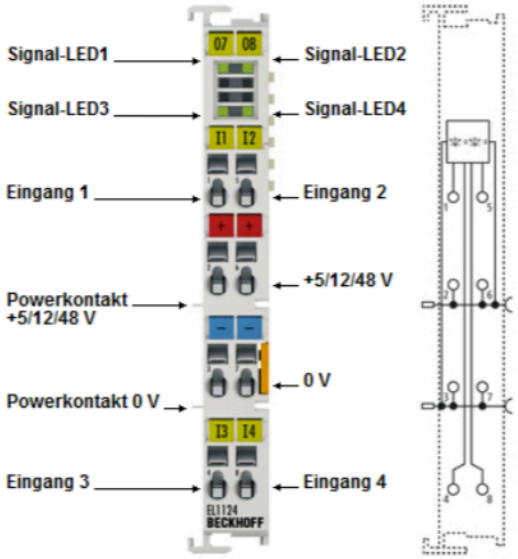


Abb. 4–67: Aufbau und Beschaltung der digitalen Eingangsklemme EL1144 (Quelle:[91, p. 32]*)*

4.4.2.3.3 Digitale Ausgangsklemme – *EL2008*

Im Steuerungsaufbau sind drei achtkanalige digitale Ausgangsklemme des Typs *EL2008* (vgl. [92]) verbaut. Diese Klemmen arbeiten auf einer Spannungsebene von 24 V und "*schalten binäre Steuersignale galvanisch getrennt an die Aktoren der Prozessebene weiter*" (Quelle: [92, p. 18]). Jeder Kanal kann dabei maximal 500 mA Ausgangsstrom liefern und wird über die Powerkontakte gespeist. Die acht Kanäle sind als Einleiterausgänge ausgeführt (siehe Abb. 4–68). Als Bezugspotenzial dient das 0 V Potenzial der Powerkontakte. Die zulässige Umgebungstemperatur liegt ebenfalls zwischen -25 °C und +60 °C. Innerhalb der Wetterstation werden die Klemmen zur Ansteuerung der Relais des Photovoltaik-Messsystems genutzt.

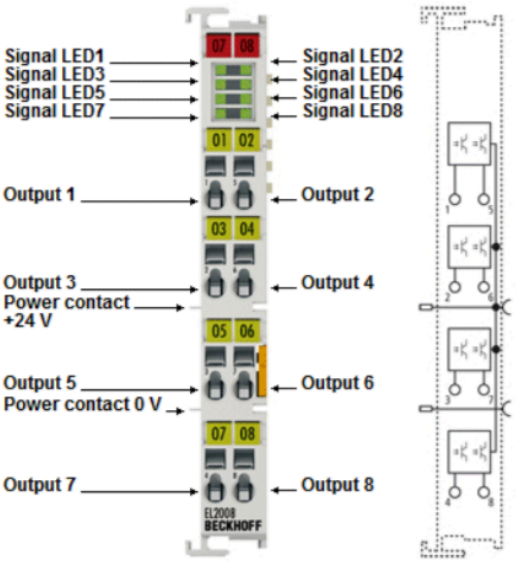


Abb. 4–68: Aufbau und Beschaltung der digitalen Ausgangsklemme EL2008 (Quelle: [92, p. 22]*)*

4.4.2.3.4 Analoge Eingangsklemme – *EL3174-0002*

Bei der *EL3174-0002* (vgl. [93]) handelt es sich um vierkanalige analoge Eingangsklemme, welche sowohl Spannungs- als auch Stromsignale messen kann. Für die Messung werden die folgenden Signalbereiche unterstützt:

- -10 V bis +10 V
- 0 V bis +10 V
- -20 mA bis +20 mA
- 0 mA bis +20 mA
- 4 mA bis +20 mA

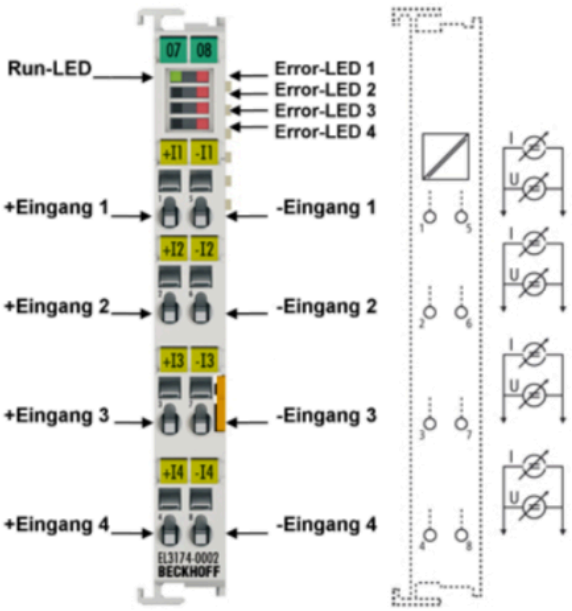


Abb. 4–69: Aufbau und Beschaltung der analogen Eingangsklemme EL3174-0002 (Quelle: [93, p. 28]*)*

Jeder dieser Kanäle ist einzeln parametrierbar. Die Anschlussbelegung kann Abb. 4–69 entnommen werden. Die Strommessung arbeitet bei dieser Klemme "single-ended" zur Bezugsmasse und die Spannungsmessung differenziell zwischen beiden Klemmen eines Eingangs (vgl. [93, p. 28]). Die Digitalisierung der Eingangssignale erfolgt vorzeichenbehaftet mit einer Auflösung 16 Bit. Die Klemme dient innerhalb der Wetterstation zum Einlesen der Signale des UV-Sensors (Kanal 1 und 2), des Windgeschwindigkeitsgebers (Kanal 3) und des Windrichtungsgebers (Kanal 4), welche ihr Messsignal jeweils als 4-20 mA Stromsignal ausgeben.

4.4.2.3.5 Serielle Schnittstellenklemme RS422/RS485 – *EL6021*

Die serielle Schnittstellenklemme *EL6021* (vgl. [94]) ermöglicht die Anbindung von Geräten mit einer elektrischen Schnittstelle nach den RS422- und RS485-Spezifikationen an ein *EtherCAT*-System. Hierbei sind sowohl Punkt-zu-Punkt (RS422) als auch Punkt-zu-Mehrpunkt (RS485) Verbindungen möglich. Die Klemme stellt eine Vielzahl von Anpassungsmöglichkeiten an das anzuschließende Gerät zur Verfügung, wie beispielsweise Baudrate, Parität und Aufbau der zu übertragenden Datenwörter. Darüber hinaus kann die Kommunikation sowohl im Voll- als auch im Halbduplexbetrieb erfolgen. Die Steuerung unterstützt bei der Kommunikation über diese Klemme beispielsweise Protokolle wie *MODBUS RTU* oder die Anbindung eines Geräts als COM-Schnittstelle innerhalb des Industrie-PCs. Die Beschaltung der Klemme kann Abb. 4–70 entnommen werden. An der Steuerung der Wetterstation sind drei Klemmen dieser Art verbaut. Eine der Klemmen dient der Anbindung des Clima Sensor US über das Protokoll *MODBUS RTU* und befindet sich im Schaltschrank im Messfeld. Über die beiden anderen Klemmen im Container sollen perspektivisch die Wechselrichter angebunden werden.

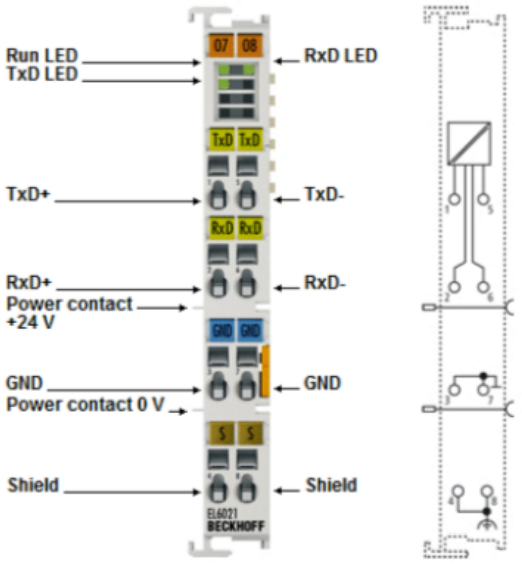


Abb. 4–70: Aufbau und Beschaltung der seriellen Schnittstellenklemme EL6021 (Quelle: [94, p. 18]*)*

4.4.2.3.6 Digital-Multimeter-Klemme – *EL3681*

Die Digital-Multimeter-Klemme *EL3681* (vgl. [95]) bildet ein klassisches Multimeter mit Strom- und Spannungsmessung für Gleich- und Wechselgrößen in eine SPS-Eingangskarte ab. Der Aufbau und die Beschaltung können Abb. 4–71 entnommen werden. Mit dieser Klemme ist es möglich, Spannungen von bis zu 300 V und Ströme bis zu 10 A zu messen. Hierbei erfolgt bei Bedarf eine automatische Umschaltung zwischen den Messbereichen. Die Spannungsbereich beginn bei 300 mV und reichen über 3 V und 30 V bis 300 V. Bei der Strommessung sind die Messbereiche 100 mA, 1 A und 10 A verfügbar. Für Strommessungen bis 10 A muss jedoch der separate Hochstrompfad (siehe Abb. 4–71) beschaltet werden. Bei der Umschaltung zwischen den Messbereichen treten Umschaltzeiten von ungefähr einer Sekunde auf. Wird die Umschaltung nicht benötigt, kann sie deaktiviert werden. Die Aktualisierungszeit für einen Messwert reduziert sich dann auf circa 0,5 Sekunden. Bei Strommessungen in den Messbereich 100 mA und 1 A ist der Strompfad durch eine Schmelzsicherung mit einem maximalen Nennstrom von 1,25 A abgesichert. Diese kann bei einem Defekt seitlich aus der Klemme entnommen und ausgetauscht werden. Die Strommessung im Messbereich bis 10 A ist nicht abgesichert. Ein Überstrom kann hier zum Defekt der Klemme führen. Bei der Messung von Wechselgrößen im Frequenzbereich bis 1 kHz erfolgt eine Echteffektivwertmessung (TRMS). Es können auch höhere Frequenzen gemessen werden, hierbei verringert sich jedoch die Messgenauigkeit (vgl. [95, p. 14]). Die Messwerte werden mit einer Auflösung 18 Bit plus Vorzeichen digitalisiert und in Form von µV beziehungsweise µA an die Steuerung übertragen. Für die Realisierung des gesamten Funktionsumfangs enthält die Klemme einen Mikrocontroller als Steuerungseinheit. Der Einleseprozess der Klemme ist nachfolgend in einem Struktogramm dargestellt (siehe Abb. 4–72). Hierbei wird zunächst durch den Mikrocontroller der Eingangskanal (Spannung, Strom, Hochstrom) ausgewählt. Im Anschluss daran erfolgt bei Wechselgrößen eine Echteffektivwert-Wandlung bevor die Messgröße durch einen Analog-digital-Converter (ADC) abgetastet und vom Mikrocontroller weiterverarbeitet wird. Der Mikrocontroller reicht den Messwert dann über die *EtherCAT*-Schnittstelle an die Soft-SPS weiter.

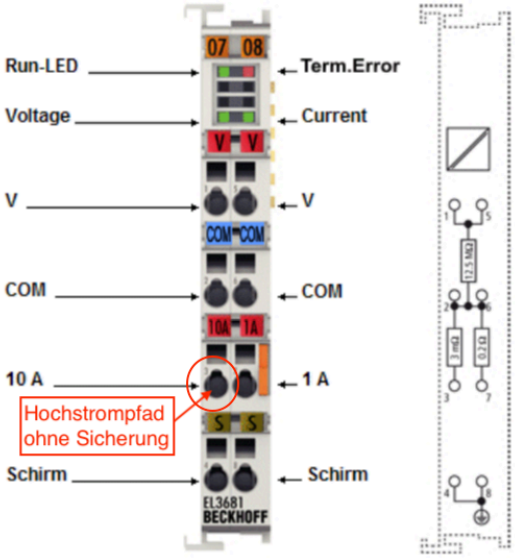


Abb. 4–71: Aufbau und Beschaltung der Digital-Multimeter-Klemme EL3681 (Quelle: [95, p. 12]*)*

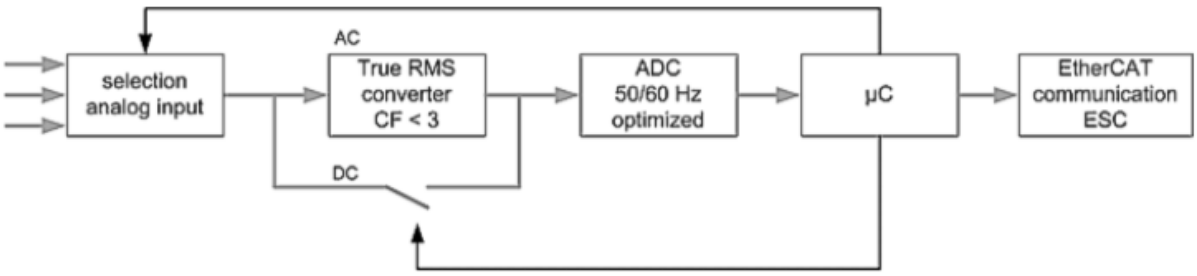


Abb. 4–72: Struktogramm der Digital-Multimeter-Klemme EL3681 (Quelle:[95, p. 14]*)*

Im Fall der Wetterstation sind zwei Multimeterklemmen im Einsatz, die die Strom- und Spannungsmessung des Photovoltaik-Messsystems übernehmen. Sie befinden sich im Schaltschrank im Messfeld und sind für den dauerhaften Außenbetrieb geeignet.

4.4.2.3.7 Klemmenanordnung an den Buskopplern

Im Folgenden sind die konkreten Konfigurationen der Buskoppler in beiden Schaltschränken dargestellt (siehe Abb. 4–73). Die genaue Beschaltung kann dem Schaltplan entnommen werden (siehe Anhang A3.3 Schaltplanseite 25-28 und A3.4 Schaltplanseite 34-38). Bei der Aneinanderreihung der Klemmen ist zu beachten, dass nicht alle Klemmen die Powerkontakte weiterreichen. Dies ist beispielsweise bei der Digital-Multimeter-Klemme *EL3681* der Fall. Solche Klemmen müssen immer nach allen Klemmen aufgereiht werden, die die Powerkontakte benötigen und weiterleiten, da sonst die Versorgung unterbrochen wird und die nachgeschalteten Klemmen nicht mehr ordnungsgemäß funktioniert.

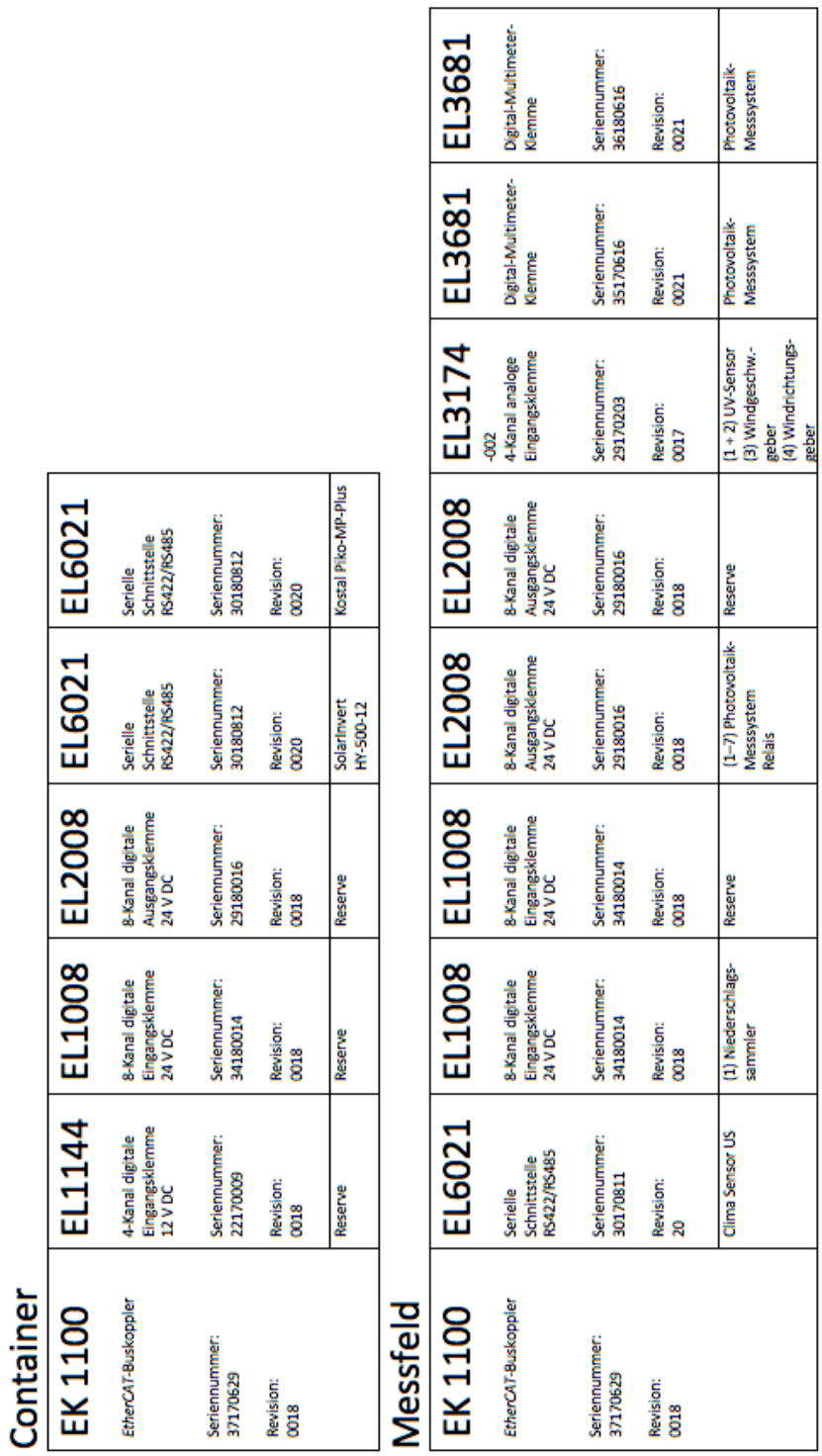


Abb. 4–73: Klemmenanordnung Buskoppler Container und Buskoppler Messfeld

4.4.2.4 Industrielles Kommunikationssystem - EtherCAT

Bei *EtherCAT* (vgl. [96]) handelt es sich um ein, von der Firma *Beckhoff* entwickeltes Echtzeit-Ethernet-System, mit dem automatisierungstechnische Komponenten an eine SPS angebunden werden können. Als Übertragungsmedium können für *EtherCAT* sowohl Twisted-Pair Kupferleitungen als auch Lichtwellenleiter eingesetzt werden. Da mit Kupferleitungen Reichweiten bis 100 Meter erzielbar sind, werden diese im Falle der Wetterstation eingesetzt, um den Schaltschrank im Container mit dem Schaltschrank im Messfeld zu verbinden. Die konkrete Leitungsverlegung erfolgt dabei über ein Leerrohrsystem zwischen dem Außenverteiler im Messfeld und dem Außenverteiler hinter dem Container (siehe Abb. 3–6). Von diesem ausgehend wird die Leitung in den Container und über den Brüstungskanal in den Schaltschrank geführt. Als Steckverbinder kommen spezielle RJ45-Stecker zum Einsatz, die im Gegensatz zum klassischen Ethernet nur über vier Pole verfügen. Bei der zugehörigen Leitung handelt es sich um eine vierpolige CAT5 Ethernet-Leitung, deren Außenmantel für den Einsatz in industrieller Umgebung geeignet ist (vgl. [97]). Die Stecker lassen sich ohne spezielle Crimpzange mit der Leitung verbinden. Hierzu liegt dem Stecker eine Vorrichtung bei, mit der die Einzelteile des Steckers zusammengeschoben und damit die Schneidkontakte in die Litzen der Leitung gedrückt werden. Das Kommunikationsprotokoll von *EtherCAT* ist offengelegt und im *IEC-Standard 61158* definiert (vgl. [98]). Das Protokoll ist eine Weiterentwicklung des klassischen Ethernet-Protokolls (*IEEE 802.3*), jedoch mit dem Fokus auf einen möglichst geringe Zykluszeit und damit einhergehend einer Erfüllung der weichen (Richtlinien) und harten (feste Vorgabe) Echtzeitanforderungen. Um dies zu erreichen, wird das Protokoll bis in die elektrische Klemme weitergereicht (siehe Abb. 4–74). Es erfolgt im Unterschied zu anderen industriellen Kommunikationsprotokollen keine Umsetzung des Protokolls im Buskoppler.

"*Lediglich die Übertragungsphysik wird im Koppler von Twisted Pair bzw. Lichtleiterphysik auf E-Bus gewandelt, um den Anforderungen der elektronischen Reihenklemme gerecht zu werden.*" (Quelle: [96, p. 11])

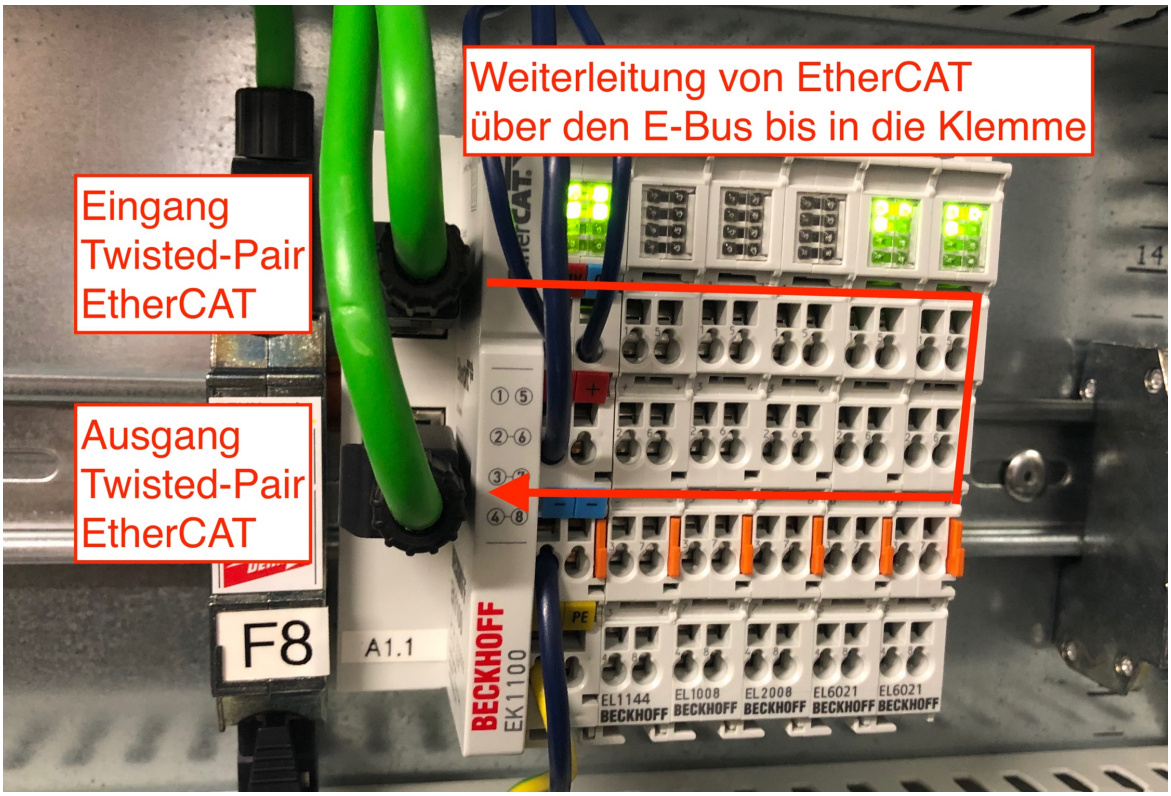


Abb. 4–74: über Twisted-Pair Leitungen an das EtherCAT-System angeschlossener Buskoppler EK1100 mit angereihten I/O-Klemmen im Schaltrank im Container

Die Kommunikation erfolgt nach dem Master-Slave-Prinzip, das heißt, die SPS bildet einen *EtherCAT*-Master, der Informationen in Form von Telegrammen an die Klemmen sendet. Die Klemmen stellen dabei die Slaves dar. Hierbei besteht ein *EtherCAT*-Netzwerk in der Regel aus einem Master und bis zu 65.534 Slaves. Beim Aufbau eines *EtherCAT*-Netzwerks werden im Gegensatz zum klassischen Ethernet verschiedenste Topologien unterstützt. Hierbei kommen Linien-, Baum- und Stern-Anordnungen zum Einsatz, was die Flexibilität beim Aufbau eines solchen Netzwerks stark erhöht (siehe Abb. 4–75). Im Rahmen der Wetterstation kommt nur die Linien-Topologie zum Einsatz, da lediglich zwei Buskoppler mit einem Master verbunden werden müssen. Der genaue Anschluss kann dem Schaltplan entnommen werden (siehe Anhang A3.5 Schaltplanseite 46). Auch die Abarbeitung der Telegramme unterscheidet sich wesentlich von der in klassischen Ethernet-Netzen. So liest ein Slave bereits beim Durchlauf des Telegramms die an ihn adressierten Daten und fügt zeitgleich seine Informationen an den Master in das Telegramm ein (siehe Abb. 4–76). *"Die Telegramme werden dabei nur wenige Nanosekunden verzögert"* (Quelle: [96, p. 10]). Diese geringen Verzögerungen können realisiert werden, da die Verarbeitung des Telegramms nicht durch Software in einem Mikrocontroller erfolgt, sondern durch einen Hardware-Controller realisiert wird (vgl. [99]). Hiermit lassen sich beispielsweise die Prozessdaten von 12000 digitalen Ein- und Ausgängen in nur 300 µs übertragen (vgl. [96, p. 15]).

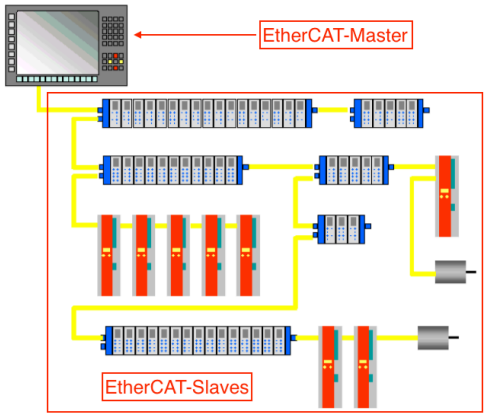


Abb. 4–75: Topologien in EtherCAT-Netzwerken (Quelle: [96, p. 14]*)*

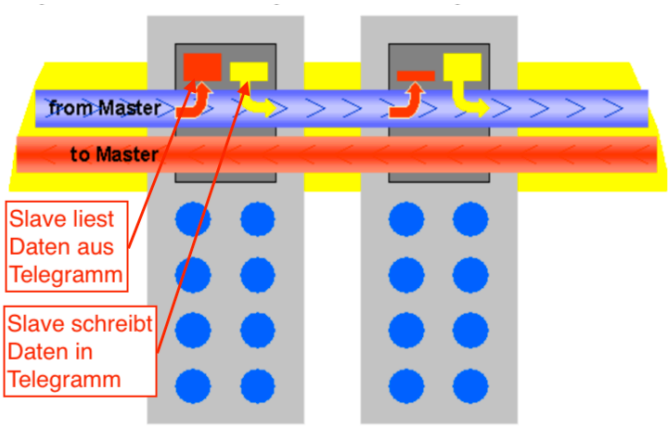


Abb. 4–76: Telegrammverarbeitung eines Slaves im EtherCAT-System (Quelle: [96, p. 10]*)*

4.4.3 Schaltschränke der Messdatenerfassung

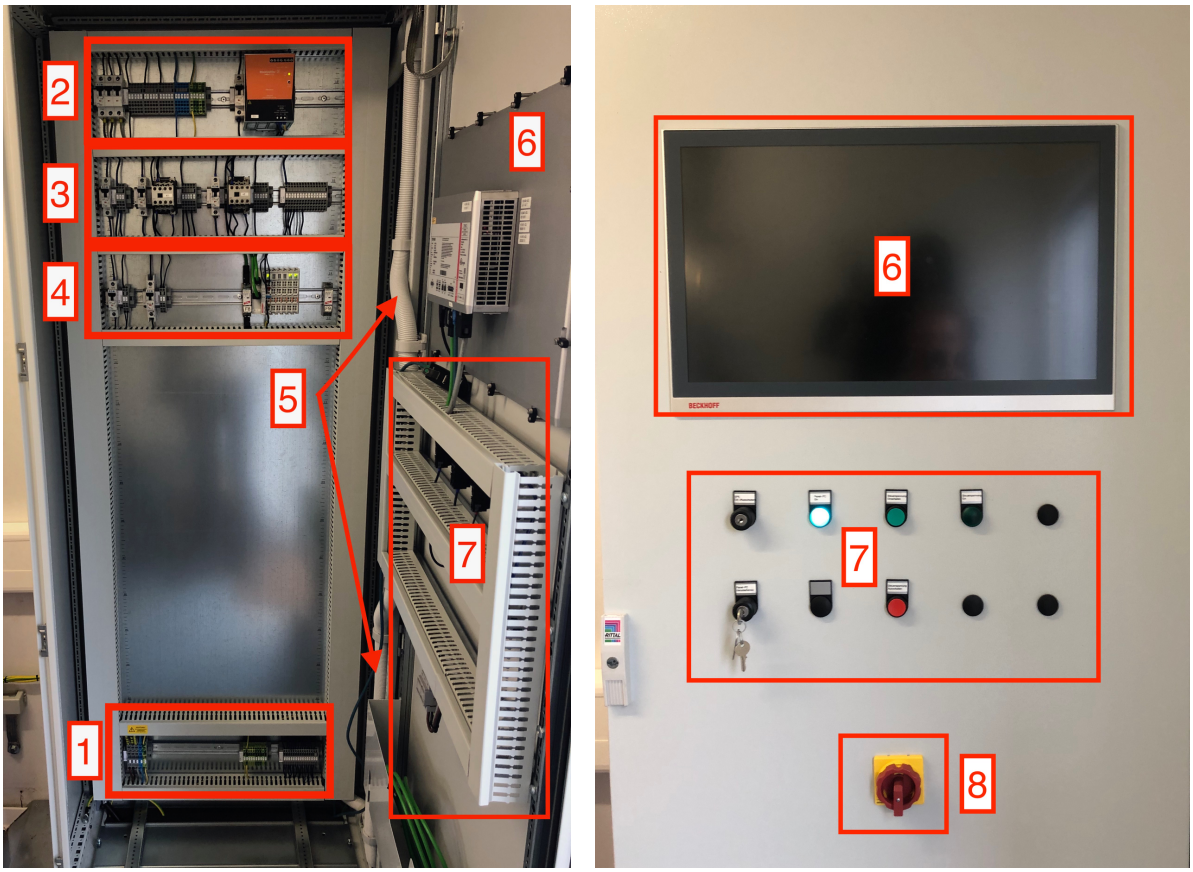
4.4.3.1 Einleitung und Rahmenbedingungen

Für die Realisierung des Konzepts der dezentralen Erfassung der meteorologischen Messdaten im Messfeld mit anschließender Übertragung zum Container und Verarbeitung durch eine Soft-SPS, werden zwei Schaltschränke benötigt. Diese beherbergen sämtliche Hardware inklusive der Steuerungstechnik, stellen die Energieversorgung aller Komponenten zu Verfügung und bieten die Anbindungsmöglichkeiten für die Sensorik. Beide Schaltschränke sind nach den gängigen industriellen Anforderungen aufgebaut. Sie enthalten mehrere Reihen mit Tragschienen, die von Verdrahtungskanal zur Führung der Leitungen umgeben sind. Diese sind auf einer Trägerplatte montiert, die im Schaltschrank befestigt ist und für den Aufbau entnommen werden kann. Beide Schränke werden mit 230/400 V gespeist und enthalten ein Netzteil zur Erzeugung, der bei Industriekomponenten gängigen Spannungsebene von 24 V DC. Als Leitungen für die Verdrahtung werden flexible Einzeladern des Typs H07V-K (vgl. [100]) in verschiedenen Querschnitten eingesetzt. Die Querschnitte sind auf den jeweiligen Anwendungsfall zugeschnitten. Für ein modulares Grundkonzept werden Reihenklemmen eingesetzt. Diese ermöglichen eine flexible Erweiterbarkeit und bieten definierte Schnittstellen für die Ankopplung externer Komponenten. Alle eingesetzten Komponenten sind mit einer

zugehörigen BMK beschriftet, um eine eindeutige Zuordnung zum Schaltplan zu ermöglichen. Zum Schutz der Komponenten und Leitungen sind jeweils Schutzeinrichtungen verbaut, die entsprechend der Nennströme der Komponenten dimensioniert sind. Für alle Schraubklemmen werden Aderendhülsen verwendet, um eine Beschädigung der Litzen durch die Klemme zu verhindern. Bei Federzugklemmen wird auf Aderendhülsen verzichtet. Die Schränke entsprechen in ihrer Konfiguration den aktuell geltenden Regeln der Elektrotechnik.

4.4.3.2 Aufbau Schaltschrank Container

Beim Schaltschrank im Container handelt es sich um einen Stahlschaltschrank in der Größe 2000 mm x 800 mm x 400 mm vom Typ *SE8* des Herstellers *Rittal GmbH & Co. KG* (vgl. [101]). Dieser steht auf einem Sockel mit einer Höhe von circa zehn Zentimeter, um Leitungen in den Schrank einführen zu können, und ist an der Seitenwand des Containers befestigt, um ein Umkippen zu verhindern. Die Leitungseinführung erfolgt über einen trittfesten Kanal links neben dem Schrank. Der Aufbau und die interne Struktur des Schaltschranks sind nachfolgend dargestellt (siehe Abb. 4–77) und können in ihrer elektrischen Verschaltung dem Schaltplan entnommen werden (siehe Anhang A3.3 Schaltplanseite 19-28).



Nr.	Beschreibung
1	Einspeisung, Klemmleiste Schutzleiter, Klemmleiste Tür
2	Hauptsicherung, Klemmleiste Energieversorgung 230/400 V, Netzteil
3	Steuerstromkreis Soft-SPS, Steuerstromkreis allgemein, Klemmleiste 0 V
4	Schutzeinrichtung Soft-SPS und Buskoppler, Buskoppler mit ÜSE *EtherCAT*
5	Leitungsführung in Tür über Schutzschlauch
6	Soft-SPS (Panel-PC)
7	Bedieneinrichtungen Schaltschrank (Taster, Schlüsselschalter, Meldeleuchten)
8	Hauptschalter

Abb. 4–77: Aufbau Messdatenerfassung Schaltschrank Container

Der interne Aufbau startet mit der untersten Tragschiene (1). Dort befinden sich links die Einspeiseklemmen (-XL1), welche über eine Leitung des Typs H07RN-F 5G6 (vgl. [34]) aus der Unterverteilung dreiphasig gespeist werden (Vorsicherung: LS B32). Auf dieser Tragschiene befindet sich darüber hinaus eine Klemmleiste für den Schutzleiter des Schranks (-XLPE mittig) und eine Klemmleiste zur Anbindung aller Komponenten in der Schaltschranktür (-XL2 rechts). Ausgehend von den Einspeiseklemmen wird der Hauptschalter (Q1) des Schaltschranks angefahren (8). Dieser befindet sich in der Schaltschranktür und bietet die Möglichkeit, den gesamten Schrank direkt hinter der Einspeisung spannungsfrei zu schalten. Die Leitungen auf der Primärseite des Hauptschalters sind über gelben Ring-Schlauch farblich markiert, um anzuzeigen, dass diese auch bei ausgeschaltetem Hauptschalter unter Spannung stehen. Die Leitungsverlegung in die Tür erfolgt über Schutzschläuche, die mit Haltern am Korpus des Schranks befestigt sind (5). Der untere Schlauch dient dabei zur Führung aller Energieleitungen und der obere Schlauch für die Kommunikationsleitungen, was Probleme mit der elektromagnetischen Verträglichkeit (EMV) vorbeugt. Sekundärseitig des Hauptschalters wird die Hauptsicherung des Schrankes angefahren. Bei dieser handelt es sich um einen dreiphasigen Leitungsschutzschalter des Typs B16 (-F1). Sie befindet sich auf der obersten Tragschiene (2) ganz links. Von der Sekundärseite der Hauptsicherung ausgehend wird die Klemmleiste (XL1.1) gespeist, welche sich rechts neben der Sicherung befindet. Diese enthält alle drei Phasen sowie Neutralleiter und Schutzleiter und bietet so die Möglichkeit, nachträglich dreiphasige Verbraucher im Schaltschrank anzuschließen. Ausgehend von der Klemmleiste wird durch den Außenleiter L1 das daneben liegende Netzteil (-T1) mit einer maximalen Ausgangsleistung von 480 W versorgt (vgl. [102]). Als Vorsicherung dient entsprechend der Herstellervorgaben ein Leitungsschutzschalter des Typs C10 (-F2). Die maximale Leistungsabgabe des Netzteils ist ausreichend dimensioniert, da durch die verbauten Komponenten mit einer maximalen Leistungsaufnahme von ungefähr 100-120 W zu rechnen ist (Panel-PC ca. 70 W). Das Netzteil bietet somit genug Reserven für spätere Erweiterungen. Sekundärseitig ist das Netzteil mit einem B20 Leitungsschutzschalter (-F3) abgesichert, der die Hauptsicherung für die 24 V DC Steuerspannung des Schrankes bildet. Dieser befindet sich ganz links auf der darunter angeordneten Tragschiene (3). Ganz rechts auf dieser Tragschiene befindet sich als Klemmleiste das zentrale Massepotenzial der Steuerspannung (-XL3.2). Diese besteht aus 15 Reihenklemmen und bietet damit genug Reserven für weitere Komponenten. Von der Hauptsicherung der Steuerspannung ausgehend erfolgt über die Klemmreihe -XL3.1 eine Aufteilung auf zwei separate Steuerstromkreise. Der erste der beiden Kreise dient als Versorgung für die Komponenten der Steuerungstechnik und ist über einen B10 Leitungsschutzschalter (-F4) abgesichert. Sekundärseitig der Sicherung wird das Schütz K1 angefahren, über welches die Steuerspannung für den Panel-PC/Soft-SPS (6) und den Buskoppler zugeschaltet wird. Das Konzept der Zuschaltung wird im Folgenden anhand des Bedienfeldes (7) genauer erläutert. Die Versorgung beider Komponenten erfolgt über die Klemmreihe -XL4.2. Die Komponenten selbst sind jeweils separat über Leitungsschutzschalter abgesichert, welche sich auf Tragschiene (4) befinden. Im Fall des Panel-PCs kommt ein B4 Sicherungsautomat (-F6) und im Fall des Buskopplers ein B1 Sicherungsautomat (-F7) zum Einsatz. Die Nennströme sind durch den Hersteller der Komponenten vorgegeben. Über die Klemmreihe -XL4.2 werden auch die Powerkontakte des Buskopplers mit Spannung versorgt, welche dadurch entsprechend der Herstellvorgaben mit 10 A abgesichert sind. Auf Tragschiene (4) befindet sich außerdem der Buskoppler mit den angereihten Ein-/Ausgangsklemmen. Die daran angeschlossene *EtherCAT*-Leitung aus dem Messfeld wird über einen Überspannungsschutz geführt um die Steuerungskomponenten vor Überspannungen zu schützen. Der zweite Steuerstromkreis wird über das Schütz K2 zugeschaltet und ist mit einem B6 Leitungsschutzschalter abgesichert (-F5). Die Zuschaltung des Stromkreises erfolgt über Taster und wird im Folgenden anhand des Bedienfelds genauer erläutert. Die Spannung des zweiten Steuerstromkreises ist auf die Klemmreihe -XL5.2 aufgelegt und kann dort flexibel abgegriffen werden. Dieser zweite Steuerstromkreis bietet die Möglichkeit, weitere Komponenten anzuschließen und Testaufbauten durchzuführen, ohne dabei im Fehlerfall die

Spannungsversorgung der SPS-Komponenten zu gefährden. Aktuell sind keine Komponenten an diesem Stromkreis angeschlossen. Der Panel-PC/Soft-SPS ist in die Tür des Schaltschranks eingelassen (6). Unterhalb des PCs befindet sich das Bedienfeld des Schaltschranks (siehe Abb. 4–78). Dieses enthält vier Taster und Schalter sowie zwei Anzeigeelemente. Beim Schalter "S1" handelt es sich um einen Schlüsselschalter mit zwei rastenden Schaltstellungen. Wird dieser eingeschaltet, schließt das Schütz K1, und die Spannungsversorgung von Buskoppler und Panel-PC/Soft-SPS ist hergestellt. Der PC fährt dann selbstständig hoch. Der darunter angeordnete Schlüsselschalter "S2" ermöglicht es, den Panel-PC ohne Benutzung des Touchscreens oder im Fehlerfall ordentlich herunterzufahren. Hierzu wird bei Betätigung eine Spannung von 24 V DC an Pin 7 der Klemmleiste X110 des Panel-PCs gelegt (siehe Abb. 4–63). Wird der Schalter nach dem Herunterfahren wieder in die Grundstellung versetzt, startet der Rechner automatisch. Für das Bedienkonzept der SPS kommen hierbei Schlüsselschalter zum Einsatz, um das ungewollte Ausschalten durch externe Personen wirksam zu verhindern. Das in der Reihe daneben angeordnete Anzeigeelemente "H1" gibt Auskunft darüber ob der Panel-PC eingeschaltet ist. Das Element wird von Pin 8 der Klemmleiste X110 des PCs gespeist. Die Taster "S3" und "S4" dienen dem Ein- beziehungsweise Ausschalten des zweiten Steuerstromkreises. Wird der Taster "S3" betätigt, geht das Schütz K2 in Selbsthaltung und die Steuerspannung liegt an Klemmleiste -XL5.2 an. Wird anschließend der Taster "S4" betätigt, fällt die Selbsthaltung ab und der Steuerstromkreis ist spannungsfrei. Diese Schaltung ist damit völlig unabhängig von der SPS und kann somit auch bei einem möglicherweise fehlerhaften Testaufbau zuverlässig abgeschaltet werden. Das Anzeigeelement "H2" gibt Auskunft, ob die Steuerspannung aktuell eingeschaltet ist.



Abb. 4–78: Bedienfeld Messdatenerfassung Schaltschranks Container

Der gesamte Schrank ist für den Potenzialausgleich mit der Hautpotenzialausgleichsschiene verbunden. Hierzu dient eine Einzelader vom Typ *Helutherm 145* mit einem Querschnitt von 16 mm^2 (vgl. [57]).

Wie Abb. 4–77 zeigt, verfügt der Schaltschrank über ausreichend Platz für mögliche Erweiterungen, was einer der Gründe für die Wahl dieses Schaltschranks ist. Darüber hinaus ist die Schaltschrankbreite nötig, um den Panel-PC in der Tür platzieren zu können. Zusätzlich lässt sich sagen, dass ein Schaltschrank in dieser Größer preisgünstiger ist, als ein kleinerer Schaltschrank mit Standfuß. Dieser wäre jedoch zwingend nötig, um den Panel-PC in Augenhöhe bringen zu können.

4.4.3.3 *Aufbau Schaltschrank Messfeld*

Der Schaltschrank im Messfeld umfasst eine Größe von 835 mm x 635 mm x 300 mm und stammt vom Hersteller *Fibox* Typ *CAB P 806030* (vgl. [103]). Er ist wasserdicht (IP66) und besteht aus UV-beständigem glasfaserverstärktem Kunststoff (GFK). Dies ist nötig, da der Schrank ganzjährig im Außenbereich angebracht ist und somit sämtlichen Witterungsbedingungen ausgesetzt wird. Der Schaltschrank ist über eine Schaltschrankhalterung aus witterungsbeständigem Polyoxymethylen (POM) und Aluminiumprofilen am Mast befestigt (siehe Abb. 4–79). Unter dem Schaltschrank ist eine Leitungswanne angebracht, die die Leitungen der Sensorik auffängt und vor weiteren Witterungseinflüssen schützt. Alle Leitungseinführungen sind über wasserdichte Leitungsverschraubungen (IP69) auf der Unterseite des Schranks realisiert.

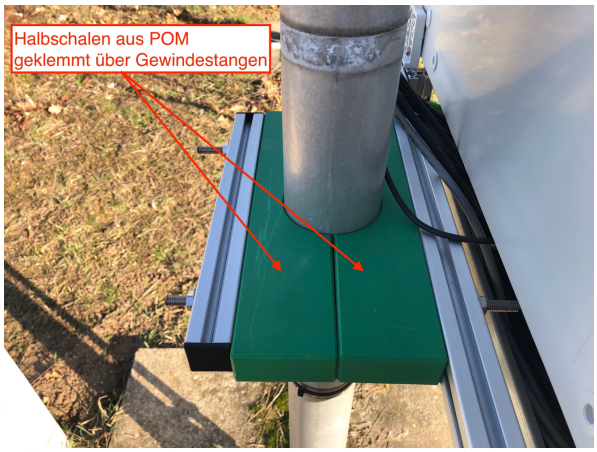


Abb. 4–79: Masthalterung Schaltschrank Messfeld aus POM und Aluminiumprofilen



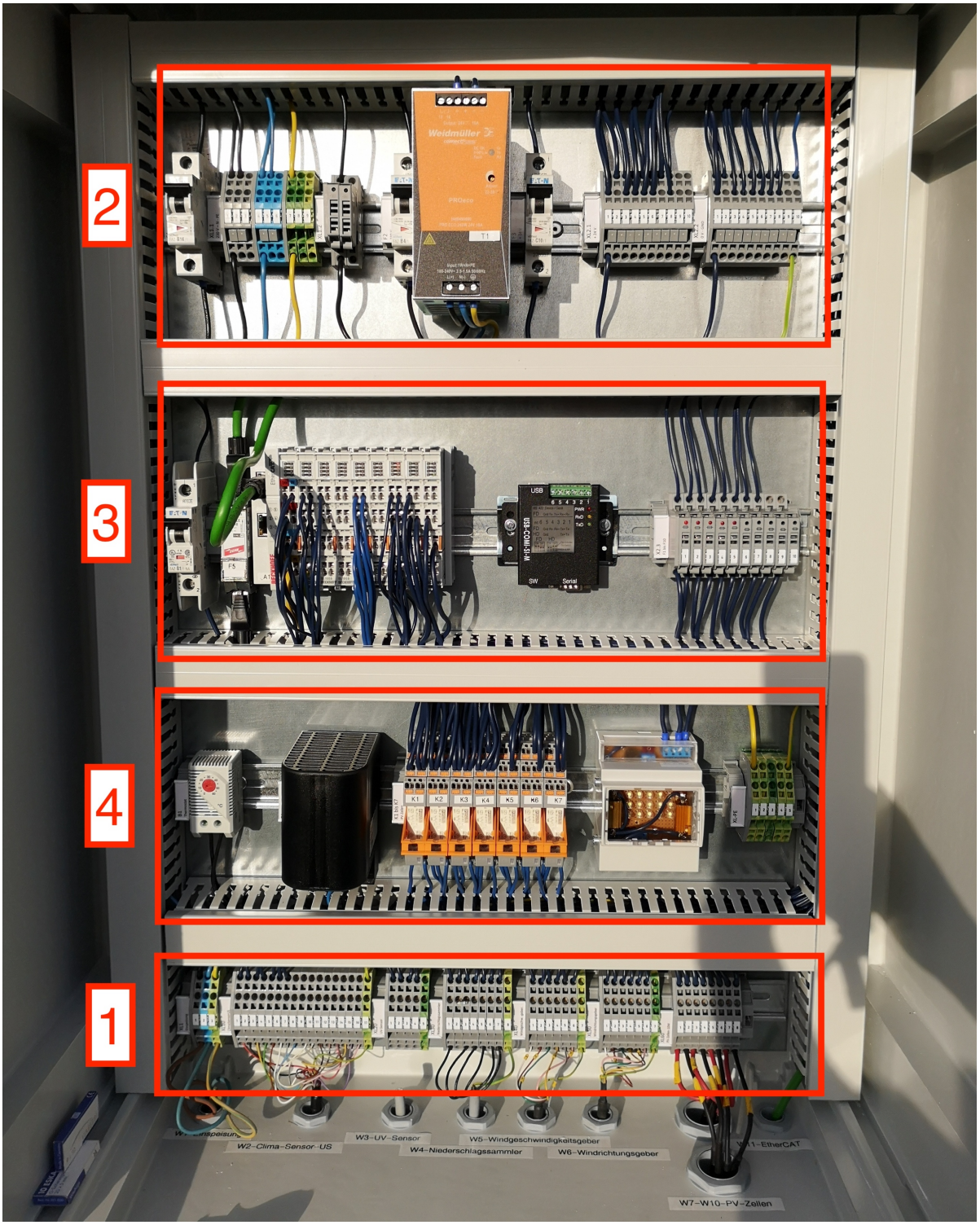
Abb. 4–80: Leitungswanne für Leitungen der Sensorik unterhalb Schaltschrank Messfeld

Der innere Aufbau des Schaltschranks ist nachfolgend dargestellt (siehe Abb. 4–81) und die elektrische Verschaltung kann dem Schaltplan entnommen werden (siehe Anhang A3.4 Schaltplanseite 29-43). Tragschiene (1) enthält links die Klemmreihe für die Einspeisung (-XL1) des Schranks. Diese erfolgt hier einphasig über eine Leitung des Typs H07RN-F 3G1,5 (vgl. [34]). Als Vorsicherung dient ein B16 Leitungsschutzschalter. Neben der Klemmreihe für die Einspeisung befinden sich die Klemmreihen für die Sensorik. Diese sind wie folgt belegt:

Klemmreihe	**Sensor**	**Schaltplan Anhang A3.4**	
		Schaltplanseite	**Spalte**
-XL10	Clima Sensor US	42	1
-XL20	UV-Sensor	42	5
-XL30	Niederschlagssammler	42	7
-XL40	Windgeschwindigkeitsgeber	43	1
-XL50	Windrichtungsgeber	43	3
-XL60	Photovoltaik-Messsystem	43	5

Tbl. 4–5: Klemmreihenbelegung Sensorik Schaltschrank Messfeld und Querverweis im Schaltplan

Das Konzept der zentralen Klemmreihen zur Anbindung der Sensorik bietet große Vorteile, wenn der Schaltschrank für einen Umbau vom Mast demontiert werden muss oder wenn ein Sensor aufgrund eines Defekts ausgetauscht werden muss.



Nr.	Beschreibung
1	Einspeisung, Klemmleisten zur Anbindung der Sensorik
2	Energieversorgung, Klemmleiste 230 V, Netzteil, Klemmleiste 24 V DC
3	Schutzeinrichtung, ÜSE, Buskoppler, Schnittstellenwandler RS422/RS485-USB Schutzeinrichtungen Sensorik
4	Schaltschrankheizung mit Thermostat, Relais und Lastplatine für Photovoltaik-Messsystem, Klemmleiste Schutzleiter

Abb. 4–81: Aufbau Messdatenerfassung Schaltschrank Messfeld

Ausgehend von den Einspeiseklemmen wird die Hauptsicherung (-F1) auf Tragschiene (2) angefahren. Diese ist als B16 Leitungsschutzschalter ausgeführt und befindet sich ganz links. Ausgehend von der Sekundärseite der Sicherung wird die Klemmreihe -XL1.1 gespeist. Diese enthält den Außenleiter L1, den Neutralleiter und den Schutzleiter. Diese Klemmreihe bietet die Möglichkeit, einphasige Verbraucher anzuschließen. An diese Klemmreihe ist die Schaltschrankheizung mit Thermostat (Tragschiene 4 links) angeschlossen. Die Schaltschrankheizung hat eine elektrische Leistungsaufnahme von 50 W und verhindert Frost im Schaltschrank. Diese wird über das Thermostat gesteuert, dessen Einschaltschwelle auf 10 °C eingestellt ist. Die Zuleitung der Schaltschrankheizung ist über eine Schmelzsicherung mit einem Nennstrom von 1 A (mT) in einer Sicherungsklemme abgesichert (-XL1.2). Die Klemmreihe -XL1.1 speist ebenfalls das 24 V DC Netzteil des Schaltschranks. Die maximale Leistungsabgabe dieses Netzteils beträgt 240 W, was bei einer maximal zu erwartenden Leistungsaufnahme von 150 W durch den Schrank und die angeschlossene Sensorik ausreichend ist. Das Netzteil ist entsprechend der Herstellervorgaben (vgl. [104]) primärseitig mit einem B4 Leitungsschutzschalter (-F2) und sekundärseitig mit einem C10 Leitungsschutzschalter (-F3) abgesichert. Das Netzteil speist die Klemmreihe -XL2.1 mit +24 V DC Spannung. Klemmreihe -XL2.2 bildet das Massepotenzial des Steuerstromkreises. Beide Klemmreihen bestehen jeweils aus 10 Klemmen. Sie bieten damit ausreichend Klemmstellen für aktuelle Komponenten und Reserven für zukünftige Erweiterungen. Diese Klemmreihen stellen unteranderem die Spannungsversorgung für den Buskoppler auf Tragschiene (3) zu Verfügung. Dieser ist über einen Leitungsschutzschalter entsprechend der Herstellervorgaben mit einem Ampere abgesichert. Direkt daneben befindet sich ein Überspannungsschutz für die *EtherCAT*-Leitung, welcher die Steuerungskomponenten vor gefährlichen Überspannungen schützt. Die Powerkontakte des daneben angeordneten Buskopplers werden direkt durch die Klemmreihe -XL2.1 gespeist. An den Buskoppler sind die Ein- und Ausgangsklemmen angereiht, an die die Sensoren der Station angeschlossen sind. Die genaue Belegung kann dem Schaltplan entnommen werden (siehe Anhang A3.4 Schaltplanseite 35-38). Neben dem Buskoppler befindet sich der RS422/RS485-USB Schnittstellenkonverter, welcher in der aktuellen Konfiguration nicht angeschlossen ist. Dieser dient dazu, im Fehlerfall eine Direktverbindung von einem Computer zum Clima Sensor US aufbauen zu können. Um die Sensorik und die Messdatenerfassung vor Kurzschlüssen zu schützen, ist neben dem Schnittstellenkonverter eine Reihe mit Sicherungsklemmen (-XL2.3) eingesetzt. In diesen befinden sich Schmelzsicherungseinsätze. Die Versorgungsspannung aller angeschlossenen Sensoren (Elektronik und Heizung) wird über diese Klemmleiste geführt. Die Bemessungsstromstärke ist an den jeweiligen Verbraucher angepasst und im Schaltplan dokumentiert (siehe Anhang A3.4 Schaltplanseite 32-33). Tragschiene (4) enthält neben der Schaltschrankheizung die sieben Relais (K1 bis K7) zur Steuerung des Photovoltaik-Messsystems. Diese werden durch eine Ausgangskarte vom Typ EL2008 am Buskoppler gesteuert. Direkt neben den Relais befindet sich die Lastplatine mit den Leistungswiderständen für das Photovoltaik-Messsystem. Zusätzlich ist auf Tragschiene (4) eine Klemmreihe für den Schutzleiter des Schranks montiert (-XLPE).

Wie Abb. 4–81 zeigt, ist das Platzangebot des Schaltschranks gerade im Bereich der Klemmleisten bereits weitgehend ausgeschöpft. Dies liegt jedoch nicht darin begründet, dass hier ein Fehler in der Planung und Konzeptionierung vorliegt, sondern im Preisgefüge der Schaltschränke für den Außenbereich. Der dargestellt Schaltschrank bietet dabei einen akzeptablen Kompromiss zwischen Platzangebot und Preis. Ein nur wenig größerer Schaltschrank mit den sonst gleichen Eigenschaften führt häufig zu mehr als doppelt so hohen Gesamtkosten.

4.4.4 Zusammenfassung

Im Rahmen dieses Kapitels wurde die Hardware der Messdatenerfassung erläutert. Das Kapitel startete dafür mit der detaillierten Darlegung des Konzepts. Dieses sieht die dezentrale Erfassung der Messwerte im Messfeld mit anschließender Übertragung der Rohdaten in den Container über ein industrielles Kommunikationssystem vor. Die Verarbeitung der Messwerte erfolgt dann im Container durch eine Soft-SPS. Im Anschluss an das Konzept wurde eine Soft-SPS in Form eines Panel-PCs des Herstellers *Beckhoff* ausgewählt. Die Wahl fiel unteranderem wegen folgender Gründe auf dieses Produkt:

- verschiedenste elektrische Schnittstellen
- geeignetes industrielles Kommunikationssystem für die Übertragung der Messwerte vom Messfeld in den Container
- Programmierung direkt auf dem Gerät möglich ohne zusätzliches Programmiergerät
- Datenbankanbindung für Speicherung der Messwerte möglich
- Visualisierung der aktuellen Messwerte auf dem Display des Panel-PCs realisierbar

In diesem Zusammenhang wurden auch die weiteren Komponenten der Industriesteuerung wie Buskoppler, Ein-/Ausgangsklemmen und die Arbeitsweise der Kommunikationssystems *EtherCAT* vorgestellt. Im Anschluss an die Steuerungskomponenten wurden die beiden Schaltschränke der Messdatenerfassung in ihrem Aufbau und den enthaltenen Komponenten genauer beschrieben. Dies startete mit einer Klärung der Rahmenbedingungen für den Schaltschrankbau. Die Aufbau- und Funktionsbeschreibung der realisierten Schaltränke startete mit dem Schrank im Container, welcher den Panel-PC und damit die Industriesteuerung selbst enthält. Bei diesem wurde auf die elektrische Verschaltung, die Energieversorgung der Komponenten, die eingesetzten Schutzeinrichtungen und das Bedienkonzept über das Bedienfeld in der Schaltschranktür eingegangen. Im Anschluss daran wurde der Schaltschrank im Messfeld mit seiner Befestigung am Mast und den Besonderheiten für die Witterungsbeständigkeit vorgestellt. Hierbei wurde auf die verbauten Komponenten, ihre elektrische Verschaltung und das Konzept für den Schutz der Sensorik gegen Überstrom genauer eingegangen.

4.5 Programmierung Messdatenerfassung und -Verarbeitung (Hörnlein)

4.5.1 Einleitung

Inhalt dieses Kapitels ist es, die in den vorherigen Kapiteln eingeführte Hardware (Sensoren und Steuerungskomponenten) softwareseitig miteinander zu verknüpfen. Den Ausgangspunkt bildet hierbei der Industrie-PC (siehe Kapitel 4.4.2.2), auf welchem eine Soft-SPS realisiert wird. Von diesem aus muss zunächst die Verbindung zu den Buskopplern eingerichtet werden, um eine Kommunikation zu den dort angeschlossenen Sensoren zu ermöglichen. Das hierfür nötige Vorgehen wird im ersten Teil dieses Kapitels thematisiert. Im Anschluss daran wird dann detailliert erläutert, wie die Messwerte der einzelnen Sensoren über die zugehörigen Eingangsklemmen eingelesen und anschließend weiterverarbeitet werden. Die Reihenfolge der Unterkapitel orientiert sich dabei an der Einführung der Sensoren in Kapitel 4.3.

4.5.2 Entwicklungsumgebung und Lizenzierung

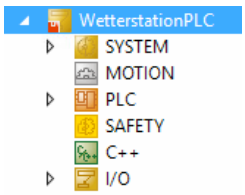


Abb. 4–82: Strukturbaum Projekt

Die Programmierung der Steuerung (Soft-SPS) des Herstellers *Beckhoff* erfolgt direkt auf dem Industrie-PC. Hierzu wird die Software *Twincat 3* auf diesem Rechner installiert, welche vom Hersteller auf dessen Homepage zum Download zu Verfügung gestellt wird. Die reine Entwicklungsumgebung kann zunächst kostenfrei geladen und für erste Testzwecke auch benutzt werden. Für das Starten der Soft-SPS und die Anbindung der Hardware (Buskoppler und I/O-Klemmen) werden dann jedoch kostenpflichtigen Lizenzen für einige Zusatzpakete benötigt. Diese realisieren die echtzeitfähige Steuerung und binden zusätzliche Treiber und Bibliotheken ein. Die Entwicklungsumgebung nutzt als Programmieroberfläche *Microsoft Visual Studio* und ist im Startmenü als *Twincat XAE (VS2013)* aufgeführt. Nach dem Anlegen eines neuen Projektes öffnet sich ein vorangelegter Strukturbaum (siehe Abb. 4–82). Hiervon sind für dieses Projekt jedoch nur die Unterpunkte "SYSTEM", "PLC" und "I/O" relevant, da der Unterpunkt "MOTION" der Ansteuerung elektrischer Antriebe und der Unterpunkt "SAFETY" der Implementierung von sicherheitsrelevanten Vorgängen dient. Auch der Unterpunkt "C++" findet keine Anwendung, da hierfür zusätzliche Lizenzen nötig wären. In der Kategorie System werden unter anderem die Lizenzen für Erweiterungspakete und Bibliotheken verwaltet. Die in diesem Projekt verwendeten Lizenzen sind in Tbl. 4–6 aufgelistet und auf die Verwendung wird an entsprechender Stelle hingewiesen. Ausgenommen davon ist *TC1200*, da diese die Soft-SPS selbst realisiert und somit bei jedem hier realisierten Programm Anwendung findet. Alle hier aufgelisteten Lizenzen und Pakete sind käuflich erworben und besitzen damit eine unbegrenzte Gültigkeit. Sollten für zukünftige Erweiterungen des Projekts zusätzliche Lizenzen für Bibliotheken oder Zusatzprogramme benötigt werden, können diese zum temporären Entwickeln und Testen dem Projekt als Testversion hinzugefügt werden. Diese Test-Lizenzen besitzen eine Gültigkeit von sieben Tagen, können jedoch beliebig oft händisch reaktiviert werden. Im Bereich "PLC" findet die eigentliche Programmierung statt, auf die im Kapitel 4.5.4 genau eingegangen wird. Vor Beginn der Programmierung muss jedoch in der Kategorie "I/O" die Hardwarekonfiguration vorgenommen werden. Hierbei wird der physikalische Aufbau der Hardware (Buskoppler und Klemmen) in der Software nachgebildet und anschließend eine Verbindung zu dieser aufgebaut.

Bestellnummer/Artikelnummer	Beschreibung
TC1200	TC3 PLC
TF2000	TC3 HMI Server
TF6255	TC3 Modbus RTU
TF6420	TC3 Database Server

Tbl. 4–6: verwendete Lizenzen und Bibliotheken

4.5.3 Hardwarekonfiguration

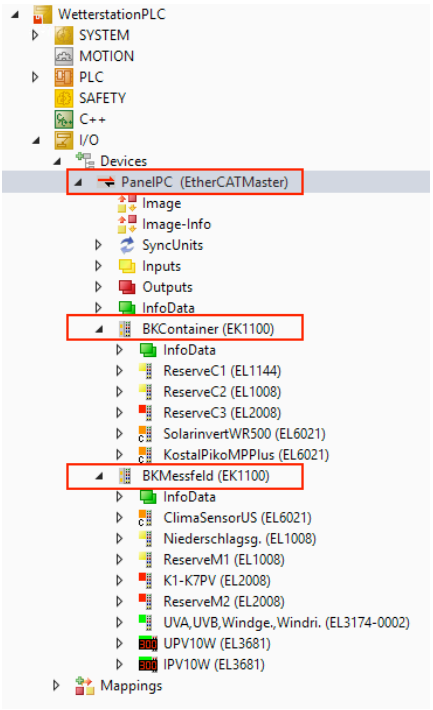


Abb. 4–83: Strukturbaum Hardwarekonfiguration

Die Hardwarekonfiguration erfolgt innerhalb des angelegten Projekts in der Kategorie "I/O". In dieser wird zunächst durch Rechtsklick "Add New Item", ein neuer *EtherCAT*-Master erzeugt (Panel-PC). Der Master ist in diesem Fall der Industrie-PC, da dieser die CPU zur Realisierung der Soft-SPS enthält. An den *EtherCAT*-Master werden die beiden Buskoppler "BKContainer" und "BKMessfeld" vom Typ *EK1100* angereiht. Hiervon befindet sich der Erstgenannte im Schaltschrank im Container und der Zweite im Schaltschrank im Messfeld. Den Buskopplern werden dann die verwendeten Klemmen in der richtigen Reihenfolge zugeordnet (siehe Kapitel 4.4.2.3.7). Auch hier erfolgt das Hinzufügen der Komponenten mittels Rechtsklick "Add New Item". Hierbei öffnet sich ein Fenster, aus welchem die verwendeten Komponenten (mittels Bezeichnung der Klemmenserie) aus einer Liste ausgewählten werden können. Aus dieser Zusammenstellung der Komponenten resultiert ein Strukturbaum, welcher den physikalischen Aufbau abbildet (siehe Abb. 4–83). Zur Verbesserung der Übersicht und als Hilfsmittel für ein eventuell nötiges Debugging ist es sinnvoll, die Komponenten entsprechend ihrer Verwendung zu beschriften. So zeigt beispielsweise die erste Klemme des "BKMessfeld" an, dass es sich um den Klemmentyp *EL6021* handelt, an welche der Clima Sensor US angeschlossen ist. Um die Konfiguration in Betrieb nehmen zu können, muss der echtzeitfähige Treiber für die Netzwerkkarte des Masters installiert werden, an welchem das *EtherCAT*-Netzwerk angeschlossen ist. Hierzu wird der Master aus dem Strukturbaum ausgewählt und dort der Reiter "Adapter" geöffnet. Durch Klicken auf die Schaltfläche "Kompatible Geräte" öffnet sich ein Fenster, in welchem die verfügbaren und kompatiblen Netzwerkkarten angezeigt werden. Nun wird die zugehörige Netzwerkkarte (hier "Ethernet 3") ausgewählt und der Treiber installiert (Schaltfläche "Install"). Nach Abschluss des Installationsprozesses ist definiert, über welche Netzwerkschnittstelle der Master mit dem *EtherCAT*-System kommunizieren soll und das System kann gestartet werden. Hierfür muss mittels der Schaltfläche "Activate Configuration" zunächst die Hardwarekonfiguration aktiviert und dann durch Betätigen von "Restart Twincat System" die SPS in den Betriebszustand ("Run-Mode") versetzt werden. Die SPS arbeitet nun zyklisch die Aufgaben ab, die im Menüpunkt "PLC" als Programme definiert sind. Auf diese Art und Weise wird die Steuerung nach jeder Änderung gestartet. Durch ein "Login" in die Steuerung, kann eine Verbindung zwischen der Programmieroberfläche und der Steuerung aufgebaut werden. Hiermit ist es möglich, die aktuellen Programmabläufe auf dem Bildschirm zu verfolgen (sog. Onlinebetrieb), was speziell für eine Fehlersuche sehr hilfreich ist. Die Verbindung wird über die Schaltfläche "Login" gestartet und mit der daneben liegenden Schaltfläche "Play" startet die Ausführung des Onlinebetriebs.

4.5.4 PLC Projekt

4.5.4.1 Einführung und Konzept

Mit Abschluss der Hardwarekonfiguration ist die Kommunikation zwischen Soft-SPS und den weiteren Steuerungskomponenten realisiert. Die SPS selbst hat jedoch noch keinerlei Aufgaben ("Tasks") und befindet sich im Leerlauf. Die Aufgaben müssen in Form eines SPS-Programms in der Steuerung hinterlegt werden. Hierzu wird der Unterpunkt "PLC" mit einem Rechtsklick

ausgewählt und mit "Add New Item" ein neues "Standard-PLC-Project" hinzugefügt. Durch Erstellung des Projekts wird wiederum eine standardisierte Struktur in Form von Unterordnern angelegt. Der darin enthaltene Unterordner "Externe Datentypen" dient der Verknüpfung mit Variablen aus externen Steuerungsprojekten und Konfigurationen. Im Unterpunkt "References" sind die in diesem Projekt integrierten Bibliotheken enthalten. Nach Anlegen des Projekts sind hier bereits die Standardbibliotheken für beispielsweise logische und mathematische Operationen, Zähler- und Timerbausteine enthalten. Für Anwendungen, die über das Portfolio der Standardanwendungen hinaus gehen, wie beispielsweise die Realisierung einer Kommunikationsverbindung zu einem *Modbus-RTU* Slave (siehe Kapitel 4.5.4.8), können dort zusätzliche Bibliotheken eingebunden werden. Der ebenfalls im Strukturbaum enthaltene Ordner "DUTs" dient der zentralen Verwaltung von spezifischen Datentypen wie beispielsweise Enumerationen und Structs, welche im Kapitel 4.6.3 bei der Anbindung der externen Datenbank eine zentrale Rolle spielen. Im Ordner "GVLs" lassen sich globale Variablen in Form von Listen anlegen, die damit in der gesamten Steuerung verfügbar sind. Der Ordner "POUs" enthält die eigentlichen SPS-Programme und damit die zu bearbeitenden Aufgaben der Steuerung. Um der Steuerung zu signalisieren, welche dieser Programme auszuführen sind, müssen diese nach Abschluss der Programmierung per Drag & Drop der "Tasklist" hinzugefügt werden. Um ein neues Programm zu erstellen, wird der Ordner "POUs" mit einem Rechtsklick angewählt und ein neues Element hinzugefügt. Im sich daraufhin öffnenden Fenster kann der Name des Programms vergeben und die Programmiersprache ausgewählt werden. Die in diesem Projekt vornehmlich verwendete Programmiersprache ist die Hochsprache "Strukturierte Text" (*EN 61131-3*, Abkürzung: ST oder SCL), da diese neben einer hohen Flexibilität den größten Funktionsumfang bietet. Der Aufbau eines SPS Programms gliedert sich grundsätzlich in die zwei Teile Variablendeklaration und Programmierung. In der Variablendeklaration werden die lokalen Variablen des Programms angelegt und der dafür nötige Speicherplatz reserviert. Zusätzlich empfiehlt es sich, die Variablen dort mit einem Startwert zu initialisieren, um ein ungewolltes Verhalten beim Start der Steuerung zu verhindern. Im Teil der Programmierung werden denn die auszuführenden Aufgaben spezifiziert. Die Programmstruktur des im folgenden erläuterten SPS-Projektes (siehe Abb. 4–84) sieht vor, dass jeder Sensor ein eigenes Programm zum Einlesen und Verarbeiten seiner Messwerte erhält. Dies bietet Flexibilität für Erweiterungen, verbessert die Übersicht und erleichtert die Fehlersuche. Die Namen dieser Programme enthalten dabei für eine eindeutige Zuordnung den Namen oder die Beschreibung des Sensors. Zusätzlich erhält jeder Sensor ein eigenes Programm zum Transfer seiner Messdaten in die nachgeschaltete Datenbank. Die Benennung dieser Programme orientiert sich ebenfalls am Namen des Sensors, enthält jedoch zusätzlich das selbst gewählte Kürzel "DB" für Datenbank. Die Funktionsweise der Datenbankanbindung ausgehend vom SPS-Programm wird detailliert in Kapitel 4.6 behandelt. Da diese Programme jedoch auch zum SPS-Projekt gehören, sind sie im Struktogramm (siehe Abb. 4–84) hinterlegt und unterhalb der eigentlichen Sensorprogramme angeordnet. Die Verbindungspfeile deuten dabei die Übertragungsrichtung der Messwerte an. Unabhängig von den eigentlichen Programmen zur Messwerterfassung befinden sich innerhalb des Projekts Programme, welche die Funktion von Taktgebern übernehmen oder Datentypen konvertieren. Diese Unterprogramme werden von den eigentlichen Hauptprogrammen aufgerufen oder stellen nach außen hin Variablen zu Verfügung (z. B. Taktgeber). Die Verwendungsorte dieser Unterprogramme sind ebenfalls im Strukturbild vermerkt und den Hauptprogrammen zugeordnet. Da die verwendeten Taktgeber (z. B. "Taktgeber60s") an sehr vielen Stellen Anwendung finden und mitunter eine große Rolle für die Funktionsweise der Sensorprogramme und die spätere Datenbankanbindung spielen, wird ihr Aufbau und ihre Funktionsweise als Erstes erläutert. Im Anschluss daran erfolgt die Erklärung der einzelnen Sensorprogramme. Die spezifischen Unterprogramme (z. B. "ClimaSensorUS2WTODW"), welche sich einem bestimmten Sensor zuordnen lassen, werden an ihrer Verwendungsstelle erläutert. Der Quelltext der SPS-Programme wird in diesem Kapitel nur ausschnittsweise dargestellt, um den Umfang der Arbeit nicht zu überschreiten.

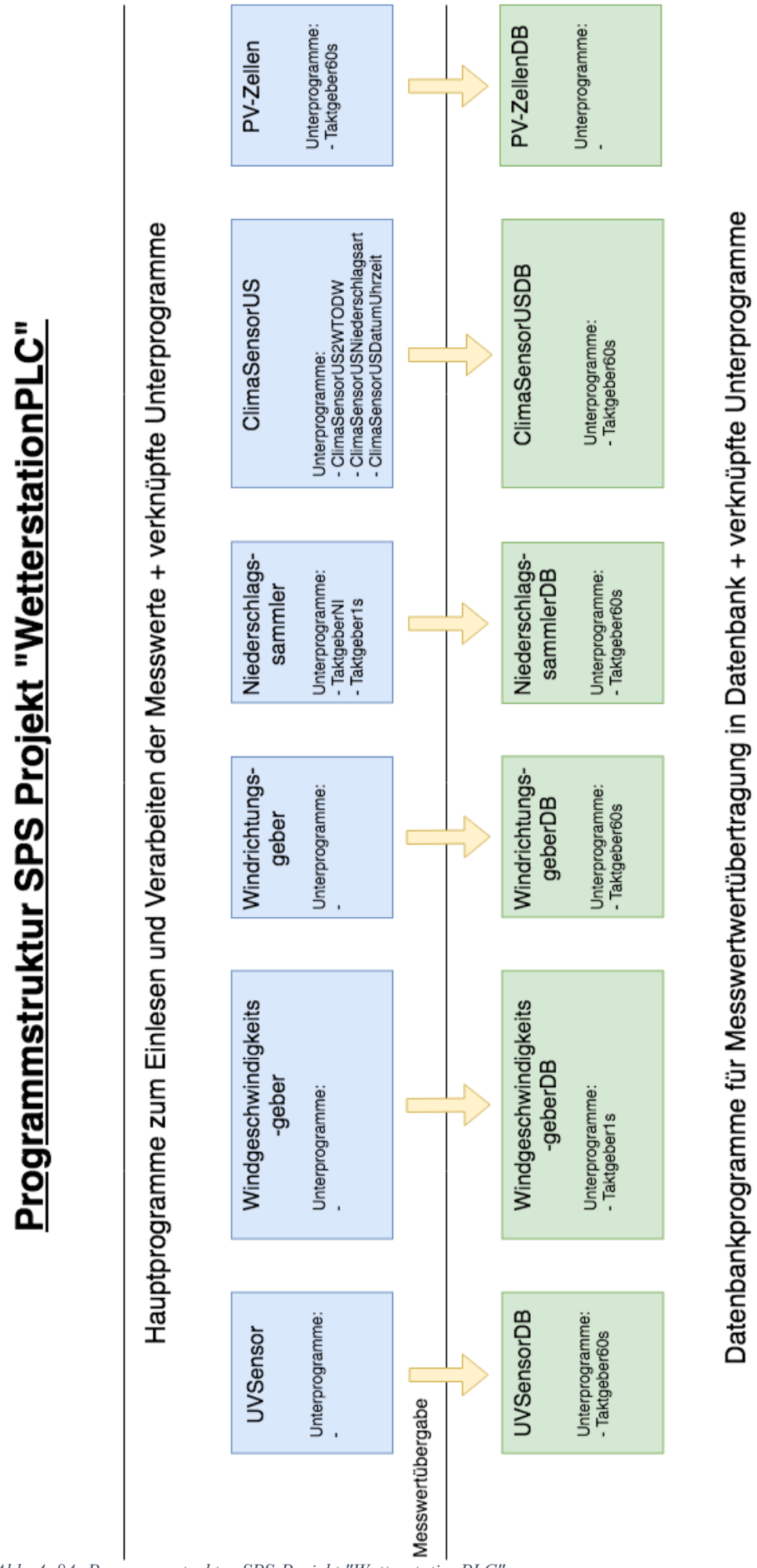


Abb. 4–84: Programmstruktur SPS-Projekt "WetterstationPLC"

4.5.4.2 Automatischer Start der Steuerung nach Neustart des Industrie-PCs

Um den Messbetrieb der Steuerung so wartungsfrei wie möglich zu gestalten, startet die Steuerung nach einem Stromausfall oder einem anderweitigen Neustart des Industrie-PCs automatisch. Um dies zu erreichen, muss das Steuerungsprojekt als sogenanntes "Boot Project" deklariert werden. Hierzu wird das Steuerungsprojekt (PLC-Project) mit einem Rechtsklick angewählt und zunächst die Schaltfläche "Autostart Boot Project" betätigt. Im Anschluss daran wird im selben Menü der Befehl "Activate Boot Project" ausgewählt, wodurch die Autostart-Anwendung erstellt werden.

4.5.4.3 Taktgeber

Im hier vorgestellten Projekt werden mehrfach die beiden Taktgeber "Taktgeber60s" (siehe Abb. 4–85) und "Taktgeber1s" (siehe Abb. 4–86) verwendet, um zyklische Aktionen wie beispielsweise das Starten eines Schreibzugriffs in die Datenbank auszuführen. Das Programm "Taktgeber60s" erzeugt hierbei ein boolesches Signal mit einer Taktfrequenz von 60 Sekunden und ist abweichend von allen sonstigen Programmen in der Programmiersprache Funktionsplan (*EN 61131-3*, Abkürzung: FUP) ausgeführt. Dies dient vornehmlich der besser verständlichen Visualisierung des Programms in diesem Kapitel. Für die Generierung des Signals werden die beiden Einschaltverzögerungen "TON_0" und "TON_1" eingesetzt. Diese verzögern die Weitergabe eines am Eingang "IN" angelegten "TRUE" Signals an den Ausgang "Q" um die an "PT" spezifizierte Zeit. Ein "FALSE" Signal am Eingang wird dagegen sofort durchgeschaltet. Die Verzögerungszeit "PT" ist im Programm "Taktgeber60s" für beide Einschaltverzögerungen mit 30 Sekunden spezifiziert. Dies führt bei der dargestellten Verschaltung der Bausteine zum Taktsignal mit 30 Sekunden logischem Low-Pegel und 30 Sekunden logischem High-Pegel. Hierbei ist zu beachten, dass das Ausgangssignal "Q" von "TON_0" invertiert an den Eingang "IN" von "TON_1" geführt wird und der Ausgang "Q" von "TON_1" an den Eingang "IN" von "TON_0" rückgekoppelt ist.

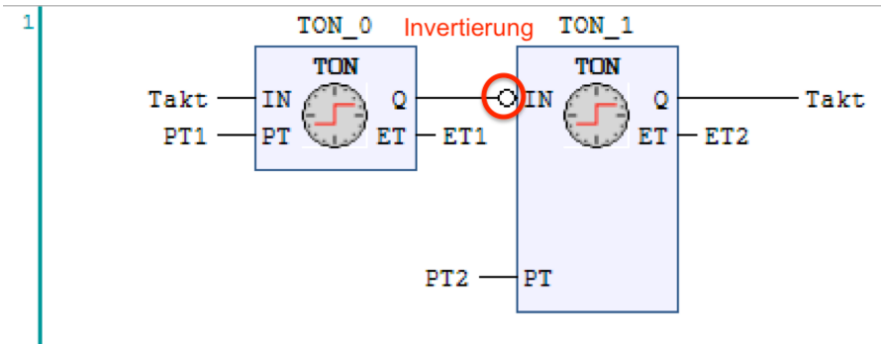


Abb. 4–85: Programm "Taktgeber60s" in der Programmiersprache FUP

Beim Start des Programms wird das Signal "Takt" mit dem logischen Zustand "FALSE" initialisiert und gelangt an den Eingang "IN" von "TON_0", wo es als Zwischensignal sofort an den Ausgang "Q" geführt und dann invertiert wird. Der Eingang "IN" von "TON_1" erhält das Zwischensignal damit im Zustand "TRUE", welches er nach 30 Sekunden als Taktsignal an seinen Ausgang und damit wieder an den Eingang von "TON_0" führt. Der erste Zustandswechsel des Taktsignals von "FALSE" nach "TRUE" liegt damit nach 30 Sekunden vor. "TON_0" verzögert die Ausgabe des am "IN" anliegenden "TRUE" Taktsignals um 30 Sekunden, bis es als "FALSE" Zwischensignal an "TON_1" weitergegeben wird. Dieser schreibt den Zustand "FALSE" direkt auf das Taktsignal, womit nach 30 Sekunden wieder der Ausgangszustand vorliegt und der Vorgang erneut beginnt. Der "Taktgeber1s" arbeitet nach dem exakt gleichen Prinzip, ist jedoch in der Programmiersprache "ST" ausgeführt. Dies soll hier im direkten Vergleich die kompaktere Programmierung aufzeigen. Zusätzlich steigert diese Programmiersprache gerade bei umfangreichen Programmen die Effizienz, da die genutzten

Bausteine nicht mehr händisch aus der Bibliothek ausgewählt werden müssen, sofern ihr Name bekannt ist. Als Zeitverzögerung "PT" werden hier jeweils 500 ms verwendet, um die gewünschte Taktzeit von einer Sekunde zu erreichen.

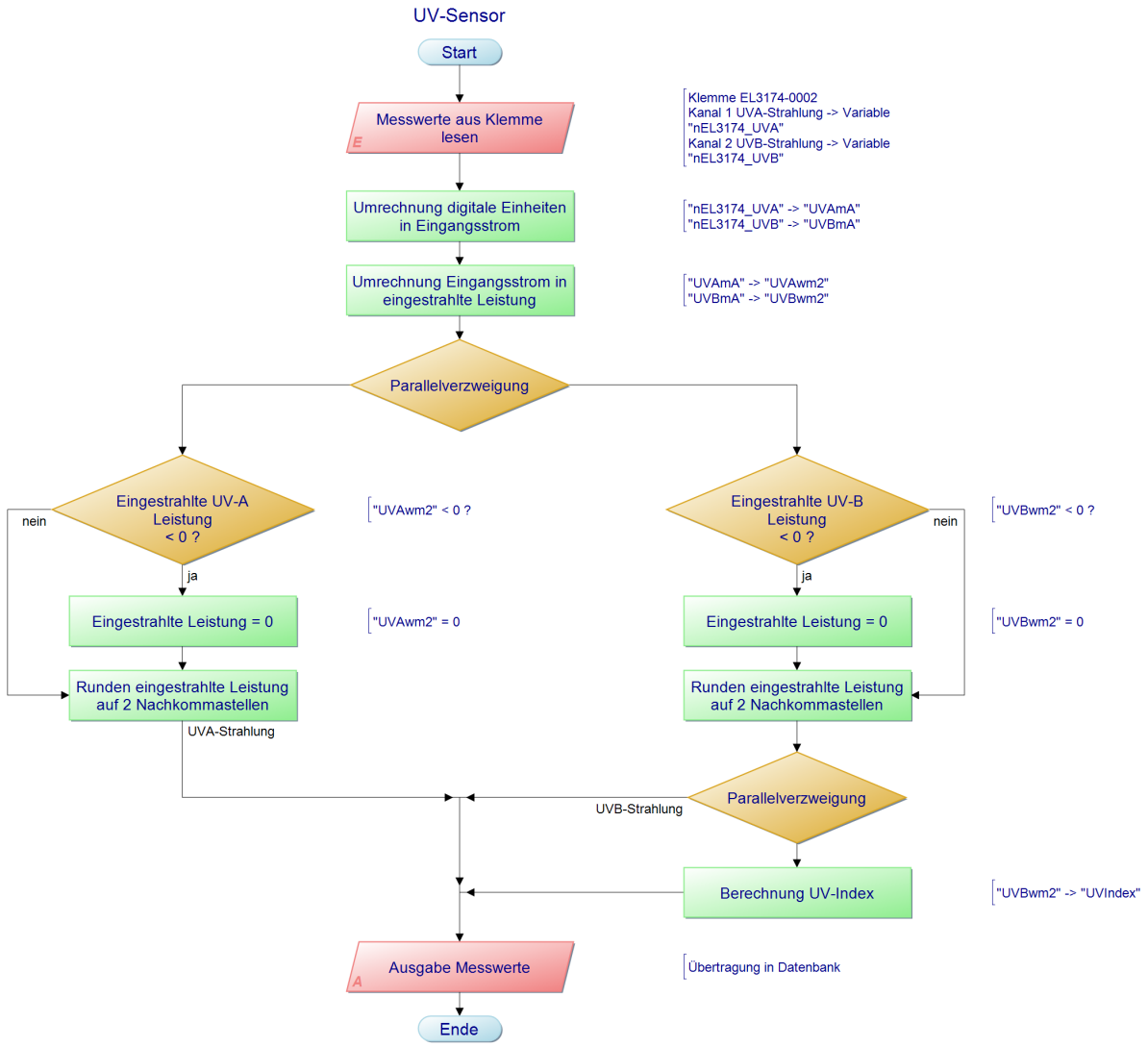
```
1    TON_0(IN:=Takt , PT:=T1 , Q=>Takt_inv , ET=> );
2    TON_1(IN:=NOT(Takt_inv) , PT:=T2 , Q=>Takt , ET=> );
```

Abb. 4–86: Programm "Taktgeber1s" in der Programmiersprache ST

In Kapitel 4.5.4.7 wird ein weiterer Taktgeber ("TaktgeberNI") eingesetzt, welcher jedoch exklusiv nur für die dort spezifizierte Funktion genutzt und deshalb dort erläutert wird.

4.5.4.4 UV-Sensor

Die Erfassung und Verarbeitung der Messsignale des UV-Sensors sind im Programm "UVSensor" realisiert. Dieses umfasst dabei alle nötigen Vorgänge vom Einlesen der analogen Signale bis zur Ausgabe der formatierten Messwerte. Der schrittweise Programmablauf ist im folgenden Programmablaufplan (PAP) schematisch dargestellt (siehe PAP 4-1). Dieser enthält neben den eigentlichen Vorgängen auch die dafür eingesetzten Variablen zum Abgleich mit dem Quelltext und als Hilfestellung bei einer eventuell nötigen Fehlersuche.



PAP 4-1: "UVSensor", Einlesen und Verarbeiten Messwerte + Berechnung UV-Index

Die erste Aufgabe des Programms besteht darin, die aktuellen Messsignale für die UVA-Strahlung und die UVB-Strahlung von der analogen Eingangsklemme (*EL3174-0002* Kanal 1 und 2) einzulesen und für die weitere Verarbeitung auf Variablen abzuspeichern (nEL3174_UVA und nEL3174_UVB). Die Namen der Variablen enthalten für eine klare Zuordnung sowohl die Klemmenbezeichnung als auch eine Beschreibung der Messgröße. Wichtig bei diesen beiden Variablen ist, dass es sich nicht um einfache lokale Variablen des Programms, sondern um lokale Eingangsvariablen zur Anbindung an die Hardware handelt. Dies wird in der Variablendeklaration durch die Schreibweise "<Variablenname> AT %I*: INT" gekennzeichnet. Das Schlüsselwort "AT" erreicht hierbei eine feste Adresse der Variable und die Deklaration "%I*" (I ≙ Input) die Möglichkeit der Verknüpfung mit der Eingangsklemme. Die beiden Variablen enthalten die aktuellen Messwerte jedoch nicht in Form des analogen Messsignals (4 – 20 mA), sondern als sogenannte digitale Einheiten (DI). Diese werden beim Einlesen des Stromsignals durch den AD-Wandler der Eingangsklemme erzeugt und sind demnach auflösungsabhängig. Die digitalen Einheiten repräsentieren den Messwert als Ganzzahl, weshalb es sich bei "nEL3174_UVA" und "nEL3174_UVB" um Variablen vom Datentyp Integer (Ganzzahl) handelt. Da sich die durch den Hersteller des Sensors gegebenen Berechnungsparameter (siehe Kapitel 4.3.9) jedoch auf die Berechnung der eingestrahlten Leistung aus dem analogen Messsignal beziehen, müssen die erfassten digitalen Einheiten zunächst auf den gemessenen Strom zurückgerechnet werden. Durch die direkte Proportionalität zwischen digitalen Einheiten und dem gemessenen Strom, kann für diese Umrechnung, als mathematischer Ansatz ein linearer Zusammenhang der Form y = m * x + c gewählt werden. Die Auflösung der analogen Eingangskarte (*EL3174-0002*) beträgt dabei 16 Bit also 65.536 digitale Einheiten. Zu beachten ist jedoch, dass die Messung vorzeichenbehaftet erfolgt, wodurch sich die tatsächlich nutzbare Auflösung für den hier vorgegebenen Messbereich von 4 bis 20 mA auf 15 Bit (32.768 DI) reduziert. Gleichung (4–6) stellt nachfolgend die Umrechnung von den digitalen Einheiten in den Eingangsstrom [mA] dar, welche in dieser Form im Programm "UVSensor" hinterlegt ist. Die Umrechnung erfolgt dabei für beide Kanäle identisch und wird auf die Variablen "UVAmA" und "UVBmA" gespeichert. Diese Berechnung ist in diesem Kapitel einmalig dargestellt und an allen weiteren Verwendungsstellen wird hierauf verwiesen.

$$I_{4-20mA} = 4.8 * 10^{-4} * DI + 4 \tag{4–6}$$

$I_{4-20mA} = Eingangsstrom\ [mA]$; $DI = digitale\ Einheiten$
Randbedingungen: 4 mA ≙ 0 DI und 20 mA ≙ 32768 DI

Nach erfolgter Berechnung des gemessenen Stromsignals muss dieses in die eingestrahlte UV-Strahlung [W/m^2] umgerechnet werden. Aufgrund der Linearisierung des Signals innerhalb des Sensors liegt auch hier eine direkte Proportionalität vor, wodurch erneut der lineare Zusammenhang als mathematische Ansatz gewählt werden kann. Die nötigen Randbedingungen für die Umrechnung sind in Kapitel 4.3.9 tabellarisch aufgelistet (siehe Tbl. 4–4). Gleichung (4–7) dient dabei der Berechnung der UVA-Strahlung und Gleichung (4–8) der Berechnung der UVB-Strahlung aus dem vorher berechneten Stromsignal.

$$Q_{UVA} = 6{,}25\,\frac{W}{m^2 * mA} * I_{UVA} - 25\,\frac{W}{m^2} \tag{4–7}$$

$Q_{UVA} = UVA - Strahlung\ \left[\frac{w}{m^2}\right]$; $I_{UVA} = Eingangsstrom\ UVA - Strahlung\ [mA]$
Randbedingungen siehe Kapitel 4.3.9

$$Q_{UVB} = 0{,}04375\,\frac{W}{m^2 * mA} * I_{UVB} - 0{,}175\,\frac{W}{m^2} \tag{4–8}$$

$Q_{UVB} = UVB - Strahlung\ \left[\frac{w}{m^2}\right]$; $I_{UVB} = Eingangsstrom\ UVB - Strahlung\ [mA]$
Randbedingungen siehe Kapitel 4.3.9

Beide Gleichungen sind in dieser Form im SPS-Programm implementiert und speichern das Ergebnis auf die Variablen "UVAwm2" und "UVBwm2". Die konkrete Realisierung in "Strukturiertem Text" ist für die UVA-Strahlung ausschnittsweise nachfolgend dargestellt:

```
// UVA
UVAmA := nEL3174_UVA*0.00048+4;
UVAwm2 := UVAmA*6.25-25;
IF UVAwm2 < 0 THEN
    UVAwm2 := 0;
END_IF
UVAwm2_R := LREAL_TO_FMTSTR(in:=UVAwm2 , iPrecision:=2 , bRound:= TRUE);
```

Abb. 4–87: Auszug "UV-Sensor", Berechnung der UV-A Strahlung ausgehend vom eingelesenen Messsignal

Der Programmablaufplan und der Auszug aus dem Quelltext (siehe Abb. 4–87) lassen erkennen, dass das Programm zwei IF-Anweisungen enthält. Mit diesen erfolgt eine Abfrage auf negative und damit unplausible Strahlungswerte. Dies ist nötig, da der Sensor bei Dunkelheit mitunter Signale knapp unterhalb der spezifizierten Nullschwelle von 4 mA liefert, was bei der bereits dargestellten Berechnung zu negativen Strahlungswerten führt. Wird ein negativer Strahlungswert erkannt, wird dieser durch den Wert "0" überschrieben. Für eine bessere Handhabbarkeit der Messwerte werden diese anschließend auf zwei Nachkommastellen gerundet (Funktion "LREAL_TO_FMTSTR"). Um bei der späteren Darstellung in der Messwertvisualisierung und auf der Website auch den Wert des UV-Index angeben zu können, wird dieser hier ebenfalls berechnet. Die Berechnung kann mit diesem Sensor jedoch leider nicht wie in Kapitel 2.2.7 spezifiziert erfolgen, da die ausgegebenen Stromsignale bereits das Integral über die jeweiligen Wellenlängenbereiche darstellen. Aufgrund der geringen Gewichtung des Anteils der UVA-Strahlung von weniger als 1/1000 (siehe Abb. 2–20 in Kapitel 2.2.7) und des daraus resultierenden geringen Einflusses auf den UV-Index, kann dieser hier vernachlässigt werden. Die Berechnung des UV-Index stützt sich hier deshalb nur auf den deutlich energiereicheren Wellenlängenbereich der UVB-Strahlung. Dieser kann mit hinreichender Näherung über den gemessenen Wellenlängenbereich des Sensors mit dem Wert "1" gewichtet werden. Es ergeben sich durch diese Gewichtung jedoch tendenziell etwas zu hohe Werte für den UV-Index. Dies liegt darin begründet, dass die erythemale Gewichtung oberhalb von 300 nm bereits abzufallen beginnt, während sie in dieser Berechnung bis zu einer Wellenlänge von 315 nm konstant mit dem Faktor 1 gewichtet wird. Nachfolgend ist die genaue Berechnungsformel für den UV-Index dargestellt (siehe Gl. (4–9)), wie sie auch im Steuerungsprogramm hinterlegt ist.

$$UVI = Q_{UVB} * \frac{1000}{25\frac{mW}{m^2}} = Q_{UVB} * 40\frac{m^2}{W} \qquad (4–9)$$

$UVI = UV - Index;\ Q_{UVB} = UVB - Strahlung\ \left[\frac{W}{m^2}\right]$

Die Multiplikation mit dem Faktor 1000 dient dabei der Umrechnung von [W/m²] in [mW/m²] und die Division durch 25 mW/m² der Umwandlung in eine dimensionslose und gut handhabbare positive Größe (i. d. R. < 9 für Deutschland). Um die Messwerte der Eingangsklemme in das SPS-Programm zu übertragen, müssen die bereits angelegten lokalen Eingangsvariablen mit der zugehörigen Hardware verknüpft werden. Daher dient der nun folgende Abschnitt der beispielhaften Darstellung der Verknüpfung der lokalen Eingangsvariablen eines Programms mit der Hardware (Eingangsklemme). Darüber hinaus wird gezeigt, wie und an welcher Stelle die gegebenenfalls nötige Parametrierung der Klemme vorgenommen werden kann. Dies wird in den darauffolgenden Kapiteln als bekannt vorausgesetzt und nur bei speziellen Parametrierungen nochmals aufgegriffen. Zur Herstellung der Verknüpfung für das Programm "UVSensor" wird in der Hardwarekonfiguration die Messklemme mit der Bezeichnung "UVA, UVB, Windge., Windri. (*EL3174-0002*)" geöffnet

und dort der Unterpunkt "Value" des jeweiligen Kanals (hier Kanal 1 und 2) mit einem Rechtsklick angewählt (siehe Abb. 4–88). Durch Auswahl von "Change Link" öffnet sich ein Fenster, in welchem sich die Eingangsvariablen den jeweiligen Kanälen zuweisen lassen. Durch Bestätigung dieses Vorgangs wird die Verknüpfung zwischen Hardware und SPS-Programm hergestellt. Vor der Inbetriebnahme muss bei diesem Beispiel zusätzlich die Parametrierung der Kanäle 1 und 2 der Eingangsklemme auf die 4 bis 20 mA Schnittstellen des Sensors vorgenommen werden. Dies ist nötig, da diese Klemme auch andere elektrische Messbereich wie beispielsweise eine Spannungsmessung im Bereich von 0 bis 10 V unterstützt. Die Parametrierung erfolgt im Reiter "Settings" (siehe Abb. 4–89). Dort wird zunächst der Kanal und anschließend der "Input Type" (die Art des Eingangssignals) ausgewählt. Die Fehlerschwellen sind hier auf die, durch den Hersteller vorgeschlagenen Werte (-381 und 32767) gesetzt. Die Auswertung der Fehlerschwellen kann innerhalb eines Programms eingesetzt werden, um zu große Eingangssignale ("Higher Error") oder Kabelbrüche und damit einhergehende, zu kleine Signale ("Lower Error") zu detektieren. Im Rahmen dieses Projekts sind diese Fehlerbehandlungen jedoch bisher nicht realisiert. Die vorgenommenen Einstellungen müssen anschließend gespeichert und mittels "Activate Konfiguration" aktiviert werden. Mit Abschluss der Konfiguration der Eingangsklemme und dem Hinzufügen des Programms zur "Tasklist" kann die SPS in den Betriebszustand ("Run-Mode") versetzt werden.

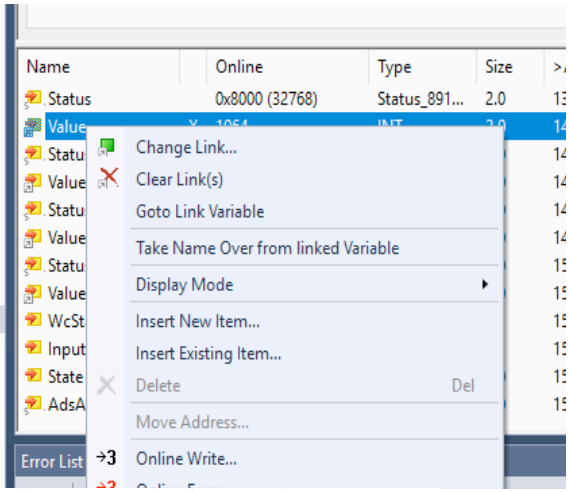


Abb. 4–88: lokale I/O Variable mit Hardwarekanal verknüpfen

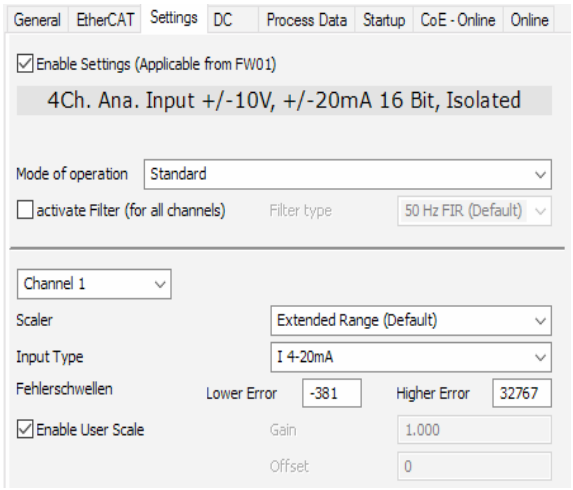
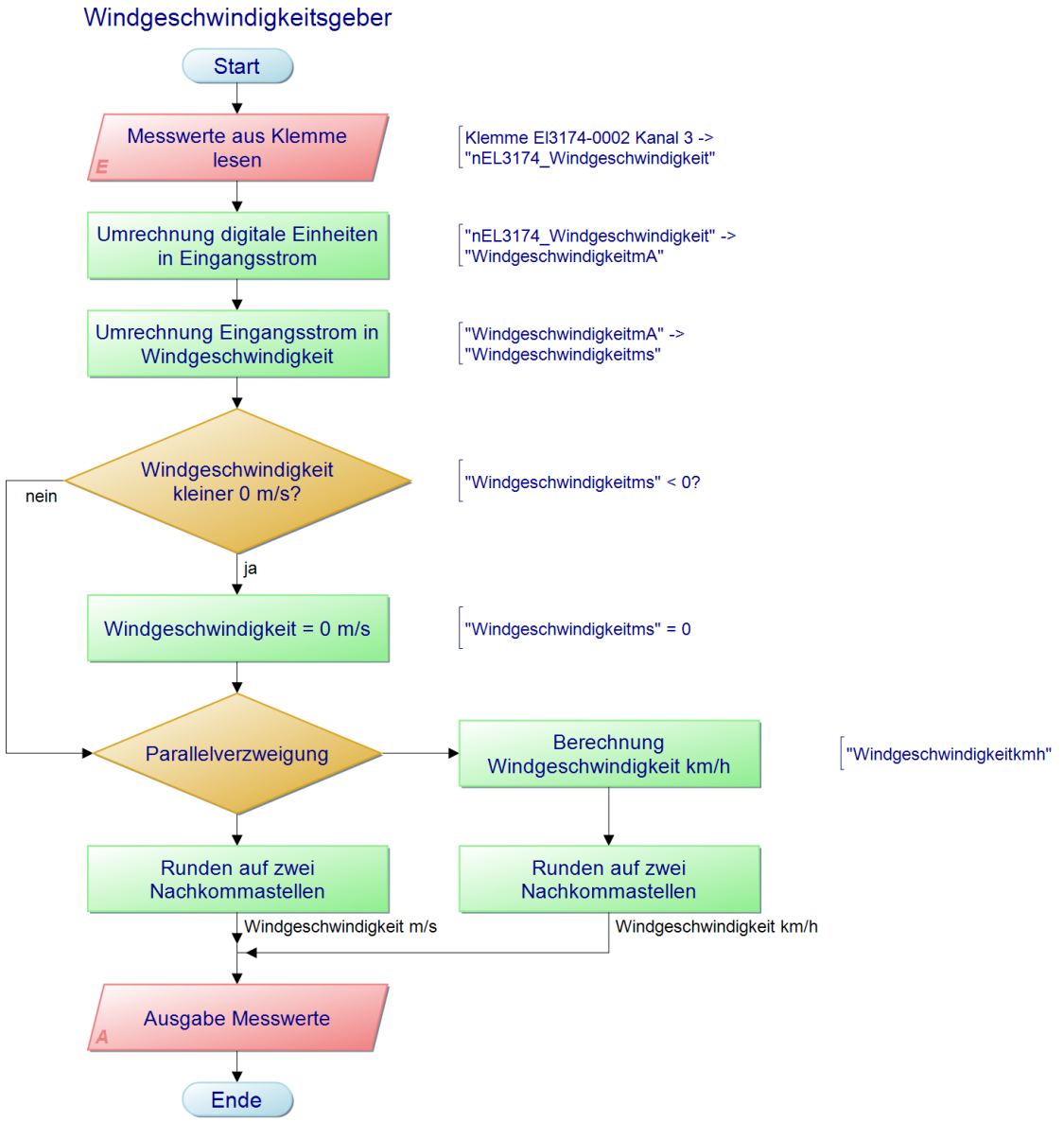


Abb. 4–89: Parametrierung Eingangssignal und Fehlerschwellen am Beispiel der EL3174-0002

4.5.4.5 Windgeschwindigkeitsgeber

Das Einlesen und Auswerten des Signals des Windgeschwindigkeitsgebers erfolgt im Programm "Windgeschwindigkeitsgeber", dessen struktureller Aufbau im nachfolgenden Programmablaufplan dargestellt ist (siehe PAP 4-2). Die Abläufe dieses Programms ähneln denen von "UVSensor" mit dem Unterschied, dass der Windgeschwindigkeitsgeber nur einen Kanal zur Bereitstellung seines Messsignals besitzt.



PAP 4-2 "Windgeschwindigkeitsgeber", Einlesen und Verarbeiten Messwerte +Berechnung Windgeschwindigkeit [km/h]

Auch bei diesem Programm wird zunächst das Signal über die Eingangsklemme eingelesen und in einer Variablen gespeichert (nEL3174_Windgeschwindigkeit). Da auch dieser Sensor über eine 4 bis 20 mA Schnittstelle verfügt, deren Messsignal über die analoge Eingangsklemme "UVA, UVB, Windge., Windri. (EL3174-0002)" eingelesen wird, erfolgt die Speicherung in der Variablen in Form von digitalen Einheiten. Äquivalent zu Gl. (4–6) aus Kapitel 4.5.4.4 errechnet die Steuerung aus den digitalen Einheiten den gemessenen Signalstrom. Ausgehend von diesem Messsignal erfolgt dann die Berechnung der Windgeschwindigkeit in [m/s]. Die direkte Proportionalität zwischen ausgegebenem Strom und der Windgeschwindigkeit ermöglicht die Berechnung auf Basis eines linearen Zusammenhangs.

Unter Berücksichtigung der Randbedingungen aus Kapitel 4.3.9 Tbl. 4–4 ergibt sich die folgende Gleichung zur Berechnung der Windgeschwindigkeit:

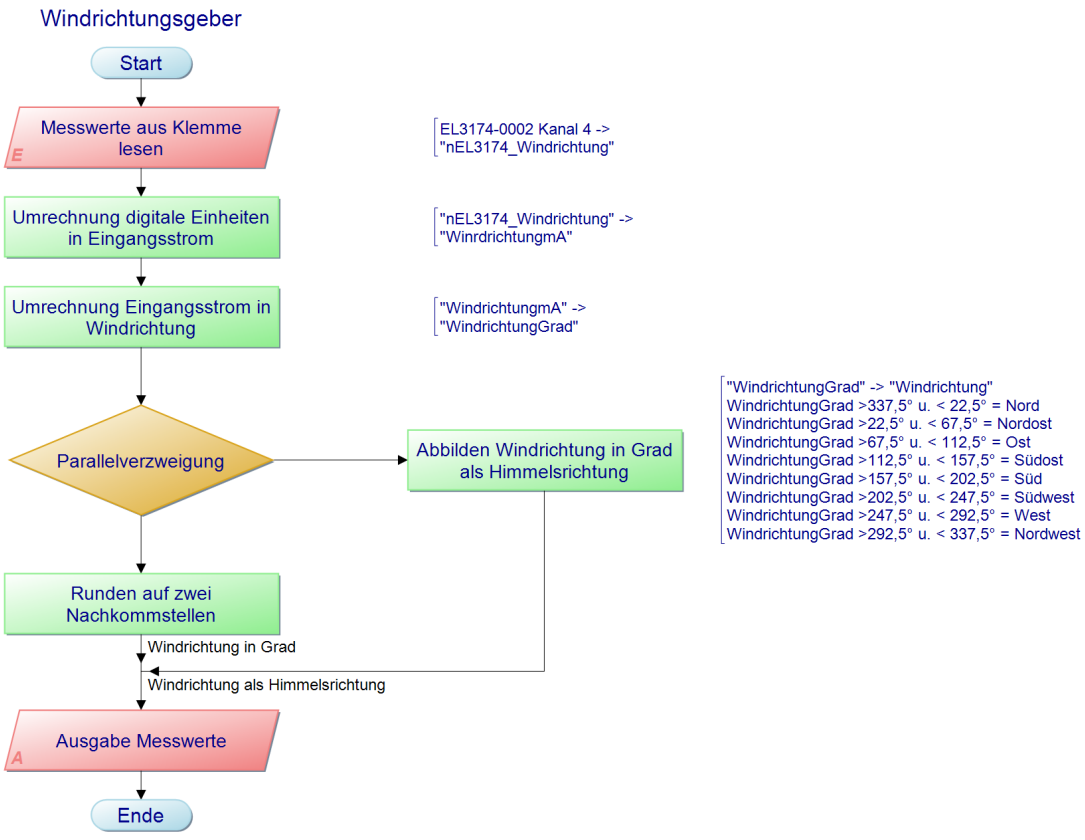
$$v_{Wind} = 3{,}125\,\frac{m}{s * mA} * I_{v_{wind}} - 12{,}5\,\frac{m}{s} \qquad (4\text{–}10)$$

$v_{Wind} = Windgeschwindigkeit\ \left[\frac{m}{s}\right]$; $I_{v_{wind.}} = Messsignal\ [mA]$

Da der Sensor bei Stillstand zeitweise ein Messsignal liefert, welches geringfügig kleiner als die spezifizierten 4 mA ist (≈ 3,9 mA), muss der berechnete Wert auf negative Windgeschwindigkeiten geprüfte werden. Dies erfolgt mittels IF-Anweisung, in welcher eine negative Windgeschwindigkeit mit dem Wert "0" überschrieben wird. Die Angabe der Windgeschwindigkeit erfolgt in der Meteorologie häufig in der Einheit [km/h], weshalb diese durch Multiplikation mit dem Faktor "3,6" ebenfalls errechnet wird. Zur Verbesserung der Handhabbarkeit erfolgt anschließend eine Rundung der beiden Werte auf zwei Nachkommastellen, bevor diese durch das Programm "WindgeschwindigkeitsgeberDB" an die Datenbank übergeben werden (siehe Kapitel 4.6.3). Die Anbindung der lokalen Eingangsvariable "nEL3174_Windgeschwindigkeit" erfolgt an Kanal 3 der analogen Eingangsklemme mit der Bezeichnung "UVA, UVB, Windge., Windri. (EL3174-0002)" (analog zur Anleitung in Kapitel 4.5.4.4). Aufgrund der identischen elektrischen Schnittstelle ist die Parametrierung der Klemme äquivalent zu der bereits im vorherigen Kapitel gezeigten Konfiguration.

4.5.4.6 Windrichtungsgeber

Das Programm "Windrichtungsgeber" dient der Verarbeitung des Eingangssignals des Windrichtungsgebers. Die einzelnen Verarbeitungsschritte, ausgehend vom Einlesen des elektrischen Signals, sind nachfolgend in einem PAP aufbereitet (siehe PAP 4-3)



PAP 4-3 "Windrichtungsgeber", Einlesen und Verarbeiten Messwerte + Abbilden Windrichtung als Himmelsrichtung

Das elektrische Messsignal (4 – 20 mA) wird von der analogen Eingangsklemme "UVA, UVB, Windge., Windri. (EL3174-0002)" auf Kanal 4 eingelesen und in Form von digitalen Einheiten auf der Variablen "nEL_3174_Windrichtung" abgespeichert. Ausgehend vom dort gespeichert Wert errechnet die Steuerung das elektrische Messsignal mithilfe von Gl. (4–6), welches dann auf der Variablen "WindrichtungmA" abgelegt wird. Diese Information wird genutzt, um mithilfe der Randbedingungen aus Kapitel 4.3.9 Tbl. 4–4 die Windrichtung in [Grad] zu berechnen. Da das Messsignal direkt proportional zur Windrichtung ansteigt, kann als Ansatz ein linearer Zusammenhang genutzt werden. Durch gezieltes Einsetzen der Randbedingungen ergibt sich die nachfolgend dargestellte Umrechnungsformel:

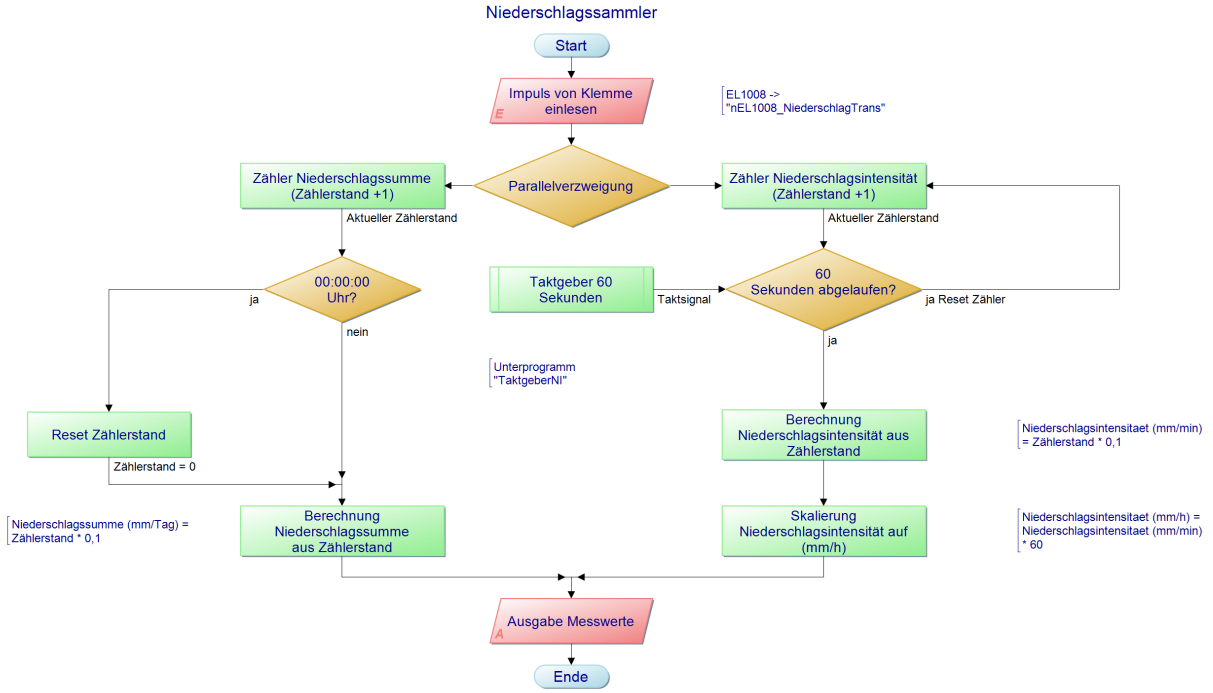
$$w_{wind} = 22.5 \frac{Grad}{mA} * I_{w_{wind}} - 90\ Grad \qquad (4–11)$$

$w_{wind} = Windrichtung\ [Grad];\ I_{w_{wind}} = Messsignal\ [mA]$

Die Angabe der Windrichtung in [Grad] ist im allgemeinen Sprachgebrauch eher unüblich, weshalb innerhalb des Programms eine Abbildung des berechneten Werts auf die Himmelsrichtung erfolgt. Die Abbildung wird gemäß der Zuordnung in PAP 4-3 auf Basis einer IF-Anweisung durchgeführt. Zur einfacheren Handhabung wird auch hier die Windrichtung in [Grad] auf zwei Nachkommastellen gerundet, bevor beide Größen in die Datenbank übertragen werden. Sowohl die Verknüpfung der Eingangsvariablen als auch die Parametrierung des Kanals entsprechen denen aus Kapitel 4.5.4.4.

4.5.4.7 Niederschlagssammler

Der in Kapitel 4.3.5 vorgestellte Niederschlagssammler nutzt zur Ausgabe des Messsignals einen Impulsausgang. Hierbei entspricht jeder Impuls 0,1 mm Niederschlagshöhe. Die Signalauswertung im Programm "Niederschlagsgeber" nutzt daher Zählerbausteine, um die ausgegebenen Impulse über die Zeit zu kumulieren. Hierbei werden durch verschieden lange Zeitintervall der Kumulierung die beiden Größen Tagesniederschlagssumme und aktuelle Niederschlagsintensität errechnet. Die hierfür nötigen Abläufe sind nachfolgend in einem Programmablaufplan (siehe PAP 4-4) optisch aufbereitet.



PAP 4-4: "Niederschlagsgeber", Einlesen und Verarbeiten Messsignal zur Tagesniederschlagssumme und Niederschlagsintensität

Den Start des Programms bildet das Einlesen des Impulssignals über Kanal 1 der digitalen Eingangsklemme "Niederschlagsg. (EL1008)", welches auf die Variable "nEL1008_NiederschlagTrans" geschrieben wird. Die Detektion eines Pulses erfolgt dann mithilfe des Flankentriggers "F_Trig_TransNied" vom Datentyp "F_TRIG", welcher auf eine fallende Flanke triggert (siehe Abb. 4–90).

```
3   //Trigger fallende Flanke Transistor Ausgang Niederschlagsgeber
4   F_Trig_TransNied(CLK:= nEL1008_NiederschlagTrans , Q=>NiederschlagTransQ );
```

Abb. 4–90: Auszug aus "Niederschlagsgeber", Flankentrigger Einlesen Impuls

Bei einem Zustandswechsel am Eingang des Triggers von High-Pegel auf Low-Pegel führt dieser am Ausgang einen Wechsel von Low-Pegel auf High-Pegel aus. Dieser wird den beiden Vorwärtszählern "NiederschlagssummeZaehler" und "NiederschlagsintensitaetZaehler" vom Datentyp "CTU" zugeführt (siehe Abb. 4–91). Diese sogenannten Vorwärtszähler erhöhen ihren aktuellen Zählerwert durch einen positiven Flankenwechsel am Eingang "CU".

```
20  //Zähler Niederschlagssumme
21  NiederschlagssummeZaehler(
22      CU:= NiederschlagTransQ ,
23      RESET:= ResCUNiedSu ,
24      PV:= ,
25      Q=> ,
26      CV=> ZaehlerstandSumme );
27
28  Niederschlagssumme := ZaehlerstandSumme * 0.1;
```

Abb. 4–91: Auszug "Niederschlagsgeber", Vorwärtszähler Niederschlagssumme

Aufgabe der Zähler ist es, durch zählen der positiven Flankenwechsel und gezieltes Rücksetzen des Zählerstandes sowohl die Niederschlagssumme eines Tages als auch die Niederschlagsintensität einer Minute zu ermitteln. Um den Zählerstand in [mm/m^2] respektive [l/m^2] umzurechnen, wird dieser mit dem Wert "0.1" multipliziert (siehe Abb. 4–91). Die Schwierigkeit der programmtechnischen Verarbeitung des Impulssignals liegt beim gezielten Auswerten und Zurücksetzen der beiden Zählerstände. So soll der Zählerstand der Niederschlagssumme zum Beginn des nächsten Tages (00:00:00 Uhr) und der Zählerstand für die Niederschlagsintensität immer nach einer Minute zurückgesetzt werden. Um das Rücksetzen der Tagessumme immer genau um 00:00:00 Uhr zu erreichen, wird mittels externem Taktgeber ("Taktgeber1s") sekündlich die aktuelle Systemzeit ("SysTResetNiedSu: NT_GetTime") ausgelesen. Diese wird dann mittels IF-Anweisung auf "00:00:00" Uhr verglichen. Bei Übereinstimmung wird die Variable "ResCUNiedSu" auf den Wert "TRUE" gesetzt und damit der Zählerstand von "NiederschlagssummeZaehler" auf den Wert "0" zurücksetzt. Die Auswertung der Niederschlagsintensität bedient sich ebenfalls eines Taktgebers ("TaktgeberNI") dessen Taktsignal in seinem Aufbau jedoch von den bisher verwendeten Taktsignalen abweicht (siehe Abb. 4–92).

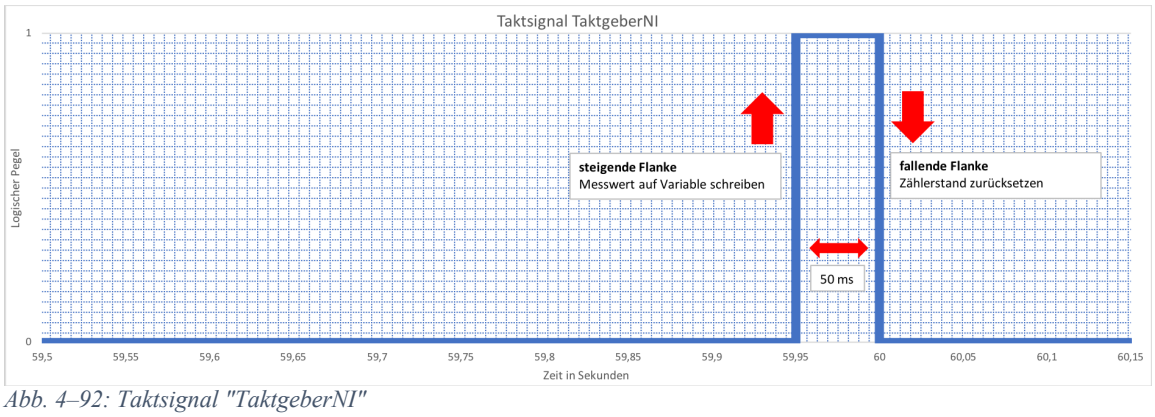
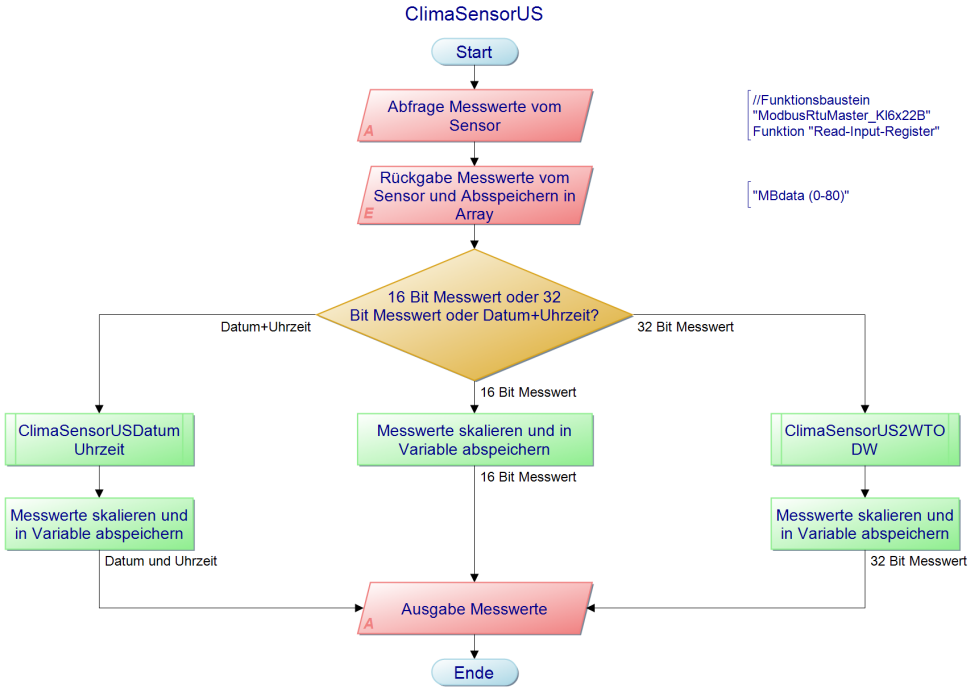


Abb. 4–92: Taktsignal "TaktgeberNI"

Die Taktfrequenz des Signals beträgt 60 Sekunden. Hiervon nimmt der logische Pegel für einen kurzen Impuls von 50 ms am Ende des Intervalls den logischen Zustand "1" an. In der übrigen Zeit liegt ein logische Low-Pegel vor. Der kurze Impuls des logischen Pegels wird genutzt, um mit der steigenden Flanke den aktuellen Zählerstand von "NiederschlagsintensitaetZaehler" auf die Variable "Niederschlagsintensitaet" zu schreiben. Die kurz darauffolgende fallende Flanke setzt dann den Zählerstand auf "0" zurück, womit die Bestimmung der Niederschlagsintensität erneut beginnt. Das Taktsignal ist wie oben beschrieben spezifiziert, da die Messabweichungen, welche durch die Verkürzung des Messintervalls um 50 ms entstehen, hinreichend klein sind und die Abarbeitung der beschriebenen Schritte durch die Steuerung noch ausreichend stabil ausgeführt werden kann. Da die Niederschlagsintensität üblicherweise in [mm/h] angegeben wird, erfolgt eine entsprechende Skalierung der gemessenen Niederschlagsintensität in [mm/min] durch Multiplikation mit dem Faktor "60". Die Verknüpfung zwischen Software und Hardware ist wie eingangs beschrieben über die lokale Eingangsvariable "nEL1008_NiederschlagTrans" realisiert, welche mit Kanal 1 der digitalen Eingangskarte "Niederschlag. (EL1008)" verlinkt ist. Eine spezielle Parametrierung ist bei dieser Klemme nicht notwendig.

4.5.4.8 Clima Sensor US

Der Kommunikationsablauf zwischen Clima Sensor US und der Soft-SPS stützt sich auf das registerorientierte Protokoll *Modbus-RTU* und ist im Hauptprogramm "ClimaSensorUS" realisiert. Es bedient sich der zugekauften Bibliothek *TC3 Modbus RTU (TF6255-0040)*, welches vorgefertigte Bausteine für die meisten Grundfunktionen des Protokolls bereitstellt. Der gesamte Programmcode unterteilt sich zur Steigerung der Übersichtlichkeit in das Hauptprogramm und drei Unterprogramme, welche der Weiterverarbeitung der Messdaten dienen. Für den hier vorliegenden Kommunikationsablauf stellt die SPS den *Modbus-RTU* Master und der Sensor den *Modbus-RTU* Slave mit der Stationsadresse "1" dar. Diese Konfiguration ist zwingend, da der Sensor per Spezifikation durch den Hersteller (vgl. [26, p. 26]) nur als Slave agieren kann und für eine Kommunikation mit diesem Protokoll immer ein Master benötigt wird (Master-Slave-Architektur). Die Struktur des Hauptprogramms ist für ein besseres Verständnis im folgenden Programmablaufplan schematisch dargestellt (siehe PAP 4-5).



PAP 4-5: "ClimaSensorUS", Einlesen und Verarbeiten Messwerte + Skalierung

Wie der PAP zeigt, teilt sich der grundlegende Ablauf in die zwei Bereiche Datenabfrage vom Sensor und die Weiterverarbeitung der Rohdaten auf. Bei der Datenabfrage sendet der Master eine Anfrage an den Slave. Diese Anfrage enthält neben den Steuerinformationen auch die Angabe, welche Messwerte aus den Registern gelesen werden sollen. Der Slave sendet die Inhalte der angeforderten Register an den Master zurück, welcher sie anschließend abspeichert. In diesem Fall werden die Messwerte im Array "MBdata" gespeichert und von dort aus weiterverarbeitet. Die Grundstruktur des *Modbus*-Protokolls sieht nur Register mit einer Speichergröße von 16 Bit (vorzeichenlose Ganzzahlen bis 65535) vor, das heißt, ein Auslesevorgang liest immer abgeschlossene Speicherbereiche von 16 Bit Umfang. Dies ist durch die *TC3 Modbus RTU* Bibliothek der Steuerung fest vorgegeben und kann nicht anders parametriert werden. Die im Sensor gespeicherten Messwerte benötigen jedoch 32 Bit Speicherplatz und belegen somit formal zwei Register. Dies führt dazu, dass die Messwerte beim Auslesen durch die Steuerung geteilt werden und nachträglich wieder zusammengesetzt werden müssen. Dies trifft jedoch nur bei Messwerten zu, die in ihrem Speicherzustand den Zahlenwert von 65535 überschreiten, wie es beispielsweise beim Messwert der Helligkeit der Fall ist. Das Zerteilen beim Auslesen eines solchen Messwerts ist nachfolgend am Beispiel der Helligkeit visualisiert:

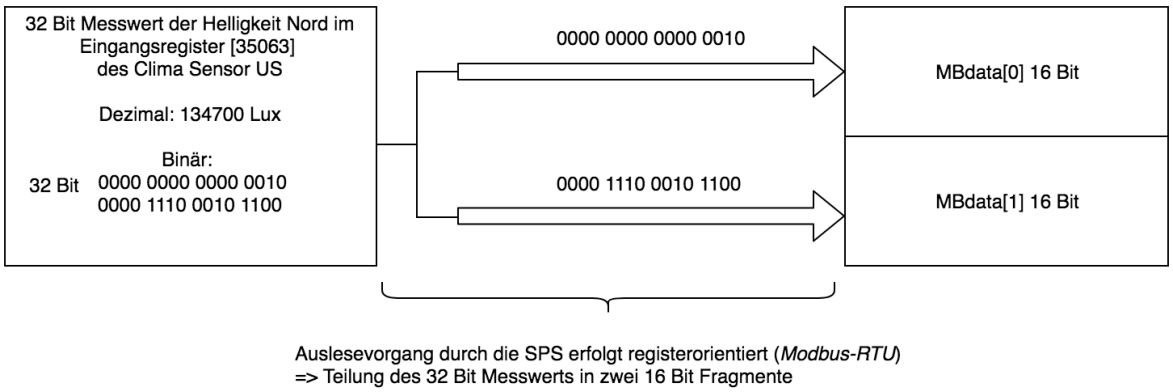


Abb. 4–93: Teilung der 32 Bit Messwerte des Clima Sensor US in zwei 16 Bit Fragmente beim Auslesen durch die SPS

Anhand des Beispiels wird deutlich, dass die höherwertigen 16 Bit des Messwerts in "MBdata[0]" und die niederwertigen 16 Bit in "MBdata[1]" abgespeichert werden. Dies führt dazu, dass beim Zusammensetzen "MBdata[0]" vor "MBdata[1]" angeordnet werden muss. Andere Messwerte wie beispielsweise die Temperatur überschreiten den Speicherbereich von 16 Bit nicht und müssen daher nicht nachträglich wieder zusammengesetzt werden. Bei diesen Messwerten bleibt dann ein Element von "MBdata" unbelegt, da für jeden Messwert innerhalb des Sensors unabhängig von seiner tatsächlichen Größe 32 Bit Speicherplatz zu Verfügung stehen. Für die Realisierung des Zusammensetzens der 32 Bit großen Messwerte findet daher eine Aufteilung des Programmablaufs in drei parallel ablaufende Verarbeitungszweige statt. Alle Messwerte mit nur 16 Bit Speicherbedarf (ein Register, Wert < 65535) können direkt verarbeitet und skaliert werden, was im Hauptprogramm selbst stattfindet. Alle weiteren Messwerte mit einem Speicherbedarf von 32 Bit (zwei Register) müssen erst durch das Unterprogramm "ClimaSensorUS2WTODW" zu einem zusammenhängenden Messwert gewandelt werden. Zusätzlich befindet sich innerhalb der Messwerte noch den Sonderfall von Datum und Uhrzeit, welcher vier 16 Bit Register umfasst. Diese Register werden im Unterprogramm "ClimaSensorUSDatumUhrzeit" zu einem gemeinsamen Datenstring nach europäischem Format zusammengesetzt.

Zur Abfrage der Messwerte des Sensors wird der Funktionsbaustein "ModbusRtuMaster_KL6x22B" (vgl. [105, p. 25]) genutzt, welcher im Programm als "MB" instanziiert ist (siehe Abb. 4–94). Dieser kann verschiedenste Aufgaben ausführen, wovon hier die Funktion 4 "Read Input Register" genutzt wird. Diese Funktion kommt zum Einsatz, da die Messwerte laut Angabe des Sensorherstellers (vgl. [26, p. 27]) in den Eingangsregistern (Input

Register) des Sensors gespeichert sind. Die Funktion fordert vom Sensor (Modbus-Slave) die Rückgabe der Werte in dessen Eingangsregistern an. Hierfür enthält die Anfrage die Stationsadresse des Modbus-Slaves ("UnitID"), die Startadresse ("MBAddr") der zu lesenden Register und die Größe des zu lesenden Speicherbereichs der Register ("Quantity"). In diesem Fall besitzt der Sensor die "UnitID" "1" und die Startadresse beläuft sich auf 35001 (vgl. [26, p. 30]). Der Speicherbereich ("Quantity") umfasst 80 Datenwörter, da die Register 35001 bis 35080 ausgelesen werden sollen. Dieser Registerbereich ist ausgewählt worden, da er alle vom Sensor erfassten Messgrößen in einem zusammenhängenden Speicherbereich enthält und somit alle Messwerte mit nur einer Anfrage gelesen werden können.

```
9   // Auslesen Modbus InputRegister
10  MB.ReadInputRegs(
11      UnitID:= ModbusAddress, (* station address *)
12               Quantity:= 80,  (* WORDs *)
13               MBAddr:= 35001,
14               cbLength:= 160, (* 20 words *)
15               pMemoryAddr:= ADR(MBdata),
16               Execute:= TRUE,
17               Timeout:= timeoutvalue,
18               Busy => busy,
19          );
20
21      IF NOT busy THEN
22               MB.ReadInputRegs(Execute:= FALSE);
23               END_IF
```

Abb. 4–94: Auszug "ClimaSensorUS", Aufruf des Funktionsbausteins "MB.ReadInputRegs" für die Kommunikation zum Clima Sensor US

Die Eingangsgröße "cbLength" gibt die Größe der verwendeten Datenvariablen für den Lesevorgang in Bytes an. Da ein Byte 8 Bit und ein Word beziehungsweise Register 16 Bit umfasst, muss "cbLength" mindestens doppelt so groß wie "Quantity" gewählt werden. Am Eingang "pMemoryAddr" wird dem Funktionsbaustein die Adresse des Speicherbereichs in der SPS übergeben, in welchem nach erfolgreichem Lesevorgang die Messwerte abgelegt werden sollen. In diesem Programm werden die Daten im vorher angelegten Array "MBdata" mit einer Größe von 80 Datenwörtern (16 Bit) abgespeichert. Der Baustein erhält die Adresse mit dem Befehl "ADR", welcher die Adresse von "MBdata" ermittelt. Die darüber hinaus vorhandenen Eingangsparameter "Execute" und "Timeout" dienen dem Start des Auslesevorgangs und der Eingabe der maximal erlaubten Antwortzeit des Slaves bis zum Abbruch der Operation. Der Eingang "Execute" hört dabei auf eine steigende Flanke. Ausgangsseitig besitzt der Baustein nur den Parameter "Busy", welcher Information darüber gibt, ob die Funktion aktuell ausgeführt wird. Die im Programm nachgeschaltete IF-Anweisung dient dem erneuten Starten des Auslesevorgangs. Dies wird dadurch erreicht, dass der Parameter "Execute" nach Abarbeitung des Bausteins kurzzeitig auf "FALSE" gesetzt wird, um bei einem nächsten Durchlauf des Programms einen Wechsel auf "TRUE" auszuführen und damit eine steigende Flanke an den Baustein zu liefern. Hierdurch wird der Baustein erneut ausgeführt und die gelesenen Messwerte werden in "MBdata" gespeichert. Hier unterteilt sich das Programm für die weitere Verarbeitung, da die Messwerte mit 32 Bit Speicherbreite zweigeteilt sind und in der richtigen Reihenfolge wieder zusammengesetzt werden müssen. Das Zusammensetzen wird im Funktionsbaustein "ClimaSensorUS2WTODW" realisiert. Der große Vorteil in der Anwendung eines Funktionsbausteins liegt hier darin, dass dieser beliebig oft instanziiert und aufgerufen werden kann. Damit muss die auszuführende Logik nur einmal (dafür allgemeingültig) programmiert werden und kann dann mehrfache eingesetzt werden. Dies spart zum einen Programmieraufwand und gestaltet die Abarbeitung durch die Steuerung effizient. Die Struktur des Bausteins ist nachfolgend in einem Programmablaufplan schematisch aufbereitet (siehe PAP 4-6). In den Baustein werden bei Aufruf die beiden zusammengehörigen



PAP 4-6: "ClimaSensorUS2WTODW", Zusammensetzen der 16 Bit Register zu einem 32 Bit Doppel-Wort

16 Bit Wörter (Register) übergeben. Die Übergabe geschieht dabei durch indiziertes Auslesen aus dem Array "MBdata". Nach erfolgter Übergabe werden die Wörter in mit der Funktion "DWORD_TO_BINSTR" in binäre Strings gewandelt. Hierbei muss zwingend dafür gesorgt werden, dass der untere String (Bin2String) seine volle Länge von 16 Bit behält und keine "führenden Nullen" abgeschnitten werden. Hierfür wird bei der Funktion "DWORD_TO_BINSTR" die einzuhaltende Länge mit 16 Stellen angegeben. Anschließend werden beide binären Strings mit der Funktion "CONCAT" in der richtigen Reihenfolge aneinandergereiht (siehe Abb. 4–95) und der daraus resultierende String durch den Befehl "INSERT" mit dem Präfix "2#" versehen. Dieser zeigt an, dass es sich hier um eine binäre Zahl handelt. Mit den beiden darauffolgenden Funktionen "STRING_TO_PVOID" und "PVOID_TO_DECSTR" wird der binäre String in einen dezimalen String gewandelt. Die vorherige Umwandlung in ein "PVOID" ist nötig, da durch die vorhandenen Programmierbibliotheken keine direkte Umwandlung vom binären String in einen dezimalen String unterstützt wird. Abschließend erfolgt die Konvertierung des dezimalen Strings in ein Doppel-Wort, welches dann in das Hauptprogramm zurück übergeben wird ("Messwert").

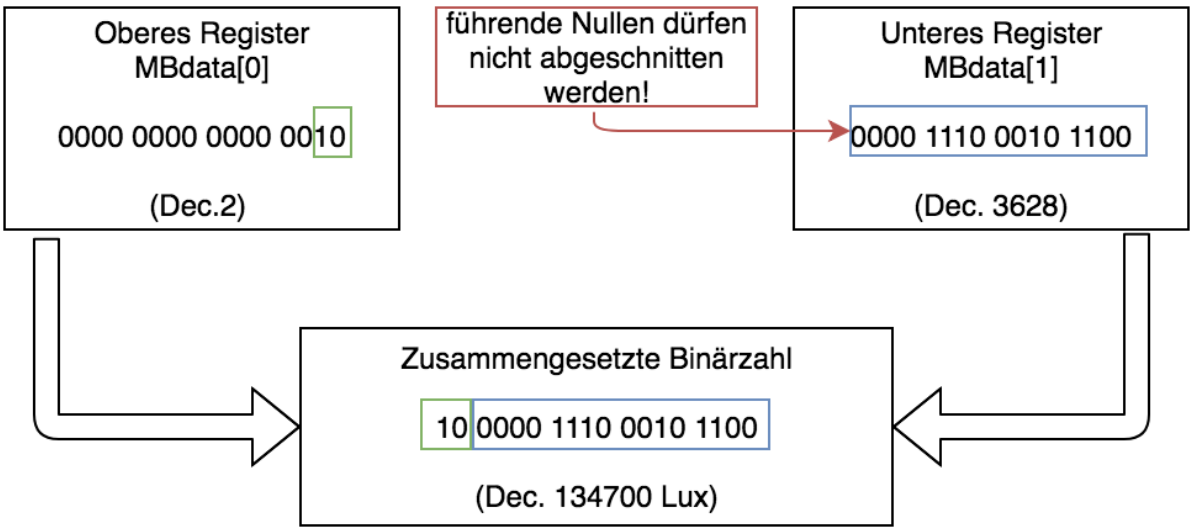


Abb. 4–95: Zusammensetzen zweier binärer 16 Bit Register zu einem 32 Bit Wert mit der Funktion "CONCAT"

Nach dem erfolgreichen Zusammensetzen der vorher geteilten Messwerte liegen sowohl die 16 Bit Messwerte als auch die 32 Bit Messwerte als unskalierte, vorzeichenlose und dezimale Zahlenwerte im Hauptprogramm vor. Die anschließende Skalierung erfolgt entsprechend der Angaben in der Dokumentation des Sensorherstellers (vgl. [26, p. 30 ff.]) durch Multiplikation mit einem festgelegten Faktor und ist am Beispiel des absoluten Luftdrucks dargestellt (siehe Abb. 4–96). Hier beträgt der Skalierungsfaktor "0.01". Die Abbildung zeigt außerdem nochmals den konkreten Aufruf des, als "AbsoluterLuftdruckFB" instanziierten Funktionsbaustein "ClimaSensorUS2WTODW". Dieser liest über die Indizierung die beiden

Wörter "MBdata[16]" und "MBdata[17]" ein und gibt den Messwert als "AbsoluterluftdruckDW" zurück.

```
49  //Absoluter Luftdruck 1. Aufruf von „ClimaSensorUS2WTODW“
50  AbsoluterLuftdruckFB(Registerwert_1 := MBdata[16], Registerwert_2 := MBdata[17], Messwert => AbsoluterluftdruckDW);
51  AbsoluterLuftdruck := AbsoluterluftdruckDW * 0.01; 2. Skalierung des Messwerts mit dem Faktor 0,01
```

Abb. 4–96: Auszug "ClimaSensorUS", Aufruf des Funktionsbausteins "ClimaSensorUS2WTODW" und Skalierung der Messgröße "AbsoluterLuftdruck"

Zusätzlich zur Skalierung ist bei einigen Messgrößen wie beispielsweise der Lufttemperatur (Registeradresse 35005) eine Konvertierung in ein vorzeichenbehaftetes Zahlenformat nötig. Dies kann durch eine Wandlung vom vorzeichenlosen Datentyp Wort/Doppel-Wort in das Format Integer durchgeführt werden, da die Messwerte des Sensors im Zweierkomplement vorliegen. Hierzu wird der Messwert aus dem indizierten Array auf eine Variable vom Typ Integer geschrieben (siehe Abb. 4–97).

```
31  //Lufttemperatur
32  LufttemperaturINT := MBdata[5];
33  Lufttemperatur := LufttemperaturINT * 0.1;
```

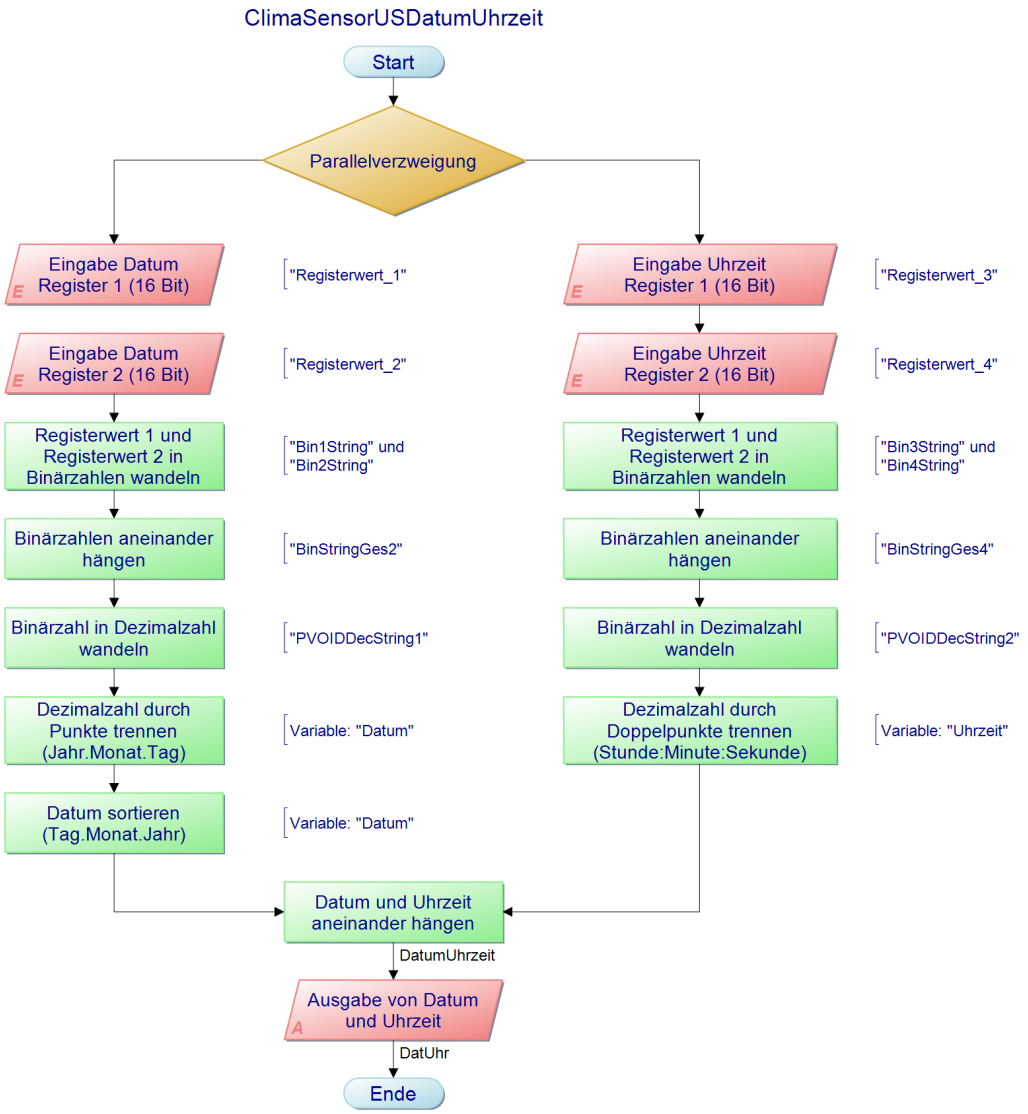
Abb. 4–97: Auszug "ClimaSensorUS", Vorzeichen Lufttemperatur einfügen und anschließend skalieren

Bei der Messgröße Niederschlagsart (Registeradresse 35039) reicht eine reine Skalierung des Zahlenwerts nicht aus, da diesem jeweils eine Beschreibung in Form eines Strings zugeordnet werden muss. Spezifiziert ist diese Zuordnung in der technischen Dokumentation des Sensors (vgl. [26, p. 13]). Um das Hauptprogramm nicht unnötig lang und unübersichtlich zu gestalten, erfolgt die Zuordnung im externen Unterprogramm "ClimaSensorUSNiederschlagsart". In dieses wird "MBdata[39]", welches die Niederschlagsart als Zahl enthält, übergeben. Dort erfolgt dann die Zuordnung, bei welchem beispielsweise der Zahlenwert "61" in "leichter Regen" abgebildet und anschließend als String ausgegeben wird (siehe Abb. 4–98).

```
11  ELSIF NiederschlagsartWord = 61 THEN
12      NiederschlagsartString := 'leichter Regen';
```

Abb. 4–98: Auszug "ClimaSensorUSNiederschlagsart", 61 = "leichter Regen"

Der Clima Sensor US gibt in den Registern 35041 bis 35044 das Datum und die Uhrzeit seines per GPS ermittelten Standorts aus. Hierbei liegt das Datum jedoch in dem nach *ISO 8601* und *EN 28601* spezifizierten Basisformat "YYYYMMDD" vor. Zusätzlich sind Tag, Monat und Jahr nicht durch Punkte voneinander getrennt. Dies hängt damit zusammen, dass in den Registern des Sensors nur vorzeichenlose Ganzzahlen gespeichert werden können. Da dieser Zeitstempel bei der Datenbankübertragung jedoch langfristig als Referenzzeit für die Systemzeit des Industrie-PCs verwendet werden soll, werden die vier Register im Funktionsbaustein "ClimaSensorUSDatumUhrzeit" zu einem zusammenhängenden String konvertiert. Der Ablauf dieser Konvertierung ist im nachfolgenden Ablaufplan dargestellt (siehe PAP 4-7). Der Baustein erhält die vier Register als Eingangsvariablen und setzt diese auf die, schon von "ClimaSensorUS2WTODW" bekannte Weise zunächst zu zwei Doppel-Worten (eins für das Datum und eins für die Uhrzeit) zusammen. Anschließend erhält das Datum Punkte zur Trennung von Tag, Monat und Jahr und wird dann durch die Funktionen "LEFT", "MID" und "RIGHT" in die europäische Schreibweise "Tag.Monat.Jahr" überführt. Das Doppel-Wort mit der Information für die Uhrzeit wird per IF-Anweisung dahingehend überprüft, ob es vor 10 Uhr morgens ist. Ist dies der Fall, wird eine Null an die nullte Stelle des Strings gesetzt. Dies ist nötig, um später eine einheitliche Darstellung der Uhrzeit in der Form "00:00:00 Uhr" zu erhalten. Die Trennung von Stunden, Minuten und Sekunden erfolgt auf die gleiche Weise wie beim Datum, hier werden jedoch Doppelpunkte eingesetzt. Im letzten Schritt werden die beiden Strings "Datum" und "Uhrzeit" zu einem gemeinsamen String ("DatUhr") zusammengesetzt, welcher dann als Ausgangsvariable in das Hauptprogramm zurückgegeben wird.



PAP 4-7: "ClimaSensorUSDatumUhrzeit", Berechnung Datum und Uhrzeit in europäischer Schreibweise

Mit Abschluss der erläuterten Programmierarbeit besteht jedoch noch keinerlei Verbindung zwischen dem Programm und der Eingangsklemme "ClimaSensorUS (EL6021)". Diese wird nicht wie bisher bekannt über lokale Eingangsvariablen, sondern mithilfe der beiden Structs "KL6inData22B" und "KL6outData22B" realisiert. Diese sind im Unterordner "DUTs" gespeichert und können über die Hardwarekonfiguration auf die gleiche Art angesprochen werden, wie die lokalen I/O-Variablen der vorherigen Programme. Beim Vorgang der Verknüpfung werden sie automatisch instanziiert und mit dem Baustein "ModbusRtuMaster_KL6x22B" verbunden. Sie müssen daher nicht manuell im Hauptprogramm des Sensors instanziiert werden. Beide Structs sind sehr ähnlich aufgebaut und bestehen jeweils aus einem Array mit 22 Elementen vom Typ Byte und einem zusätzlichen Status-Byte (KL6inData22B) beziehungsweise Control-Byte (KL6outData22B). Als Datentyp muss hier Byte gewählt werden, da die Ein- und Ausgangskanäle (jeweils 22) der Klemme dem Datentyp Unsigned short Integer (USINT) entsprechen und eine Speicherbreite von 8 Bit aufweisen. Die anschließende Anbindung an die Kanäle der Karte erfolgt dann wie in Kapitel 4.5.4.4 beschrieben und ist zur Referenz ausschnittsweise in Abb. 4–99 dargestellt.

Name		Online	Type	Size	>Addr...	In/Out	User ID	Linked to
Status	X	0x1101 (4353)	Status_E2F...	2.0	87.0	Input	0	Status . ClimaSensorUS.MB.InData . PlcTask Inputs . Projekt1 Instance . Projekt1
Data In 0	X	0	USINT	1.0	89.0	Input	0	D[0] . D . ClimaSensorUS.MB.InData . PlcTask Inputs . Projekt1 Instance . Projekt1
Data In 1	X	0	USINT	1.0	90.0	Input	0	D[1] . D . ClimaSensorUS.MB.InData . PlcTask Inputs . Projekt1 Instance . Projekt1
Data In 2	X	46	USINT	1.0	91.0	Input	0	D[2] . D . ClimaSensorUS.MB.InData . PlcTask Inputs . Projekt1 Instance . Projekt1

Abb. 4–99: Ausschnitt Verbindung zwischen den Hardwarekanälen der EL6021 und dem Programm "ClimaSensorUS"

Vor Inbetriebnahme muss die Konfiguration der Schnittstellenparameter der Eingangsklemme an die in Kapitel 4.3.6 spezifizierten Einstellungen des Sensors angepasst werden. Diese umfassen den Betrieb der Schnittstelle in Vollduplex, die Aktivierung der Punkt-zu-Punkt Verbindung (Abschlusswiderstand wird aktiviert), die Baudrate und den Aufbau der Datagramme. Es werden die in Tbl. 4–7 aufgelisteten Einstellungen vorgenommen, welche in "Index 8000:0" des Reiters "CoE-Online" zu finden sind. Mit der Aktivierung der Konfiguration kann die SPS anschließend in den Betriebszustand überführt werden.

Index	Name des Parameters	Wert
8000:06	Enable half duplex	FALSE
8000:07	Enable point to point connection (RS422)	TRUE
8000:11	Baudrate	9600 Baud
8000:15	Dataframe	8N1

Tbl. 4–7: Einstellungen Schnittstellenparameter für den Clima Sensor US an der Eingangsklemme "ClimaSensorUS (EL6021)"

4.5.4.9 Photovoltaik-Messsystem

Das Programm "PVModule" dient der Ansteuerung und Messwertaufnahme der aus Kapitel 4.3.7 bekannten Schaltung zur Vermessung von PV-Modulen. Als Sensorik dienen vier kompakte Photovoltaikzellen, die in Nord, Ost, Süd und West ausgerichtet sind und durch sieben Relais mit verschiedenen elektrischen Lasten beschaltet werden (Leerlauf, 100 Ω, 47 Ω, Kurzschluss). Die Ansteuerung der Relais erfolgt durch sieben Kanäle der digitalen Ausgangsklemme (Bezeichnung "K1-K7PV (EL2008)") der SPS in Kombination mit diesem Programm. Die Relais K1 bis K4 kontaktieren dabei die Module selbst und die Relais K5 bis K7 schalten die Lasten zu (siehe Abb. 4–54 in Kapitel 4.3.7). Für jede Last wird sowohl die Modulspannung als auch der durch die Last getriebene Strom gemessen. Da die gesamte Schaltung aus Kostengründen jeweils nur ein Spannungs- und ein Strommessgerät in Form von Digital-Multimeter-Klemmen ("UPV10W (EL3681)" Spannungsmessung, "IPV10W (EL3681)" Strommessung) bereitstellt, muss durch kombinierte und schrittweise Ansteuerung der Relais (K1 – K7) erreicht werden, dass immer nur ein Modul und eine Last gleichzeitig in Betrieb sind. Für die Realisierung dieses Ablaufs bietet sich daher eine CASE-Anweisung in Form einer Schrittkette mit 17 Einzelschritten an. Diese Schrittkette wird durch das Programm "Taktgeber60s" mit einer Taktfrequenz von 60 Sekunden zyklisch repetiert. Der Ablauf und die Ansteuerung der zugehörigen Relais ist im nachfolgenden Programmablaufplan PAP 4-8 vereinfacht dargestellt. Eine weitere ausführliche Version, welche auch die konkrete Variablenbelegung enthält, befindet sich im Anhang (siehe A11). Alle nicht explizit erwähnten Relais sind im jeweiligen Schritt ausgeschaltet. Als Initialisierungsbedingung wird die steigende Flanke des Taktsignals von "Taktgeber60s" genutzt, welche die CASE-Anweisung von "Schritt 0" in "Schritt 1" versetzt. Dort wird zunächst mit "nEL2008_K1 := TRUE" das Relais K1 eingeschaltet, womit die Leerlaufspannung der Zelle in nördlicher Richtung an der Digital-Multimeter-Klemme "UPV10W" gemessen werden kann. Da beide Digital-Multimeter-Klemmen eine auflösungsabhängige Einschwingzeit von bis zu einer Sekunde besitzen, wird die Messwertaufnahme mittels Einschaltverzögerung ("Messverz1") um 1,5 s verzögert. Nach Ablauf der Zeit werden die am Messkanal aktuell vorliegenden Strom- und Spannungswerte auf die zugehörigen Variablen geschrieben. Die Benennung der Variablen enthält dabei die gemessene Größe, die elektrische Last und die Himmelsrichtung. Der in Schritt 1 vermessene Leerlauffall für die nördliche Himmelsrichtung schreibt auf die Variable "ULLNord" die Leerlaufspannung des Moduls. Da im Leerlauf kein Strom fließen kann, werden sowohl der Leerlaufstrom ("ILLNord") als auch die Leerlaufleistung ("PLLNord") auf den Wert "0" gesetzt. Die Abspeicherung der Leerlaufströme und Leerlaufleistungen ist nicht zwingend nötig, da diese sich logisch ergeben. Es dient jedoch der Vollständigkeit der späteren Datenbanktabelle. Die Messwerte müssen vor der Speicherung mit einem Vorfaktor skaliert



PAP 4-8: Schrittkette Photovoltaik-Messsystem (kurz), Bestimmung von Modulspannung und lastabhängigem Modulstrom über kombinierte Ansteuerung der Relais

werden, da die von der Messklemme ausgegebenen Werte in [µV] beziehungsweise [µA] vorliegen. Hierzu wird die gemessene Spannung mit dem Wert "0,000001" multipliziert um diese in die Einheit [V] umzurechnen. Aufgrund der geringen Leistung der Module und der damit einhergehenden geringen Ströme wird der gemessene Strom mittels des Faktors "0,001" in [mA] umgerechnet. Zur Berechnung der PV-Leistung werden Spannungs- und Stromsignal miteinander multipliziert, wobei hier das Stromsignal zuvor in Ampere umgerechnet wird, um die Leistung in Watt zu erhalten. Vor dem Wechsel in den nächsten Schritt werden die Relais wieder in den Ausgangszustand gebracht und die jeweilige Messverzögerung für den nächsten Durchlauf zurückgesetzt. Um die Messwerte der Zellen trotz eingebauter Zeitverzögerung (1,5 s) vergleichbar zu halten (Bestrahlung nicht konstant), werden nacheinander alle Zellen mit der gleichen Last in der Reihenfolge der Himmelsrichtungen (Uhrzeigersinn) beschaltet. Erst dann erfolgt ein Wechsel der Last. Da die einzelnen Schritte grundsätzlich alle gleich aufgebaut sind und sich lediglich in der Ansteuerung der Relais unterscheiden, soll die Erläuterung von Schritt 1 an dieser Stelle ausreichen. Im letzten Schritt (17) wird nach Abschluss der Messung die Variable "PVDBStart" auf den Wert "TRUE" gesetzt und damit die Übermittlung der Messwerte in die Datenbank gestartet (siehe Kapitel 4.6.3). Nach Abschluss des Durchlaufs wird die Schrittkette wieder in Schritt 0 (Initialschritt) versetzt und die Variable "PVDBStart" wird auf "FALSE" zurückgesetzt. Mit der nächsten steigenden Flanke von "Taktgeber" wird der Ablauf erneut gestartet.

4.5.5 Zusammenfassung und Fazit

Inhalt dieses Kapitels war es zum einen, eine kleine Einführung in die Programmieroberfläche der ausgewählten Industriesteuerung zu geben und darüber hinaus, die für die Erfassung der Messwerte eingesetzten Steuerungsprogramme zu dokumentieren. Die Erläuterung der Programme erfolgte für eine gute Verständlichkeit jeweils mittels eines Programmablaufplans und Ausschnitten aus dem Quelltext. Durch das flexible Konzept, bei welchem jeder angebundene Sensor ein eigenes Programm für die Erfassung und Verarbeitung der Rohdaten erhält, kann das PLC-Projekt jederzeit durch Erzeugung weiterer Programme ergänzt werden. Nach der hier geschilderten Verarbeitung der Rohdaten ist das Ziel des nächsten Kapitels, die realisierte Lösung für die langfristige Speicherung der Messdaten vorzustellen und die Anbindung an die Erfassungsprogramme zu erläutern.

4.6 Speicherung der Messdaten (Hörnlein)

4.6.1 Einleitung und Konzept

Die durch die Soft-SPS erfassten und verarbeiteten Messdaten sollen zur Generierung einer Wetterhistorie langfristig, ausfallsicher und mit flexiblen Zugriffsmöglichkeiten abgespeichert werden. Der Industrie-PC selbst stellt für diese Aufgabe jedoch nicht ausreichend Speicherplatz zu Verfügung. Da außerdem die Darstellung der Messdaten auf einer sicheren aber frei zugänglichen Website durch den Industrie-PC nicht realisierbar ist, müssen die Wetterdaten auf ein externes Gerät übertragen werden. Um diese Aufgaben zu realisieren, ist in enger Zusammenarbeit mit dem ZKI ein Konzept erarbeitet worden, welches die Übertragung der Messwerte über ein gesichertes und internes Netzwerk auf einen Server vorsieht (siehe Abb. 4–100). Auf diesem Server werden die Daten dann in einer Datenbank gespeichert und können so bei Bedarf flexibel gelesen und auf der Homepage des *Campuswetters* dargestellt werden (siehe Kapitel 4.8). Ziel dieses Kapitels ist es, zunächst den Server und die Datenbank sowie den Zugriff darauf einzuführen und anschließend die Übertragung der Messwerte von der Steuerung in die Datenbank darzustellen.

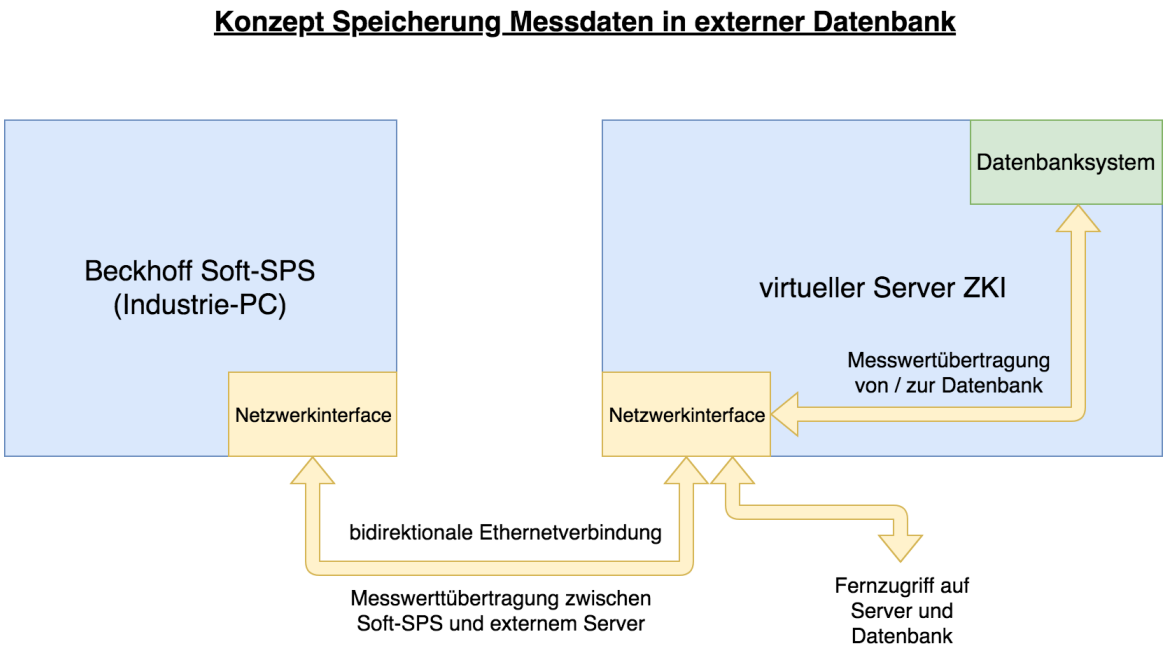


Abb. 4–100: Struktogramm des Konzepts der Speicherung der Messdaten in einer externen Datenbank

4.6.2 Server & Datenbank

Der durch das ZKI bereitgestellte Server ist ein virtueller Server, das heißt, er ist ein Teil der Serveranlage der Hochschule und kein separates Gerät. Als Betriebssystem für den Server wird *Linux* verwendet, auf welchem die Software der Datenbank installiert ist. Bei dieser handelt es sich um eine *MariaDB* Datenbank. Diese kommt zum Einsatz, da sie durch ihre Verwandtschaft zur *MySQL* Datenbank vollumfänglich kompatibel zur Soft-SPS und der darin enthaltenen Datenbankanbindung ist. Im Gegensatz zur weiter verbreiteten *MySQL* Datenbank kann diese jedoch kostenfrei genutzt werden. Der Server besitzt keine direkten Ein- und Ausgabegeräte (Monitor, Tastatur und Maus) und kann daher nur per Fernzugriff bedient werden. Der Zugriff selbst erfolgt dabei verschlüsselt über eine VPN-Verbindung. Zum Aufbau des VPN-Tunnels in das Hochschulnetz werden der *AnyConnect-Client* (vgl. [106]) und die zugehörigen Zugangsdaten (siehe Anhang A6) benötigt. Erst im Anschluss daran kann die Verbindung zum Server selbst aufgebaut werden. Die hierfür benötigten Zugangsdaten können ebenfalls dem Anhang A6 entnommen werden. Je nach Anwendungsfall bieten sich verschiedene

Verbindungs- und Zugriffsverfahren an. Sollen Dateien zwischen dem Server und einem externen Computer ausgetauscht werden, ist das Programm *FileZilla* (vgl. [107]) zu empfehlen. Nach erfolgtem Verbindungsaufbau bildet dieses Programm die Ordnerstruktur auf dem Server ab und Dateien können per Drag-and-Drop transferiert werden. Dies ist vor allem dann nützlich, wenn beispielsweise Programmcode für die Website extern entwickelt wird und anschließend zum Test auf den Server transferiert werden soll (siehe Kapitel 4.8). Für das Ausführen und damit den Test des Programmcodes muss jedoch ein direkter Login auf dem Server erfolgen, wofür ein Terminal-Programm benötigt wird. Dies ist in den meisten heutigen Betriebssystemen bereits integriert und muss deshalb nicht zusätzlich installiert werden. Nach dem Login werden Terminal-Befehle (vgl. [108]) zur Navigation auf dem Server und zum Ausführen von Aktionen (z. B. Programmcode testen) genutzt, da durch den Server keine grafische Oberfläche bereitgestellt wird. Für den Zugriff auf die Datenbank kann im Gegensatz zum Steuerungszugriff auf den Server auf eine grafische Oberfläche zurückgegriffen werden. Hierfür ist das Verwaltungsprogramm *phpMyAdmin* (vgl. [109]) auf dem Server installiert. Geöffnet wird die Oberfläche durch Eingabe der folgenden URL im Browser des Rechners, von welchem der Fernzugriff erfolgt:
www.hsmd-wetter.elektrotechnik.hs-magdeburg.de/phpmyadmin
Die sich daraufhin öffnende Seite fordert zur Eingabe der Zugangsdaten der Datenbank auf, welche ebenfalls im Anhang A6 aufgelistet sind. Nach dem Login kann in der linken Menüspalte die Datenbank "wetterdb" ausgewählt und geöffnet werden. In dieser befinden sich die gespeicherten Wetterdaten, welche sensorabhängig strukturiert sind (siehe Abb. 4–101). Jeder Sensor erhält dabei in der Datenbank eine eigene Tabelle, deren Namensgebung sich am Sensor orientiert. Diese Struktur wird hier genutzt, da sie eine große Flexibilität hinsichtlich der Erweiterbarkeit bietet. Soll beispielsweise ein neuer Sensor in die Anlage integriert werden, wird über diese Oberfläche lediglich eine neue Tabelle angelegt, ohne dass die vorhandenen Tabellen und Daten verändert werden müssen. Wie die Abbildung zeigt, befindet sich innerhalb der Datenbank zusätzlich eine Tabelle mit dem Namen "Wetterdaten". Diese enthält ältere Messwerte des Clima Sensor US, welche in Kombination mit der vorherigen Messdatenerfassung aufgenommen und importiert worden sind. Diese Messwerte sind in der Datenbank enthalten, um eine weitestgehend lückenfreie Wetterhistorie generieren zu können.



Abb. 4–101: phpMyAdmin, Struktur der Datenbank "wetterdb" zur Speicherung der Messwerte aus der SPS

Alle Tabellen sind nach dem gleichen Schema aufgebaut. Die erste Spalte enthält immer eine eineindeutige "ID". Sie kennzeichnet die Nummer des Eintrags beziehungsweise der Zeile. Bei jedem Schreibvorgang wird automatisch ein neuer Eintrag, also eine neue Zeile generiert. Ergänzt wird die "ID" in Spalte zwei vom Zeitstempel ("Timestamp") der Messwertaufnahme. Im Anschluss daran sind dann die Messwerte des Sensors spaltenweise aufgereiht. Die Tabelle "Wetterdaten" bildet hier jedoch eine Ausnahme, da sie eine andere Reihenfolge aufweist. Der Aufbau einer Datenbanktabelle ist nachfolgend ausschnittsweise am Beispiel des "Clima_Sensor_US" dargestellt (siehe Abb. 4–102).



Abb. 4–102: phpMyAdmin, Struktur der Messwerttabellen innerhalb der Datenbank am Beispiel "Clima_Sensor_US"

Der Aufbau erfolgt nach dieser Struktur, da so jeder Eintrag eindeutig über eine selbstständig inkrementierende Identitätszahl und den Zeitpunkt der Messung identifiziert werden kann. Darüber hinaus können mit dieser Struktur flexibel ein oder mehrere Einträge durch Eingabe des gewünschten Zeitbereichs ausgelesen werden (siehe Kapitel 4.8.4).

4.6.3 Kommunikationsanbindung der Industriesteuerung an die Datenbank

Um die im vorherigen Kapitel eingeführte Datenbank mit Messwerten aus der SPS zu füllen, wird das Programm *TC3 Database Server* (Lizenz *TF6420* vgl. [110]) des Herstellers *Beckhoff* genutzt. Die Auswahl fällt auf dieses Programm, da es kompatibel zu den meisten verbreiteten Datenbanksystemen ist und die Möglichkeit bietet, mittels SPS-Funktionsbausteinen Variablen eines SPS-Programms direkt in eine Datenbank zu schreiben. Darüber hinaus integriert sich das Programm in die Entwicklungsumgebung der Soft-SPS (siehe Kapitel 4.5.2). Hierdurch wird nur ein Programm für die gesamte Programmierung und Parametrierung benötigt, was auch Kompatibilitäts- und Verbindungsprobleme zwischen der PLC und dem *Database Server* verringert. Nach erfolgreicher Installation und Lizenzierung des Programms wird im vorhandenen Steuerungsprojekt ein sogenanntes "Connectivity Project" erzeugt. Innerhalb dieses Projektes können alle nötigen Einstellungen für die Verbindung zur Datenbank vorgenommen werden. Auch die Verbindung kann in einem ersten Test geprüft werden. Hierzu wird zunächst der Datenbank-Typ ausgewählt. Im Fall dieser Datenbank ist das "NET_MySQL", da es sich bei der Datenbank auf dem Server um ein *MySQL* Derivat handelt. Anschließend wird die eindeutige ID (DBID) der Datenbank festgelegt. Dies ist nötig, da über den *Database Server* mehrere Datenbanken gleichzeitig mit der Steuerung verknüpft werden können. Hier ist die "DBID: 1" da nur eine Datenbank vorhanden ist. Im Anschluss werden die Zugangsdaten IP-Adresse, Zugangsport, Benutzername und Passwort der Datenbank eingetragen, welche dem Anhang A6 entnommen werden können. Die Konfigurationsoberfläche ist nachfolgend inklusive der vorgenommenen Einstellungen dargestellt (Abb. 4–103). Der Test der getätigten Einstellungen kann mit der Schaltfläche "CHECK" überprüft werden. Ein erfolgreicher Verbindungsaufbau zur Datenbank wird die durch "CHECK Succeeded!" bestätigt.

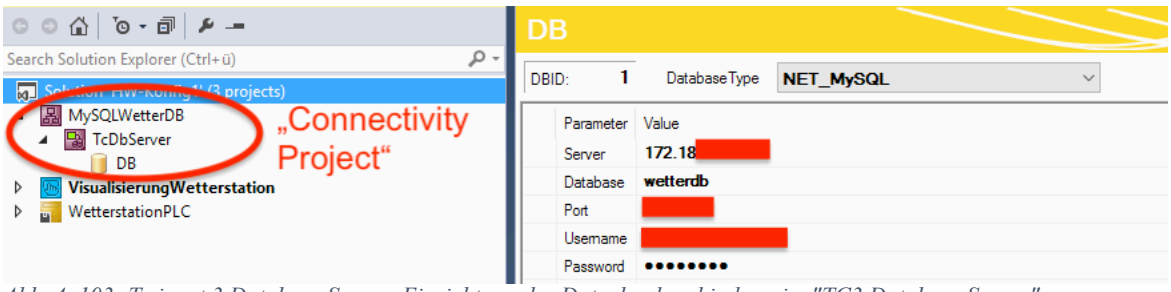


Abb. 4–103: Twincat 3 Database Server, Einrichtung der Datenbankverbindung im "TC3 Database Server"

Nach der erfolgreichen Konfiguration der Datenbankverbindung können SPS-Variablen unter anderem durch den Einsatz von speziellen Funktionsbausteinen in die Datenbank übertragen werden. In diesem Projekt wird hierfür der *PLC Expert Mode* (vgl. [110, p. 134 ff.]) des *TC3 Database Server* genutzt, da er sich über die Syntax der SPS-Programme (Strukturierter Text) bedienen lässt und eine Vielzahl von verschiedenen Schreib- und Lesezugriffen bietet. Um auch für die Datenübertragung die möglichst große Flexibilität zu generieren, erhält jedes SPS-Programm, mit dem Messwerte von einem Sensor eingelesen und verarbeitet werden, ein zusätzliches Programm zur Datenbankanbindung (siehe Abb. 4–84). Die Namen dieser Programme orientieren sich erneut an der Bezeichnung des Sensors, enthalten jedoch zusätzlich das Kürzel "DB" für Datenbank. Über diese Programme wird auch eingestellt, wie häufig die Messwerte eines Sensors in die Datenbank geschrieben werden sollen. Die Einstellung erfolgt dabei über die Taktgeber, welche die Ausführung der Programme starten. Aktuell werden hierfür die Taktgeber mit einer Taktzeit von einer Sekunde und von 60 Sekunden verwendet. Die eingestellten Speicherintervalle sind nachfolgend aufgelistet:

Programm/Sensor	**Speicher-intervall [s]**	**Gespeicherte Messgrößen**
UVSensorDB (UV-Sensor)	60	- UVA-Strahlung [W/m^2] - UVB-Strahlung [W/m^2] - UV-Index
WindgeschwindigkeitsgeberDB (Schalenstern-Anemometer)	1	- Windgeschwindigkeit [m/s] - Windgeschwindigkeit [km/h]
WindrichtungsgeberDB (Windfahne)	60	- Windrichtung [Grad] - Windrichtung als Himmelsrichtung
NiederschlagssammlerDB (Niederschlagssammler)	60	- Niederschlagssumme [mm/Tag] - Niederschlagsintensität [mm/Stunde]
ClimaSensorUSDB (Clima Sensor US)	60	- Temperatur [°C] - Luftfeuchtigkeit [%] + [g/m^3] - Luftdruck [hPa] - Mittlere Windgeschwindigkeit [m/s] - Mittlere Windrichtung [Grad] - Niederschlagssumme [mm/Tag] - Niederschlagsintensität [mm/Stunde] - Helligkeit [Lux] + abgeleitete Größen (Geschwindigkeit Windböe, Taupunkttemperatur usw.) ⇨ 31 Messwerte/Minute
PV-ZellenDB (Photovoltaik-Messsystem)	60	Spannung, Strom und Leistung für die Lasten Leerlauf, 100 Ω, 47 Ω und Kurzschluss für vier Himmelsrichtungen ⇨ 48 Messwerte/Minute

Tbl. 4–8: Speicherintervalle der meteorologischen Messgrößen in die Datenbank

Anhand der Tabelle wird deutlich, dass abgesehen vom Windgeschwindigkeitsgeber (Schalenstern) alle Messwerte der Station mit einer Periode von 60 Sekunden in die Datenbank geschrieben werden. Dieses Intervall stellt einen guten Kompromiss zwischen der dynamischen Beobachtung des Wettergeschehens und dem zu verarbeitenden Datenaufkommen dar. Das Speicherintervall kann bei Bedarf jedoch nahezu beliebig verändert werden. Lediglich zur Erfassung von kurzen Windböen ist ein Speicherintervall von 60 Sekunden zu gering. Aus diesem Grund werden die Messwerte des Schalensterns mit einer Periode von einer Sekunde

gespeichert. Bei der Windmessung des Clima Sensor US spielt dies aktuell keine Rolle, da dieser durch die in Kapitel 4.3.6 vorgenommene Einstellung intern die mittlere Windgeschwindigkeit der letzten Minute berechnet und ausgibt. Die Berechnung erfolgt dabei auf Basis eines gleitenden Mittelwertspeichers und einer Messfrequenz von bis zu 100 Hz (vgl. [26, p. 47]). Zusätzlich zur mittleren Windgeschwindigkeit gibt der Clima Sensor US noch die höchste gemessene Geschwindigkeit der letzten Minute aus, wodurch die Windböen redundant gemessen werden. Somit werden in dieser Messstation sowohl die mittlere Windgeschwindigkeit einer Minute als auch die Windgeschwindigkeit der Windböen gemessen.

Im Folgenden wird nun die konkrete Programmierung der Messwertübertragung am Beispiel des Clima Sensor US ("ClimaSensorUSDB") erläutert. Alle weiteren "DB"-Programme sind analog dazu aufgebaut und werden deshalb nicht explizit erläutert. Für diesen Sensor sollen mit einer Taktrate von 60 Sekunden 31 Messwerte und der "Timestamp" in die Datenbank übertragen werden. Diese Konstellation sorgt für eine dementsprechend umfangreiche Datenbank-Tabelle bestehend aus 33 Spalten (ID + Timestamp + 31 Messwert). Um später die richtige Zuordnung der Messwerte zu den Spalten sicherstellen zu können, wird der Aufbau der Tabelle in der Steuerung hinterlegt. Da diese Aufgabe bei großen Tabellen von Hand langwierig und fehlerträchtig ist, bietet der *TC3 Database Server* für diese Aufgabe den *SQL Query Editor* an (siehe Abb. 4–104). Dieser kann direkt aus der Entwicklungsumgebung heraus aufgerufen werden und bietet die Möglichkeit, den Aufbau der gewünschten Tabelle inklusive der verwendeten Datentypen aus der Datenbank auszulesen und als ".xml" Datei abzuspeichern (siehe Abb. 4–104). Diese Datei kann anschließend als Struct in das PLC-Projekt importiert und dort für die weitere Verwendung abgespeichert werden.

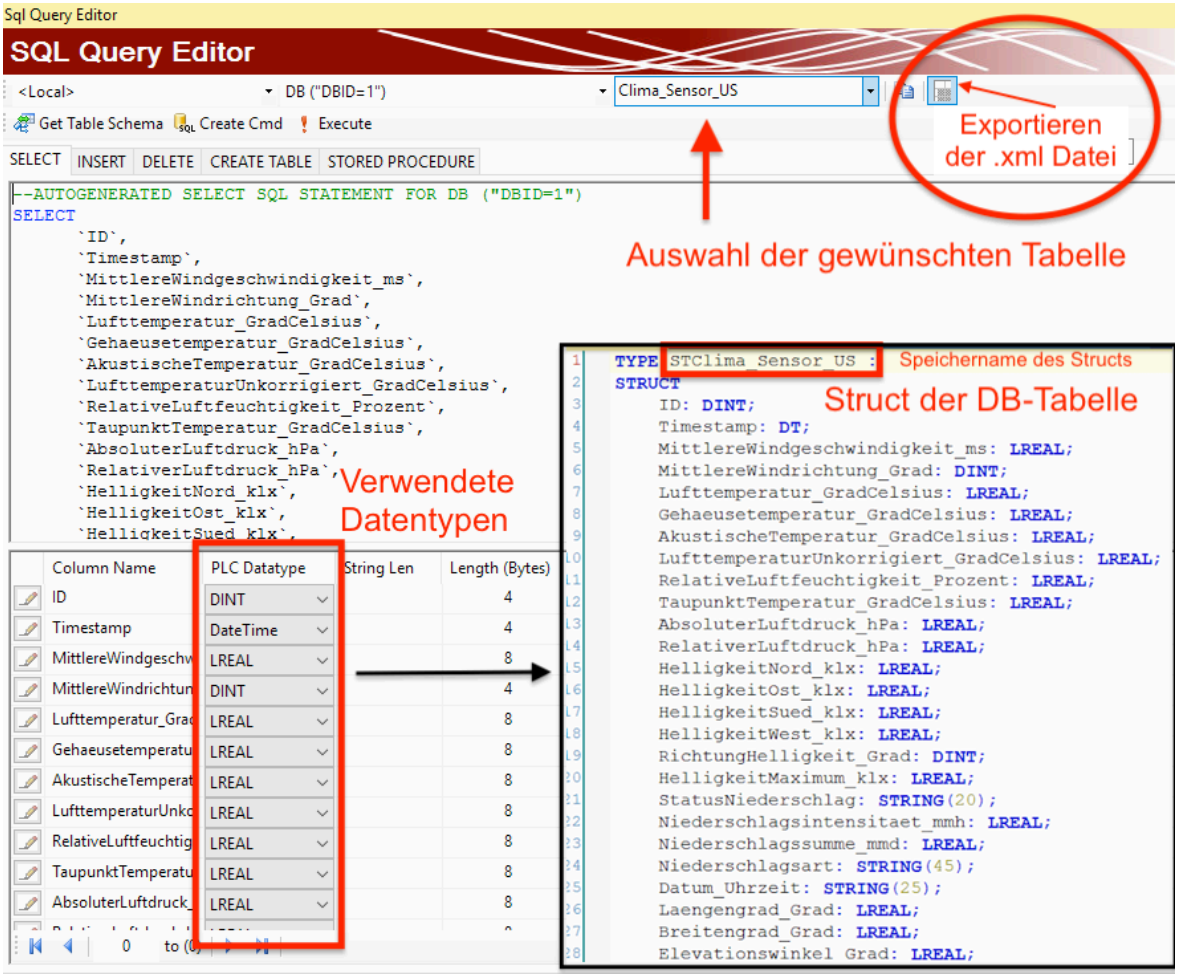


Abb. 4–104: SQL Query Editor, Auslesen der Datenbankstruktur inklusive Datentypen am Beispiel "Clima_Sensor_US" + importiertes "Struct" der Tabelle in der PLC

Da es sich bei den importierten Structs um variabel zusammengesetzte Datenstrukturen handelt, werden diese auch als anwenderspezifische Datentypen bezeichnet und im Ordner "DUTs" gespeichert. Für die weitere Nutzung des Structs muss dieses innerhalb eines SPS-Programms instanziiert werden. Die Instanziierung bewirkt, dass die gesamte Struktur als lokale Variable innerhalb des Programms verfügbar gemacht wird und damit wie eine Variable mit Werten beschrieben werden kann. Das Instanziieren selbst erfolgt innerhalb der Variablendeklaration, wobei eine Variable mit dem Namen "STClimaSensorUS" vom Datentyp "STClima_Sensor_US" (Speichername des Structs) erzeugt wird (siehe Abb. 4–105). Im ersten Teil des Programms "ClimaSensorUSDB" wird die Struktur "STClimaSensorUS" mit den Variablen aus dem Programm "ClimaSensorUS" beschrieben (siehe Abb. 4–105). Die Adressierung der einzelnen Elemente der Struktur erfolgt dabei mit dem sogenannten Punkt-Operator. Durch die nahezu identische Namensgebung der Elemente der Struktur und der Variablen von "ClimaSensorUS" ist eine Verwechselung und damit einhergehende falsche Belegung einer Tabellenspalte in der DB so gut wie ausgeschlossen.

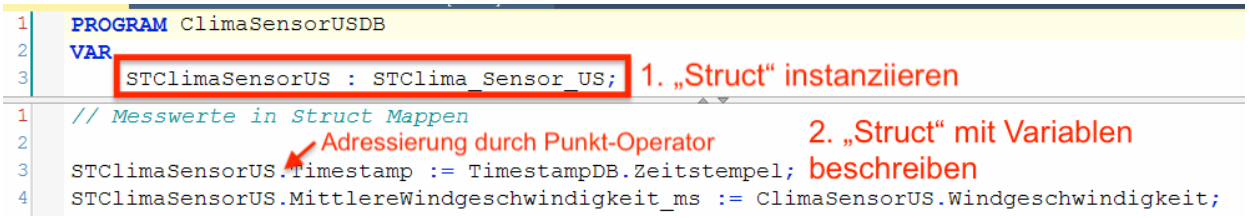


Abb. 4–105: Auszug aus "ClimaSensorUSDB", Struktur "STClimaSensorUS" instanziieren und Messwerte aus "ClimaSensorUS" für die Übertragung in die Datenbank auf "STClimaSensorUS" schreiben

Der Vorgang wird auch als Mappen bezeichnet und läuft im Arbeitstakt der Steuerung ab, das heißt, jeder neue Messwert des Sensors wird direkt auf die zugehörige Variable in der Struktur geschrieben. Die eigentliche Übertragung des Structs in die Datenbank wird im Anschluss daran durch den Funktionsbaustein "PLCDBWrite" (vgl. [29, p. 147 ff.]) realisiert, welcher durch das Taktsignal von "Taktgeber60s" mit einem Takt von 60 Sekunden ausgeführt wird. Innerhalb der Bibliothek des *TC3 Database Server* sind verschiedenste Funktionsbausteine enthalten, wobei nur dieser das Schreiben eines gesamten Structs und damit Datensatzes mit einem Aufruf unterstützt. Hierdurch kann gewährleistet werden, dass es zu keinem nennenswerten Zeitversatz bei der Übertragung kommt. Das ist damit das entscheidende Kriterium für die Auswahl dieses Bausteins. Die auszuführende Methode (hier "WriteStruct") wird dem Baustein beim Aufruf innerhalb des Programmcodes über den Punkt-Operator mitgeteilt (siehe Abb. 4–106). Der konkrete Aufruf und Beschaltung des Bausteins sind nachfolgend dargestellt und anschließend tabellarisch aufgelistet (Tbl. 4–9).

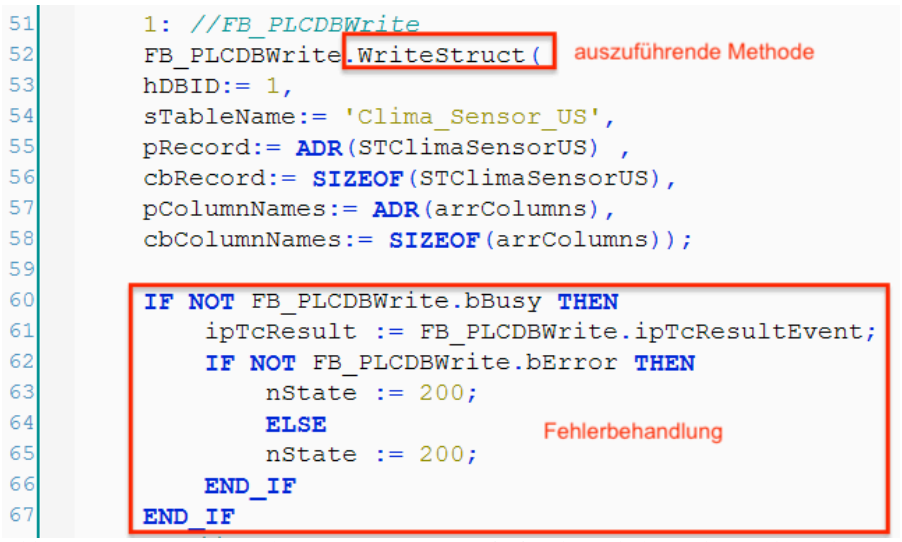


Abb. 4–106: Auszug aus "ClimaSensorUSDB", Aufruf und Beschaltung des Funktionsbausteins "FB_PLCDBWrite.WriteStruct" mit anschließender Fehlerbehandlung

Name	Typ	Beschreibung
hDBID	UDINT	Gibt die ID der zu verwendenden Datenbank an
sTableName	T_MaxString	Name der Tabelle, in die geschrieben werden soll
pRecord	POINTER TO BYTE	Adresse einer Struktur, die in die Tabelle geloggt werden soll
cbRecord	UDINT	Länger der zu schreibenden Struktur
pColumnNames	POINTER TO ARRAY [0..MAX_DBCOLUMNS] OF STRING(50)	Adresse des Arrays, welche die zu füllenden Spaltennamen beinhaltet
cbColumnNames	UDINT	Länge des Spaltennamen-Arrays

Tbl. 4–9: Auflistung und Beschaltung der Eingänge des Funktionsbausteins "FB_PLCDBWrite.WriteStruct" (Quelle: [110, p. 150 ff.]*)*

Der Baustein erhält über "hDBID" die eindeutige Identifikation der Datenbank und damit die Einstellungen für den Verbindungsaufbau (IP-Adresse, Zugangsdaten etc.). Der Eingang "sTableName" gibt an, in welche Tabelle in der Datenbank der Datensatz geschrieben werden soll. Über die Beschaltung von "pRecord" wird dem Baustein die Adresse der Struktur im Speicher der Steuerung mitgeteilt. Hierbei handelt es sich um eine sogenannte Pointer-Operation, für welche zusätzlich mit "cbRecord" die Größe des Speicherbereichs mitgeteilt werden muss. Die Eingänge "pColumnNames" und "cbColumnNames" übergeben schlussendlich die Adresse und die Größe eines Arrays, welches die Spaltennamen der Datenbanktabelle in der richtigen Reihenfolge enthält. Mit diesem können dann die Elemente des Structs den Tabellenspalten zugeordnet werden. Durch Ausführen des Bausteins schreibt dieser die Struktur in die spezifizierte Tabelle und gibt nach Abschluss über den Ausgang "FB_PLCDBWrite.ipTcResultEvent" eine Rückmeldung über den Erfolg der Operation. Dabei handelt es sich um ein "Ergebnis-Interface", welches bei Misserfolg der Datenbankübertragung mit der Fehlerbehandlung eine Auswertungsroutine aufruft (siehe Abb. 4–106). Diese ist nachfolgend dargestellt und gibt unter anderem die Fehlermeldung im Klartext aus (Abb. 4–107), was sehr hilfreich für die Fehlersuche ist.

```
200: //Event State
     sSourcePath := ipTcResult.SourcePath;
     sEventClass := ipTcResult.EventClassDisplayName;
     sSeverity := ipTcResult.Severity;
     nEventID := ipTcResult.EventId;
     sEventText := ipTcResult.Text;

     nState := 0;
```

Fehlermeldung Datenbankübertragung in Klartext

Abb. 4–107 Auszug aus "ClimaSensorUSDB", Auswertungsroutine Fehlermeldung "FB_PLCDBWrite"

Die Erstellung der Fehlermeldung bildet den Abschluss der Programmierung der Datenbankanbindung. Mit Hinzufügen des Programms zur "Tasklist" wird dieses ausgeführt und schreibt die Messwerte des Clima Sensor US minütlich in die Datenbank auf dem externen Server.

Mithilfe des TC3 Database Servers und der zugehörigen SPS Bibliothek ist es unter anderem auch möglich Messwerte gezielt aus der Datenbank auszulesen, um diese beispielsweise in einer Visualisierung darzustellen (siehe Kapitel 4.7). Durch die *IEC 61131-3* ist es jedoch nicht gestattet eine variable Anzahl (dynamisch) von Werten aus der Datenbank zu lesen, da dies zur Instabilität der Steuerung durch einen Speicherüberlauf führen könnte. Aus diesem Grund und dem zeitlich begrenzten Rahmen dieser Arbeit ist das Lesen aus der Datenbank durch die Steuerung zwar vorbereitet aber nicht abschließend realisiert.

4.6.4 Zusammenfassung und Fazit

Innerhalb dieses Kapitels wurde die Realisierung des eingangs beschriebenen Konzepts für die langfristige Speicherung der Messdaten näher erläutert. Hierfür wurden zunächst die Zugänge zu Server und Datenbank erklärt und anschließend die Übertragung der Messdaten von der SPS in die Datenbank anhand eines Beispiels geschildert. Auf Basis des externen Servers mit Datenbanksystem (*MariaDB*) und des *TC3 Database Server* ist es so gelungen das Konzept vollumfänglich umzusetzen und eine dauerhafte und flexibel erweiterbare Speicherung der Messwerte zu gewährleisten. Darüber hinaus wurde auch das Auslesen der Wetterdaten durch die Steuerung vorbereitet. In den beiden folgenden Kapiteln wird die Darstellung der Messwerte thematisiert, für welche speziell bei der Webdarstellung auf die Datenbank zugegriffen werden muss.

4.7 Messwertvisualisierung durch die Industriesteuerung (Hörnlein)

4.7.1 Einleitung und Konzept

Ein Punkt der Aufgabenstellung fordert die nutzerfreundliche Darstellung der aktuellen Wetterdaten auf dem Bildschirm des Panel-PCs. Zur Umsetzung dieser Aufgabe können mit der Industriesteuerung zwei verschiedene Visualisierungssysteme realisiert werden. Zum einen können die aktuellen Messwerte über die integrierte *TC3 PLC HMI (TF1800)* dargestellt werden, welche vergleichsweise wenige Möglichkeiten hinsichtlich der optischen Aufbereitung und des Funktionsumfanges bietet. Eine deutlich flexiblere Variante stellt die sogenannte *TC3 HMI (TF2000)* dar, mit welcher die Visualisierung in Form einer HTML-Website generiert werden kann. Mit dieser ist es beispielsweise möglich, dynamische Messwertdiagramme zu erzeugen, was in einer späteren Erweiterung der Visualisierung realisiert werden soll. Sie bietet darüber hinaus unzählige Möglichkeiten zur optischen Aufbereitung und kann von jedem HTML-fähigen Browser geöffnet und bedient werden. Aufgrund dieser Vorteile wird trotz der zusätzlichen Lizenzkosten diese Visualisierungsform für die Darstellung der Wetterdaten auf dem Industrie-PC ausgewählt. Das optische Konzept sieht vor, dass wie schon beim PLC-Projekt jeder Sensor eine eigene und unabhängige Seite in der Visualisierung erhält. Die einzelnen Seiten der Sensorik sind von einer Startseite aus erreichbar (siehe Abb. 4–108). Dies bietet die Möglichkeit, die Visualisierung flexibel zu erweitern und schafft eine gute Übersichtlichkeit und damit Benutzerfreundlichkeit. So können beispielsweise später Seiten erstellt werden, in denen redundant vorhandene Größen wie die Windgeschwindigkeit miteinander verglichen werden können und die dann von den jeweiligen sensorspezifischen Seiten aus erreichbar sind. Darüber hinaus kann mit dieser Aufteilung eine Fehlfunktion oder der Defekt eines Sensors direkt diagnostiziert werden.

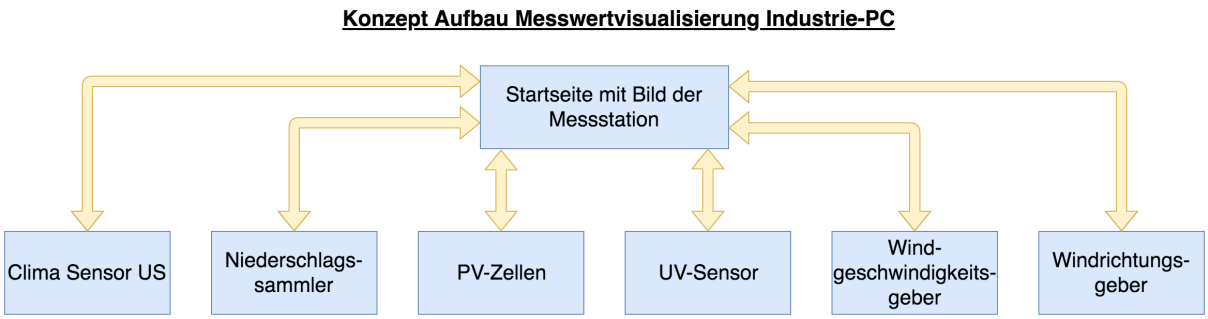


Abb. 4–108: Konzept des strukturellen Aufbaus der Web-Visualisierung auf dem Industrie-PC

4.7.2 Realisierung

Die Realisierung der Visualisierung erfolgt auf Basis der *Beckhoff* eigenen *TC3 HMI* Software. Diese ist zweigeteilt und besteht aus der Entwicklungsumgebung für die Visualisierung *(TE2000)* und dem *TC3 HMI Server (TF2000)*, welche beide auf dem Industrie-PC installiert sind. Der Server läuft im Hintergrund und stellt eine Darstellung der Visualisierung als HTML5 Website bereit (Hosting), die unabhängig von der eigentlichen Entwicklungsumgebung ist. Dies hat den Vorteil, dass jedes Gerät mit einem HTML5-fähigen Browser Zugang zur Visualisierung erhalten kann, ohne eine zusätzliche Software installieren zu müssen. Die Visualisierung kann in Abhängigkeit des gekauften "*Clients Packs*" von unterschiedlich vielen Geräten ("Clients") gleichzeitig aufgerufen werden. Mit dem hier installierten und lizenzierten Grundpaket (*TF2000*) kann immer nur ein Client gleichzeitig auf die Visualisierung zugreifen. Dies lässt sich bei Bedarf durch den Kauf eines größeren "*Client Packs*" nachträglich erweitern.

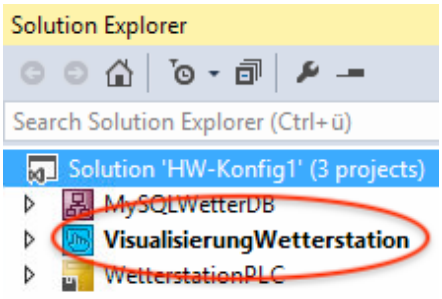


Abb. 4–109: Projektbaum Steuerung Wetterstation mit PLC, HMI und Database-Server

Die Entwicklungsoberfläche für die Visualisierung integriert sich wie schon die Konfigurationsoberfläche für die Datenbankanbindung in die Entwicklungsumgebung der Steuerung (siehe Kapitel 4.5.2), das heißt alle nötigen Entwicklungsumgebungen können innerhalb von *Twincat 3* bedient werden. Bei der Erstellung eines neuen HMI-Projekts wird dieses in das bestehende PLC- und Database-Projekt eingebunden (siehe Abb. 4–109), was eine enge Verknüpfung zwischen PLC und Visualisierung schafft. Durch die Verknüpfung können Variablen der PLC über ein internes Verwaltungssystem direkt von der Visualisierung gelesen und beschrieben werden. Als Hilfsmittel zur Erstellung der Visualisierung stellt *Beckhoff* eine kostenfreie und umfassende Dokumentation der Software bereit (vgl. [111]), welche die grundlegende Basis für die im Folgenden realisierte Visualisierung bildet. Mit der Erstellung des HMI-Projekts wird bereits automatisch das leere Layout "Desktop.view" generiert. Das durch den Hersteller vorgegebene Konzept sieht dabei vor, dass sich die Visualisierung aus einer Layout Seite ("Desktop.view") und den darin eingebetteten Inhalten (sog. Contents) zusammensetzt (siehe Abb. 4–110). Bei einem Wechsel zwischen zwei Seiten der Visualisierung wechselt damit nur der Content und das Layout bleibt konstant, was für ein durchgängig einheitliches Erscheinungsbild sorgt.

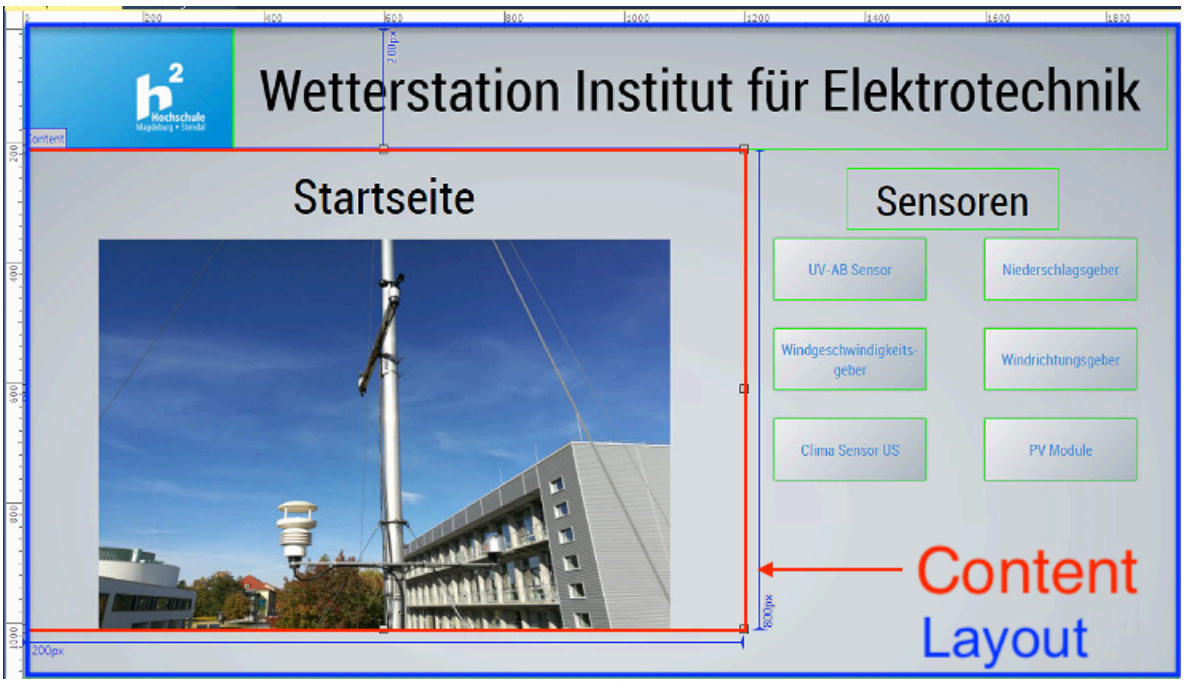


Abb. 4–110: TC3 HMI, Layout der Visualisierung (TC3 HMI) der Wetterstation mit Content "Startseite"

Die Größe des Layouts ist mit einer Auflösung von 1920x1080 Pixeln auf den Bildschirm der Soft-SPS optimiert, würde sich bei Bedarf auf einem anderen Gerät aber automatisch an die Größenverhältnisse anpassen lassen. Das hier realisierte Layout enthält neben einer Überschrift und dem Logo der Hochschule sechs Schaltflächen zum Aufruf der Messwerte der Sensoren. Die Schaltflächen sind bewusst im Layout angeordnet, um unabhängig vom dargestellten Content immer sichtbar zu sein, und so einen schnellen Wechsel zwischen zwei Sensoren zu ermöglich. Innerhalb des Layouts befindet sich zentral der Contentbereich mit einer Größe von 1200x800 Pixeln. Diese Größe ist eingestellt worden, um ausreichend Platz für die Darstellung der Messwerte zu haben und gleichzeitig das Layout nicht zu sehr zusammenzudrängen. Beim Start der Visualisierung wird automatisch der Content "Startseite.content" aufgerufen, welcher aus der Überschrift "Startseite" und einem Bild der eingesetzten meteorologischen Messtechnik am Mast im Messfeld besteht (siehe Abb. 4–110). Ausgehend von dieser Startseite können dann die weiteren Contents der einzelnen Sensoren aufgerufen werden. Alle Contents der Sensoren sind in einem einheitlichen Stil gestaltet (siehe Abb. 4–111), welcher neben der Überschrift (pink) zentral ein Bild des Sensors (blau) und außenrum angeordnet die aktuellen Messwerte (orange) enthält. Darüber hinaus befinden sich in jedem dieser Contents drei Schaltflächen (lila) mit den Aufschriften "Rückwärts", "Vorwärts" und "Startseite". Die Schaltfläche "Startseite" ruft bei Betätigung den Content "Startseite" auf. Die weiteren Schaltflächen besitzen in der aktuellen Version noch keine Funktion, sind jedoch vorbereitend für spätere Erweiterungen der Visualisierung, wie beispielsweise die Integration von Messwertdiagrammen oder den Vergleich der Messwerte unterschiedlicher Sensoren bereits integriert. Das Vorgehen beim Anlegen und Verknüpfen eines Contents wird im Folgenden am Beispiel des UV-Sensors erklärt und erfolgt bei allen weiteren Contents äquivalent (siehe Abb. 4–111). Die nötigen Schritte sind innerhalb der Abbildung durch rote Felder gekennzeichnet. Der Content selbst wird durch Rechtsklick auf einen übergeordneten Ordner im Projektbaum (hier "VisualisierungWetterstation") und Auswahl von "Add New Element" erzeugt (1.). Die Nomenklatur des Contents orientiert sich in dieser Visualisierung immer am dargestellten Element. So heißt der Content des UV-Sensors "UVABSensor.content". Die Größe des Contents (1200x800 Pixel) wird in den sogenannten "Properties" festgelegt, welche wie dargestellt in der rechten Seitenleiste zu finden sind (2.). Im Anschluss daran wird der Darstellungsbereich mit Elementen wie Überschriften, Buttons und Textfeldern aus der "Toolbox" befüllt, welche über den dargestellten Reiter geöffnet wird (3.). Hierbei ist es sinnvoll, jedem hinzugefügten Element in seinen Eigenschaften ("Properties") eine eindeutige Kennung ("Identifier") zu geben (4.). So erhält beispielsweise die Überschrift des Contents des UV-Sensors den "Identifier" "UeberschriftUVABSensor".

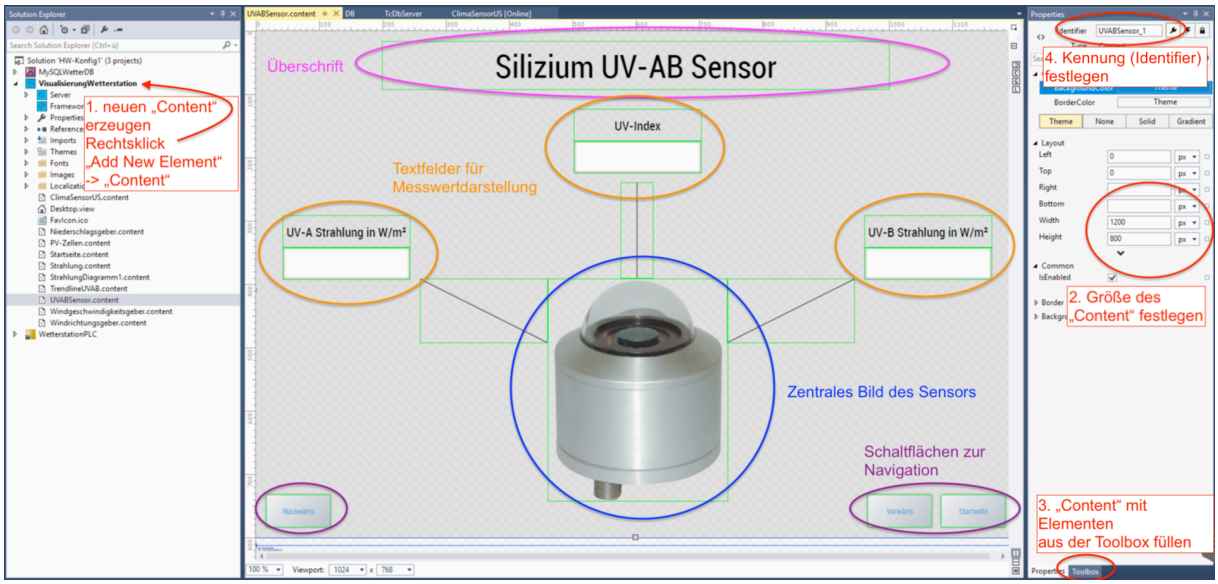


Abb. 4–111: TC3 HMI, Aufbau des "Contents" UV-Sensor und Vorgehen beim Erzeugen eines neuen Contents (rot)

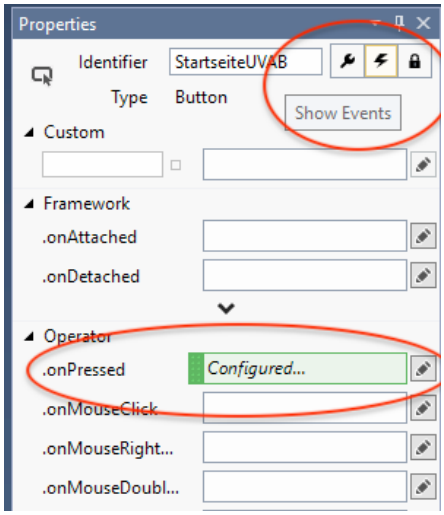


Abb. 4–112: TC3 HMI, "Event" zum Aufruf Content "Startseite" für die Schaltfläche "Startseite" konfigurieren

Die Kennung kommt immer dann zum Tragen, wenn zwei Elemente der Visualisierung über ein "Event" miteinander verknüpft werden sollen. Diese Verknüpfung wird über den "Identifier", also den Namen erstellt. Ein Beispiel hierfür ist die Erstellung der Navigation innerhalb der Visualisierung. So soll beispielsweise bei Betätigung der Schaltfläche "Startseite" der Content "Startseite.content" aufgerufen werden. Um den Aufruf zu erzeugen, muss die Schaltfläche mit einem "Event" versehen werden, welches im Bereich "Properties" angelegt werden kann (siehe Abb. 4–112). In diesem konkreten Fall wird das "Event" bei "onPressed", also beim Betätigen der Schaltfläche ausgelöst. Durch klicken auf das "Stift"-Symbol öffnet sich ein Fenster, in welchem die auszuführenden Aktionen und Bedingungen ("Conditions") konfiguriert werden können. Dieses Fenster ist zweigeteilt und bietet links die Möglichkeit, die Aktionen ("Actions") aus einer Liste auszuwählen und diese dann rechts zu beschalten. Für die Navigation wird das sogenannte "TargetContent"-Attribut benötigt (siehe Abb. 4–113), welchem im Bereich "Value" der aufzurufende Content zugewiesen wird. Durch Bestätigung der vorgenommenen Konfiguration mit "OK" ist die Verknüpfung hergestellt und bei Betätigung der Schaltfläche "Startseite" im Content "UVABSensor" öffnet sich der Content "Startseite". Die Schaltflächen innerhalb des Layouts (siehe Abb. 4–110) werden auf dem gleichen Weg konfiguriert und rufen jeweils die Contents der Sensoren auf.



Abb. 4–113: TC3 HMI, Belegung des "TargetContent" Attributs für die Erstellung der Navigation innerhalb der Visualisierung

Die Textfelder zur Darstellung der aktuellen Messwerte (siehe Abb. 4–111, orange) können ohne weiteren Zwischenschritt mit der zugehörigen Variablen aus der PLC verknüpft werden. Die Verknüpfung wird über ein sogenanntes "Data-Binding" realisiert, welches dem Attribut "Text" des Textfeldes zugewiesen wird ("Properties"->"Common"->"Text"). Für das Erstellen der Verknüpfung öffnet sich ein Fenster, in dem alle Variablen der PLC nach Einsatzort sortiert aufgelistet sind. Dort wird die gewünschte Variable ausgewählt und mit "OK" bestätigt. Soll die Anzahl der Nachkommastellen für die Darstellung begrenzt werden, kann für das Textfeld das Event ".onTextChanged" mit dem Attribut "GaugeValueFormatter" konfiguriert werden (siehe Abb. 4–114). In das Attribut werden die zu verarbeitende Variable ("PLC1.UVSensor.UVAwm2") und die Anzahl der Nachkommastellen eingetragen und das Ergebnis dann in das Textfeld "UVAStrahlungWm2::Text" geschrieben.

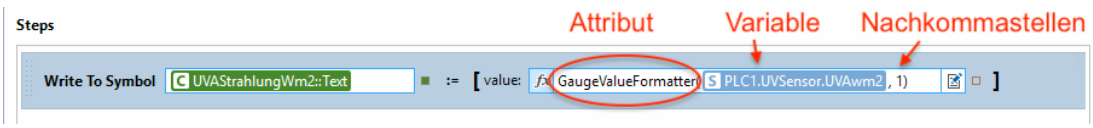


Abb. 4–114: TC3 HMI, Attribut "GaugeValueFormatter" zur Begrenzung der Nachkommastellen von verknüpften Variablen

Mithilfe der "Events", "Actions" und "Conditions" können jedoch auch komplexere logische Operationen wie beispielsweise IF-Anweisungen ausgeführt werden. Diese Anweisungen werden beispielsweise beim Content des Photovoltaik-Messsystems eingesetzt ("PV-Zellen.content"). In diesem Content ist ein ausklappbares Menü ("Combobox") enthalten, über welches ausgewählt werden kann, für welche elektrische Last die Messwerte dargestellt werden

sollen. Über eine im Hintergrund ablaufende IF-Anweisung (siehe Abb. 4–115) werden nach Auswahl der Last die lastspezifischen Messwerte für Spannung, Strom und Leistung der Zellen in den zugehörigen Textfeldern eingeblendet. Auf diese Weise ist es möglich, mit nur einem Textfeld mehrere Variablen darzustellen.

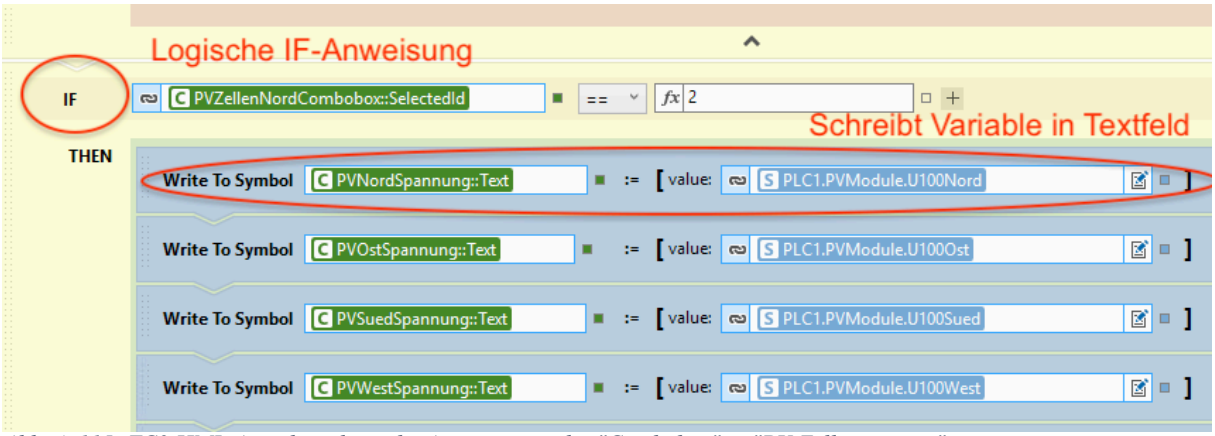


Abb. 4–115: TC3 HMI, Ausschnitt logische Anweisungen der "Combobox" in "PV-Zellen.content"

Nach Abschluss der Erstellung und Verknüpfung der Contents, kann die Visualisierung kompiliert ("Build") und anschließend veröffentlicht werden. Mit der Veröffentlichung ("Publish to TwinCat HMI-Server") wird die erstellte Visualisierung von der Entwicklungsumgebung an den *Twincat HMI Server* übergeben. Die Schaltfläche, um den zugehörigen Konfigurationsassistenten zu starten, befindet sich in der Kopfzeile von *Twincat 3* im Reiter ″TWINCAT HMI″. Für den Veröffentlichungsprozess wird zunächst ein Profil angelegt, welches für diese Visualisierung als "VisualisierungWetterstation" betitelt ist. Im Anschluss daran werden die Servereinstellungen konfiguriert. Da der Server in diesem Fall der Industrie-PC selbst ist, reicht im Feld "Server" der Eintrag "localhost" aus. Dieser wird durch die IP-Adresse 127.0.0.1 (Loopback-Adresse) repräsentiert. Als Zugangsport wird wie vom Hersteller vorgeschlagen "1020" verwendet. Zusätzlich ist die Verschlüsselung TLS/SSL aktiviert. Für die Zugangskontrolle zur Visualisierung müssen Zugangsdaten in Form von Benutzername und ein Passwort vergeben werden, welche im Anhang A6 hinterlegt sind. Vor der abschließenden Veröffentlichung wird mit "Validate Connection" die Verbindung und damit die Richtigkeit aller getätigten Einstellungen geprüft. Ist diese Prüfung erfolgreich, beginnt die Veröffentlichung mit deren Abschluss die Visualisierung mit einem gängigen Browser der Steuerung über die Adressen https://localhost:1020 und https://127.0.0.1:1020 geöffnet werden kann. Ein externer Zugang ist in der aktuellen Konfiguration blockiert, da kein Aufruf von einem externen Gerät benötigt wird.

4.7.3 Zusammenfassung und Fazit

Das Kapitel dokumentiert anhand eines Beispiels ausschnittsweise die erfolgreiche Realisierung einer nutzerfreundlichen Visualisierung auf dem Industrie-PC auf Basis der Software *TC3 HMI*. Im aktuellen Entwicklungszustand ist es damit möglich, über sensorspezifische Contents die aktuellen Messwerte aller installierten Sensoren aufzurufen. Hierbei wurde gezeigt, wie Contents erstellt und miteinander verknüpft werden können. Auch die Darstellung einer SPS-Variablen in der Visualisierung wurde gezeigt. Zusätzlich zur bereits realisierten Visualisierung wurden vorbereitende Schritte für Erweiterungen wie die Integration von Messwertdiagrammen und das Lesen von Datenbankinhalten getroffen, welche noch nicht in Betrieb sind. Das Kapitel soll zusätzlich zur Dokumentation als Einstiegs- und Bedienungshilfe für einen nachfolgenden Betreuer der Anlage dienen. Damit soll es möglich sein, sich binnen kurzer Zeit in die Erstellung der Visualisierung einzuarbeiten und damit Änderungen und Erweiterungen vorzunehmen.

4.8 Webbasierte Messwertdarstellung (Hörnlein)

4.8.1 Einleitung und Konzept

Das Konzept der erweiterten Wetterstation beinhaltet neben der Messwertdarstellung auf dem Industrie-PC auch eine Darstellung der aktuellen Wetterdaten und der Wetterhistorie auf einer frei zugänglichen Internetpräsenz. Dort soll es entsprechend der Aufgabenstellung möglich sein, die Messgröße und den zu betrachtenden Zeitraum auszuwählen. Die *MySQL*-Wetterdatenbank bildet in Kombination mit dem virtuellen Linux-Server des ZKI die Basis für die Realisierung dieser webbasierten Messwertdarstellung. Erreichbar ist die vom Server bereitgestellte Website des *Campuswetters* unter der URL/Adresse:
http://hsmd-wetter.elektrotechnik.hs-magdeburg.de
Das Hosting der Seite erfolgt nicht direkt durch den Server, sondern durch einen Reverse-Proxy, um den Server und die Datenbank vor möglichen Angriffen von außen zu schützen. Die potenzielle Angreifbarkeit schränkt die in der Aufgabenstellung genannte freie Wahl von meteorologischer Größe und Zeitraum stark ein, wodurch aktuell keine interaktiven Diagramme in der Homepage implementiert sind. Für die Umsetzung dieser Anforderung sieht das strukturelle Konzept der Internetpräsenz (siehe Abb. 4–116) daher die Integration von Messwertdiagrammen in Form von Bildern vor, welche sich selbstständig aktualisieren. In diesen Diagrammen wird der Verlauf der erfassten Messgrößen innerhalb der vergangenen 24 Stunden und des letzten Monats dargestellt. Die Monatsdiagramme werden zusätzlich in einem Wetterarchiv gesammelt, welches alle Diagramme seit Bestehen der Wetterstation enthält. Neben der Darstellung der Wetterdaten in Form von aktuellen Messwerten und den Messwertdiagrammen beinhaltet das Konzept auch eine Startseite mit einem Foto der Station und einem kurzen Überblick über das Projekt. Ergänzt wird die Startseite durch eine Seite mit technischen Informationen zur Station. Das Design der Webdarstellung lehnt sich aufgrund der Anforderungen der Pressestelle und der Außenwirksamkeit sehr stark an das der Internetpräsenz der Hochschule an. Dies bringt einige Vorteile mit sich, so können beispielsweise vorhandene Designelemente und Piktogramme von der Hochschulseite übernommen und mit Inhalten des *Campuswetters* gefüllt werden, was Entwicklungszeit spart.

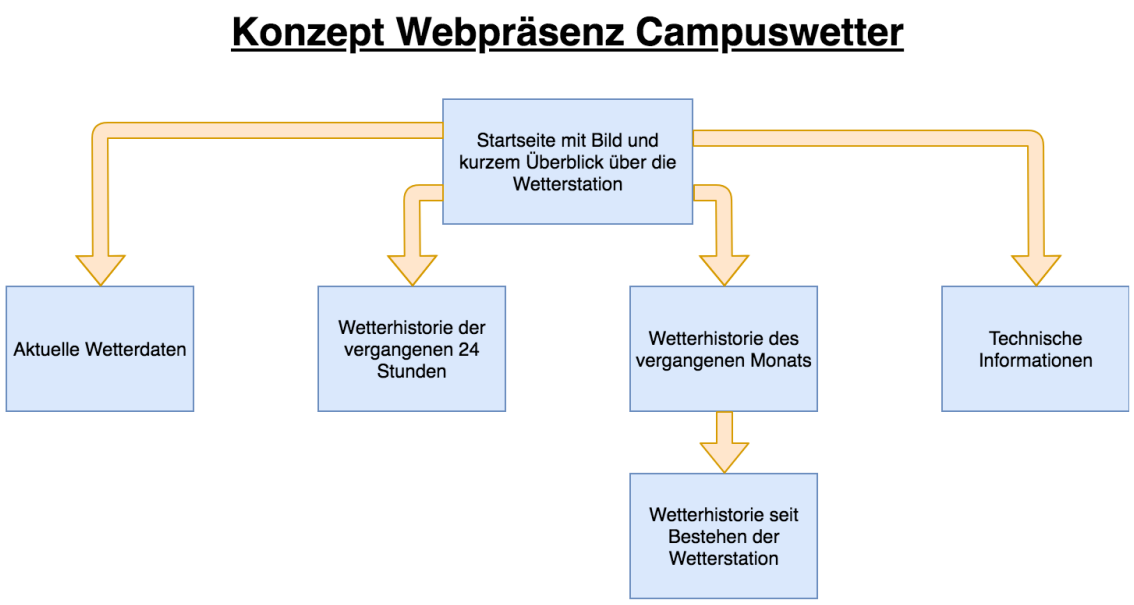


Abb. 4–116: Struktogramm des Konzepts des strukturellen Aufbaus der Internetpräsenz des Campuswetters

Dieses Kapitel startet zunächst mit einer Einführung in die Programmierung einer beispielhaften Seite der Webdarstellung und erläutert dann die Verknüpfung der Seite mit der Datenbank zur Darstellung der Messwerte. Den Abschluss bildet ein Überblick über die Erzeugung der einzubindenden Messwertdiagramme.

4.8.2 Programmierung der Website

Die Programmierung der Webdarstellung erfolgt klassisch in Form von HTML-Dateien. Jede der darzustellenden Seiten erhält eine eigene HTML-Datei, welche vom Nutzer aufgerufen wird. Der dort enthaltene Quellcode beschreibt den Aufbau der Seite und bindet Text, Bilder, Links und Tabellen in die Darstellung ein. Die Nutzung von HTML-Dateien erhöht die Sicherheit der Seite, da diese nur Objekte darstellen und keine Interaktion mit dem Nutzer erlauben. Viele Aufgaben, wie beispielsweise das Auslesen von Messwerten aus der Datenbank, können jedoch nicht mit HTML-Dateien ausgeführt werden, da es sich bei HTML um eine sogenannte Beschreibungssprache handelt. Für diese Aufgaben müssen PHP-Skripte genutzt werden, welche jedoch mit dem Nutzer interagieren können und bei Manipulation unter Umständen zu Beschädigungen an Server und Datenbanksystem führen. Aus diesem Grund müssen die PHP-Skripte außerhalb des Zugriffsbereichs von externen Nutzern gespeichert und ausgeführt werden. Auf dem Server der Wetterstation sind PHP-Dateien daher im unzugänglichen Verzeichnis "\hsmd-wetter.elektrotechnik.hs-magdeburg.de\PHP" und die HTML-Dateien im frei zugänglichen Verzeichnis "\hsmd-wetter.elektrotechnik.hs-magdeburg.de\public_html" zu finden. Um eine Verknüpfung zwischen den PHP-Dateien und den HTML-Dateien zu erreichen, werden die PHP-Skripte vom Server zyklisch durch sogenannte Cronjobs ausgeführt und erzeugen ein Abbild als sichere HTML-Datei. Diese wird automatisch im Ordner "public_html" abgelegt. Um das Wettergeschehen mit hinreichend großer Dynamik darstellen zu können, erfolgt dieser Vorgang im Takt von einer Minute, das heißt, einmal pro Minute werden die aktuellen Messwerte aus der Datenbank ausgelesen und zusammen mit den Darstellungselementen in eine HTML-Datei abgebildet, die dann vom Benutzer aufgerufen werden kann.

Das Anlegen und Bearbeiten von Cronjobs erfolgt direkt auf dem Server und wird durch Befehle im Konsolenfenster ausgeführt. Der hierfür nötige Zugang zum Server ist in Kapitel 4.6.2 genauer erläutert. Durch Eingabe des Befehls "crontab -e" im Konsolenfenster öffnet sich eine Tabelle, in welcher die bereits aktiven Cronjobs enthalten sind. Die Cronjob-Tabelle kann durch Eingabe des Buchstabens "i" in den Bearbeitungsmodus gebracht werden. In diesem können sowohl bestehende Einträge bearbeitet als auch neue Einträge angelegt werden. Um an die entsprechende Stelle zu navigieren, werden die Pfeiltasten der Tastatur genutzt. Nach Abschluss der Bearbeitung erfolgt der Wechsel in den Ansichtsmodus durch Betätigung der "ESC"-Taste. Um die Änderungen abschließend zu speichern und die Cronjob-Tabelle zu verlassen, wird im Ansichtsmodus der Befehl ":wq" eingegeben. Der grundlegende Aufbau eines Cronjobs ist nachfolgend anhand des realen Beispiels der Erzeugung der Startseite erläutert (siehe Tbl. 4–10).

Minute (0-59)	**Stunde (0-24)**	**Tag (1-31)**	**Monat (1-12)**	**Wochentag (0-7)**	**Befehl der ausgeführt werden soll**
*/1	*	*	*	*	/usr/bin/php /var/www/hsmd-wetter.elektrotechnik.hs-magdeburg.de/PHP/index.php > /var/www/hsmd-wetter.elektrotechnik.hs-magdeburg.de/public_html/index.html

Tbl. 4–10: Aufbau eines Cronjobs zur Erzeugung einer HTML-Datei aus einem PHP-Skript am Beispiel der Startseite der Webdarstellung

Die ersten fünf Spalten dienen der zeitlichen Steuerung der auszuführenden Aufgabe. Der Eintrag "*" bedeutet dort so viel wie "jede". Im hier dargestellten Beispiel wird der Befehl daher an jedem Tag eines Monats und zu jeder Stunde ausgeführt. Über die dort eingegebenen Parameter wäre es aber beispielsweise auch möglich, die Ausführung eines Befehls immer auf den ersten Tag eines Monats um 00:01 Uhr zu terminieren. Dies wird unter anderem bei der

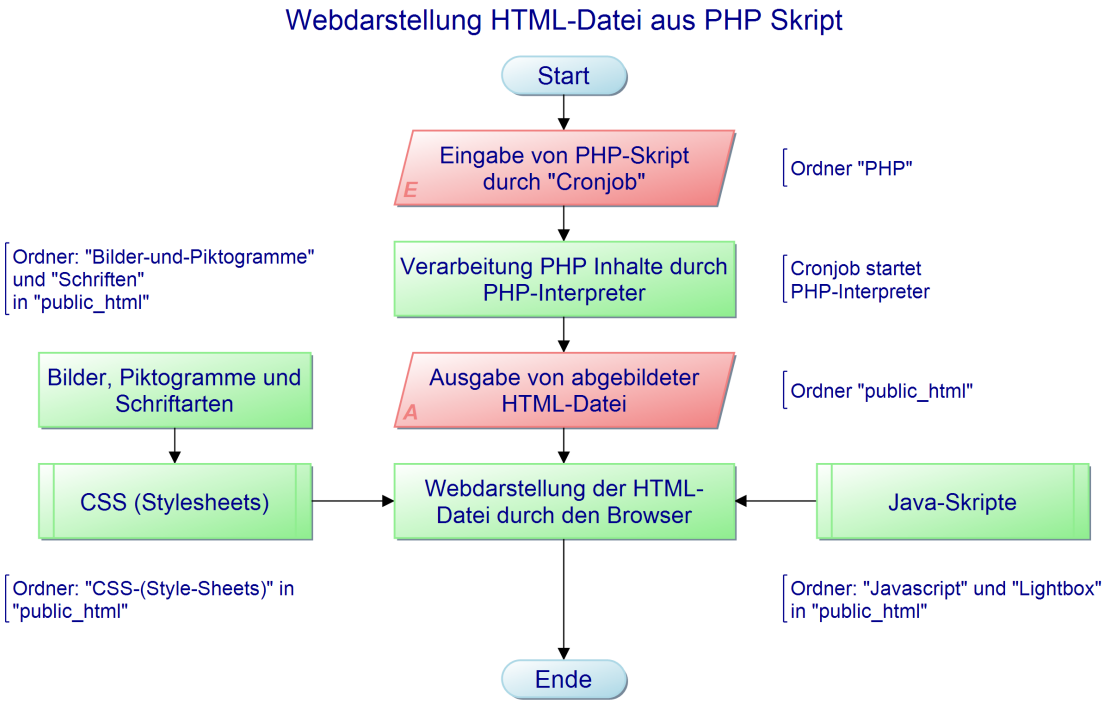
Erzeugung der Monatsverläufe angewendet. Der weiterhin eingetragene Parameter "*/1* gibt an, dass der Befehl einmal pro Minute auszuführen ist. Die letzte Spalte enthält den auszuführenden Befehl, welcher hier aus mehreren Teilen besteht. Das erste Teilstück "/usr/bin/php" besagt, dass der Befehl durch PHP-Interpreter ausgeführt werden soll. Er spezifiziert also, welches Programm für die Ausführung angesprochen wird. Der zweite Teil "/var/www/hsmd-wetter.elektrotechnik.hs-magdeburg.de/PHP/index.php" zeigt an, welche Datei vom PHP-Interpreter auszuführen ist (hier index.php). Das Verbindungssymbol ">" gibt Auskunft wohin, also in welchen Pfad und in welcher Form das Ergebnis von "index.php" abgelegt werden soll. Hier wird das Ergebnis in "index.html" im Pfad /var/www/hsmd-wetter.elektrotechnik.hs-magdeburg.de/public_html/" gespeichert. Der Befehl beschreibt also, dass die Datei "index.php" vom PHP-Interpreter aus dem Ordner PHP gelesen und in die Datei "index.html" im Ordner "public_html" abgebildet wird.

Es werden jedoch nicht alle Dateien des Ordners PHP in eine HTML-Datei abgebildet, sondern nur die, welche später durch den Nutzer der Webdarstellung aufgerufen werden sollen. Dies beschränkt sich ausgehend von der Grundstruktur der Webdarstellung (siehe Abb. 4–116) daher im Wesentlichen auf sechs Dateien, welche mit der zugehörigen Beschreibung nachfolgend aufgelistet sind (siehe Tbl. 4–11). Alle weiteren PHP-Skript in diesem Ordner dienen der Kommunikation zur Datenbank und der Darstellung der Messdaten in Messwertdiagrammen. Sie werden in den Kapiteln 4.8.3 und 4.8.4 genauer erläutert.

Dateiname	**Beschreibung**
Index.php	Startseite des *Campuswetters*
Aktuelle_Wetterdaten.php	Aktuelle Wetterdaten
Historie_24h.php	Wetterverlauf der vergangenen 24 Stunden
Historie_Monat.php	Wetterdaten des vergangenen Monats
Wetterarchiv.php	Archiv Monatsverläufe seit Bestehen der Seite
Technische_Infos.php	Technische Informationen zur Wetterstation

Tbl. 4–11: PHP-Skripte mit Beschreibung, die durch einen Cronjob in HTML-Dateien abgebildet werden

Der grundlegende Aufbau der in Tbl. 4–11 genannten Dateien und damit das Design der Website ähnelt in großen Teilen dem der Hochschulwebseite. Für die Darstellung werden jedoch neben den HTML-Dateien noch weitere Dateien wie Piktogramme, Java-Skripte und sogenannte Stylesheets (CSS) benötigt. Mithilfe dieser Dateien lassen sich ein ansprechendes Aussehen (Schriftart, Formen von Tabellen und Textfeldern usw.) und dynamische Inhalte wie beispielsweise das Vergrößern von Bildern durch einen Mausklick realisieren. Aufgrund der Verwandtschaft zur Hochschulseite können viele dieser Dateien in angepasster Form von dort übernommen werden. Lediglich die dynamische Vergrößerung von Bildern und Messwertdiagrammen wird durch ein externes Plug-In mit dem Namen *Lightbox* realisiert. Zur Adaptierung der Dateien an die Seite des *Campuswetters* müssen jedoch alle dort enthaltenen Verknüpfungen und Verweise auf weitere Dateien an die Verzeichnisse des Wetterservers angepasst werden. Dies ist auch immer dann nötig, wenn aktualisierte Dateien von der Hochschulseite eingespielt werden sollen. Der Aufruf der externen Dateien ist in den HTML-Dateien hinterlegt. Beim Aufruf einer HTML-Datei, also einer Seite des *Campuswetters*, werden diese externen Dateien und Skripte ebenfalls mit aufgerufen und binden dann die Inhalte (Piktogramme, Schriften, Bilder usw.) in die Darstellung ein. Die gesamten Abläufe ausgehend von der PHP-Datei bis zum Einbinden der externen Dateien und der Darstellung der Seite im Browser sind nachfolgend in einem Programmablaufplan visualisiert (siehe PAP 4-9). Darüber hinaus sind im Folgenden alle für die Darstellung nötigen externen Dateien tabellarisch mit ihrem Speicherort aufgelistet. Dies soll dabei helfen, eine spätere Aktualisierung der Dateien oder Erweiterung der Webdarstellung zu vereinfachen (siehe Tbl. 4–12).



PAP 4-9: Erzeugung der HTML-Datei zur Darstellung der Webdarstellung ausgehend vom PHP-Skript inklusive des Einbindens von externen Dateien (Piktogramme, CSS, Java-Skripte)

Externe Dateien Webdarstellung *Campuswetter*	
CSS-Stylesheets **(Ordner "CSS-(Style-Sheets)"**	- head-af9492492cbb60765285da71d38b8303.merged.css - head-311f3e4cdb2325fcdeca0509a0201eb3.merged.css - galleria.css - galleria.classic.css
Java-Skript **(Ordner "Javascript")**	- Piwik.js - head-a78afc45f798aa714cc6c154fff1e5bb.merged.js - galleria.js - galleria.classic.min.js
Piktogramme **(Ordner "Bilder-und-Piktogramme")**	- logo_schmal.svg, logo_breit.svg, logo_breit_print.png - prev.png, next.png - gal-arrows-right.png, gal-arrows-left.png - loading.gif, classic-loader.gif - fond_c8c8c8.png, fond_323232.png - li.png - icon.png - csm_e1e1e1_20a02de637.gif - close.png - favicon.ico
Schriftarten **(Ordner "Schriften")**	- 9aa32a81-1124-4c43-b3db-15bfb1f7aed2.woff - 3fbbd6b1-cfa7-4ff0-97ea-af1b2c489f15.woff - 37f83f2e-feaa-4d2c-9993-2771ab1f3e87.woff
Lightbox **(Ordner "Lightbox")**	- lightbox.js - lightbox.css - Ordner lightbox2-master (zusätzliche Dateien)

Tbl. 4–12: eingebundene externe Dateien der Webdarstellung des Campuswetters

Die Grundstruktur der Programmierung sowie das Einbinden von Stylesheets (CSS) und Java-Skripten ist auf allen Seiten der Webdarstellung äquivalent ausgeführt. Aus diesem Grund wird in diesem Kapitel nur beispielhaft auf den Aufbau und die darin enthaltenen Elemente von "Historie_24h.php" eingegangen. Auf eine genaue Zeilenangabe wird in der folgenden Erläuterung verzichtet, da alle wichtigen Bereiche innerhalb des Quelltexts kommentiert sind und sich somit eindeutig zuordnen lassen. Grundlegend teilt sich die Programmierung der Seite in mehrere Teile auf. Der später im Browser nicht sichtbare Teil wird als Head bezeichnet und beinhaltet Einstellungen für die Darstellung. Der sichtbare Bereich teilt sich in die drei Teile Kopf (Header), Inhalt (Content) und die Seitenleiste auf (siehe Abb. 4–117). Die sichtbaren Teile befinden sich innerhalb des Quelltextes im sogenannten Hauptkörper (Body). Die einzelnen Bereiche sind in der Abbildung äquivalent zum Quelltext beschriftet und enthalten jeweils die erste Zeile Quelltext und damit die einleitende Information für die optische Darstellung und Positionierung auf der Seite. Dies wird durch die eingebundenen Stylesheets (CSS) realisiert.

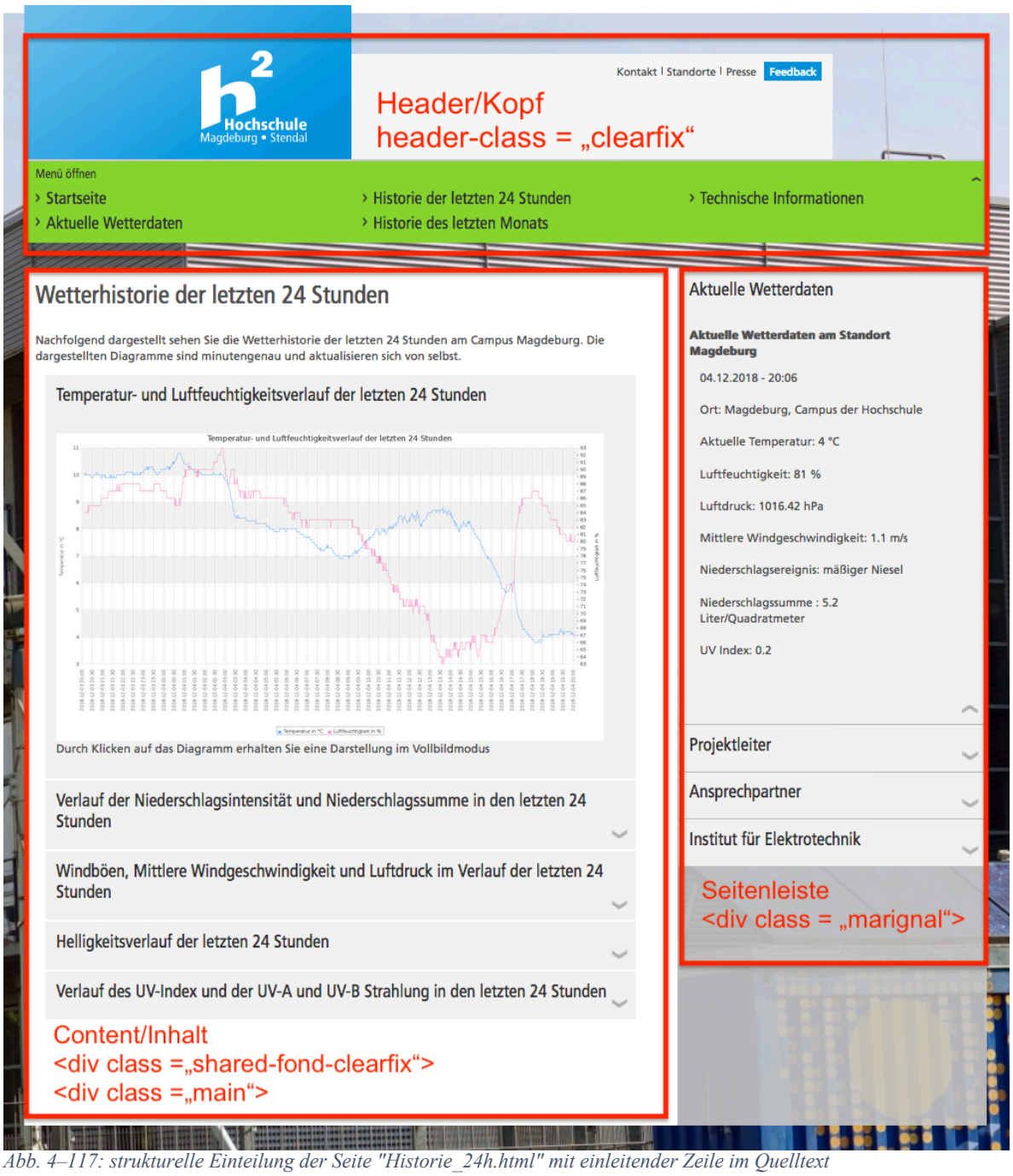


Abb. 4–117: strukturelle Einteilung der Seite "Historie_24h.html" mit einleitender Zeile im Quelltext

Der Quelltext der Seite wird über das Syntaxelement (Tag) "<html>" eingeleitet und geht mit dem nächsten Befehl in den Head, also den nicht im Browser dargestellten Bereich über. Dieser wird über die Tags "<head>" und "</head>" geöffnet beziehungsweise geschlossen. Im Head werden die grundlegenden Einstellungen wie der zu verwendende Zeichensatz und das automatische Anpassen der Seite an die Bildschirmgröße vorgenommen. Das Zweitgenannte ist gerade dann wichtig, wenn die Seite auch für die Darstellung auf Mobilgeräten (Smartphone und Tablets) ansprechend aufbereitet werden soll. Darüber hinaus werden dort auch Suchbegriffe (Keywords) festgelegt, die bei einer Suche der Seite durch eine Suchmaschine abgefragt werden. Im Header werden außerdem die benötigten Stylesheets (CSS) und Java-Skript-Dateien eingebunden (siehe Tbl. 4–12). Das Einbinden erfolgt als Verlinkung durch Angabe des Dateityps und des Zielpfads (siehe Abb. 4–118).

```
<!-- Eingebundene Style-Sheets und Java-Scripts -->
<link rel="stylesheet" type="text/css" media="all"  href="CSS-(Style-Sheets)/head-311f3e4cdb2325fcdeca0509a0201eb3.merged.css" />
<link rel="stylesheet" type="text/css" media="print"  href="CSS-(Style-Sheets)/head-af9492492cbb60765285da71d38b8303.merged.css" />
<script type="text/javascript" src="Javascript/head-a78afc45f798aa714cc6c154fff1e5bb.merged.js"></script>

<!-- Diagramme groß darstellen -->
<link href="Lightbox/lightbox.css" rel="stylesheet">
```

Abb. 4–118: Ausschnitt Quelltext "Historie_24h.html", Einbinden von Stylesheets (CSS) und Java-Skripten in HTML-Datei

Den Abschluss des Heads bildet das Einbinden von kleinen Piktogrammen, welche beispielsweise in der Favoritenliste des Browsers neben dem Namen der Seite angezeigt werden. Gefolgt wird der Head vom Body, welcher sämtliche auf der Seite dazustellenden Inhalte enthält und für die Webdarstellung der Seiten des *Campuswetters* dreigeteilt ist. Der erste Teil beschreibt die Darstellung des Headers der Seite (siehe Abb. 4–119) und wird über die Syntax "<header class ="clearfix">" eingeleitet. Das darin enthaltene Schlüsselwort "class" ist ein sogenannter Klassenselektor und zeigt an, welche Darstellungsparameter aus den extern eingebundenen Stylesheets für die Darstellung verwendet werden sollen. Diese Selektoren werden in der Regel nur innerhalb eines abgegrenzten Bereichs eingesetzt (" ... "). Hier muss darauf geachtet werden, dass der Anwendungsbereich an der beabsichtigten Stelle wieder geschlossen wird, da es sonst zu Darstellungsfehlern kommen kann. Der dargestellte Header ist auf allen Seiten dieser Webdarstellung identisch ausgeführt. In diesem wird das Hochschullogo eingebunden und an die Größe des Bildschirms angepasst. Außerdem wird mittels des Befehls "<a href>..." die Verlinkung zu den externen Seiten Kontakt, Standort, Presse und Feedback hergestellt. Diese Links verweisen in Abstimmung mit der Pressestelle auf die offiziellen Seiten der Hochschule.

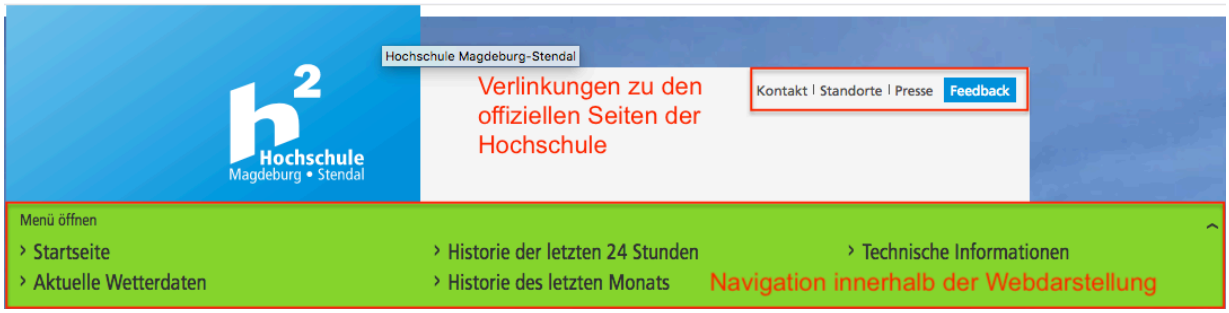


Abb. 4–119: Kopf/Header der Webdarstellung des Campuswetters mit Hochschulloge, Navigation und ext. Verlinkung

Das darunter angeordnete und grün eingefärbte Menü dient der Navigation auf der Seite und wird im Fachterminus auch als Accordion bezeichnet, da es über den kleinen Pfeil am oberen rechten Rand ein- und ausgefahren werden kann ("toggle"). Das Menü wird durch die Syntax " " eingeleitet und gehört ebenfalls zum Header. Innerhalb der Beschreibung im Quelltext werden die Verlinkungen zu den weiteren Seiten ("<a href>...") erstellt und der ausgefahrene Ausgangszustand ("accordion-body expanded") wird festgelegt. Der eigentliche Inhaltsbereich und damit in diesem Beispiel die Darstellung der

Messwertdiagramme wird als Content bezeichnet und mit der Syntax "div id="content" class="template-3" eingeleitet. Dieser enthält zunächst die Überschrift der Seite (<h1 class="csc-firstHeader">...</h1>) und daran anknüpfend einen kurzen Einleitungstext, welcher unter die Klasse "bodytext" ( ) fällt. Im Anschluss an den Einleitungstext sind mehrere Accordions implementiert, die die Messwertdiagramme als Bild einbinden (Erzeugung der Diagramme siehe Kapitel 4.8.4). Die Accordions werden eingesetzt, weil sie durch ihre kompakte Darstellung im eingefahrenen Zustand die Übersichtlichkeit der Seite verbessern. Da sich diese Elemente innerhalb der Seite mehrfach wiederholen, wird hier nur beispielhaft auf das erst Accordion mit dem Titel "Temperatur- und Luftfeuchtigkeitsverlauf der letzten 24 Stunden" (siehe Abb. 4–120) eingegangen.

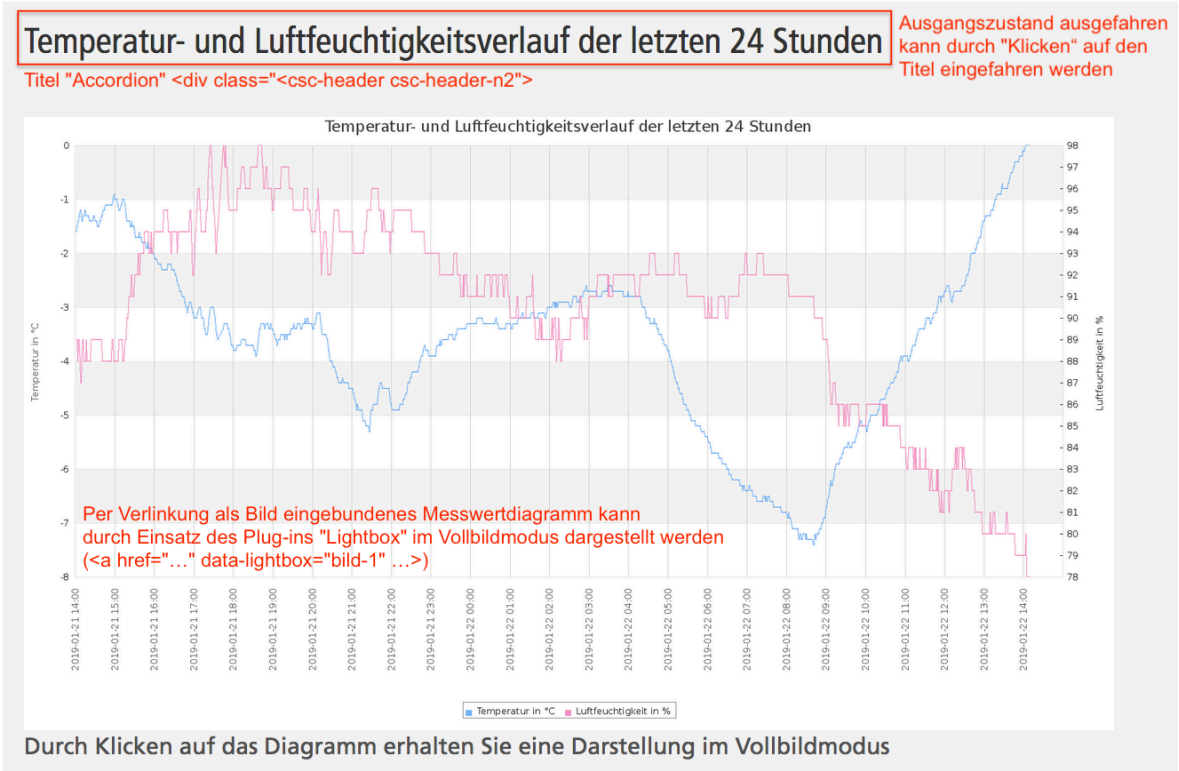


Abb. 4–120: ausgefahrenes Accordion mit dem Titel "Temperatur- und Luftfeuchtigkeitsverlauf der letzten 24 Stunden" mit eingebundenem Messwertdiagramm

Die Accordions sind zur besseren Lesbarkeit im Quelltext durch Kommentare voneinander abgegrenzt. Die Darstellungsbeschreibung enthält neben der Beschriftung auch die Information über die Darstellung im Ausgangszustand (geöffnet oder geschlossen). Das Messwertdiagramm bildet den Inhalt des Accordions und wird zum einen als direkte Darstellung innerhalb der Website und zum anderen als Darstellung im Vollbildmodus über das Plug-in *Lightbox* eingebunden (siehe Abb. 4–121). Das Einbinden der *Lightbox*-Darstellung erfolgt über eine Verlinkung zur Datei ("<a href>...", blau), welche neben dem Speicherverzeichnis des Diagramms zusätzliche Informationen für den Aufruf des Plug-ins enthält (data-lightbox="bild-1", rot). Der Einsatz von *Lightbox* ermöglicht es darüber hinaus, innerhalb des Vollbildmodus über eine Slideshow zum nächsten Diagramm zu wechseln. Die verkleinerte direkte Darstellung des Diagramms ist in der Verlinkung enthalten und erfolgt über die HTML-Angabe "<img src="...">", welche grün markiert ist. In der Angabe befindet sich ebenfalls der Pfad zum Diagramm und zusätzlich wird dort die Größe der Darstellung spezifiziert.

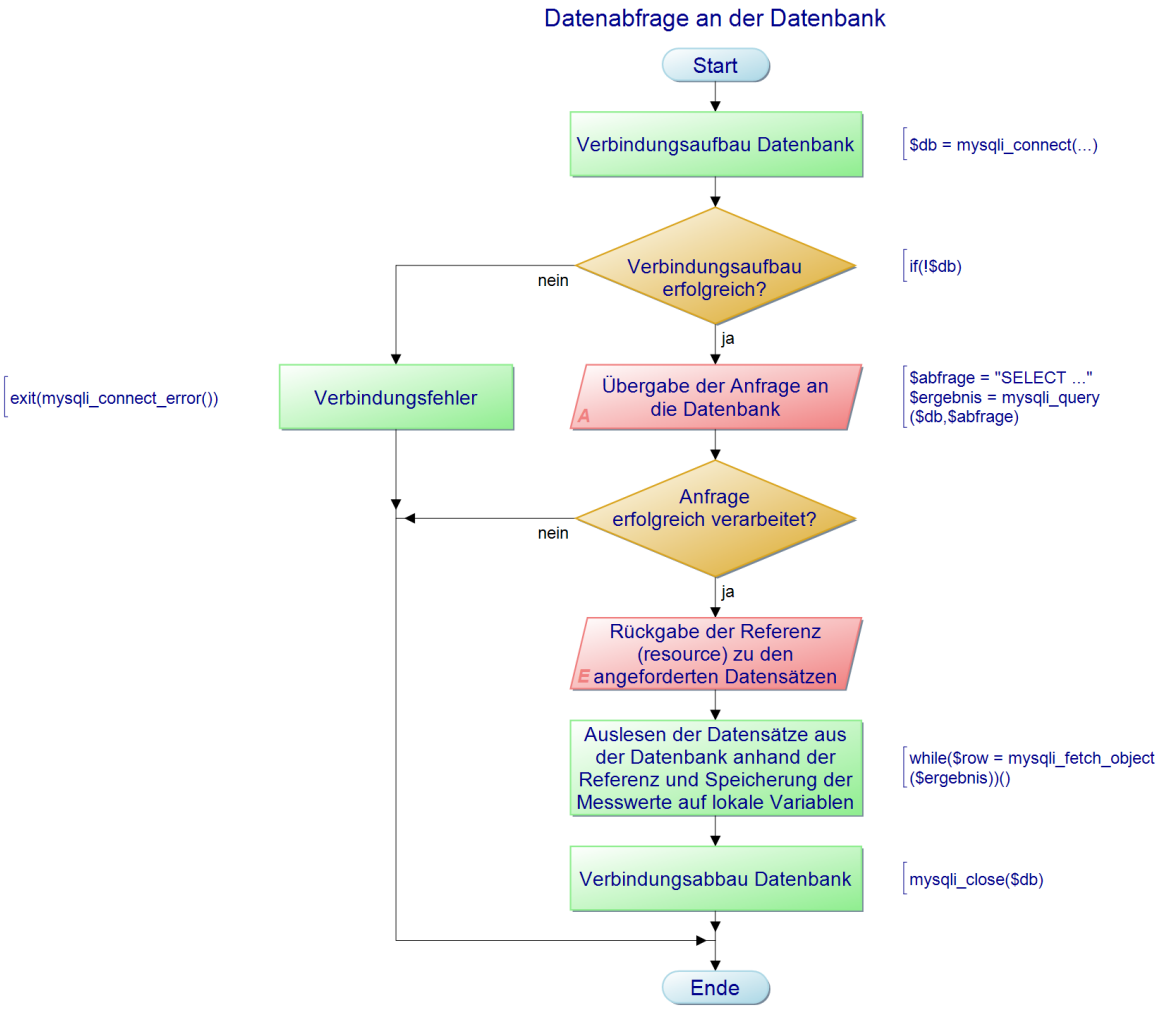
```
<!-- Temperatur- und Luftfeuchtigkeitsverlauf der letzten 24 Stunden -->
<a href="Tagesverläufe/Temperatur-u-Luftfeuchtigkeit.png" data-lightbox="bild-1" data-title="Temperatur- und Luftfeuchtigkeitsverlauf der letzten 24 Stunden">
<img src="Tagesverläufe/Temperatur-u-Luftfeuchtigkeit.png" width="100%" height="auto" alt="Temperatur- und Luftfeuchtigkeitsverlauf der letzten 24 Stunden">
</a>
```

Abb. 4–121: Auszug Quelltext "Historie_24h.html", Einbinden Messwertdiagramm in Accordion zur direkten Darstellung und für eine vergrößerte Darstellung mit Lightbox

Den Abschluss des Accordions bilden mehrere Befehle vom Typ " ", welche den spezifizierten Darstellungsbereich abschließen. Der letzte Teil des Quelltextes erzeugt die Seitenleiste und wird durch den Kommentar "<!--Seitenleiste-->" gekennzeichnet (siehe Abb. 4–117). Die hierfür nötigen Darstellungsparameter (Anordnung, Größe usw.) sind durch eine separate Klasse spezifiziert ("div class="marginal""). Die Seitenleiste besteht aus mehreren Accordions, wovon das Erste das aktuelle Wettergeschehen darstellt und im Ausgangszustand geöffnet ist. Die Erläuterung zur Einbindung des Wettergeschehens erfolgt im nächsten Kapitel. Die weiteren Accordions enthalten Informationen zu den Ansprechpartnern des Projekts, dem Projektleiter und den angebotenen Studiengängen am Institut in Form von Text ("bodytext"). Innerhalb des Quelltexts sind erneut alle Accordions zur besseren Übersichtlichkeit mit Kommentaren voneinander abgetrennt. Die vorher geöffneten Darstellungsbereiche der Seitenleiste werden auch hier durch mehrere Befehle der Form " " geschlossen. Im Anschluss daran erfolgt das Einbinden des Hintergrundbildes ("<img src:"...">"), dessen Darstellungsparameter ebenfalls über eine CSS-Spezifikation gesteuert werden ("div id="background-pane""). Alle aktuell verfügbaren Hintergrundbilder befinden sich im Ordner "Piktogramme-und-Bilder", welcher über "public_html" zu erreichen ist. Der Einbau des Hintergrundbildes stellt die letzte Aktion innerhalb der Datei dar und wird von den abschließenden Syntaxelementen "</body>" und "</html>" gefolgt. Mit diesen beiden Tags werden der Body der Homepage und der HTML-Syntax-Bereich geschlossen und die Website kann vom Browser dargestellt werden.

4.8.3 Anbindung der Datenbank an die Website

Das Auslesen von Messwerten aus der Datenbank und Einbinden in die Webdarstellung erfolgt durch PHP-Skripte. Hierbei gibt es für jede Tabelle der Datenbank und damit für jeden verwendeten Sensor ein eigenes PHP-Skript um dessen Messwerte auszulesen. Alle Skripte für die Datenbankkommunikation sind zentral im Ordner "DatenabfrageDB" gespeichert, welcher sich im Verzeichnis "PHP" befindet. Die Skripte können nach Bedarf in die eigentlichen Darstellungsseiten eingebunden und die ausgelesenen Messwerte dort flexibel als Variablen verwendet werden. Dieses Konzept steigert die Modularität und die Flexibilität und bietet für den Fall einer Änderung am Ausleseprozedere den Vorteil, dass nur die Auslesedatei und nicht alle Darstellungsdateien geändert werden müssen. Der grundsätzliche Ablauf einer solchen Datenbankabfrage ist nachfolgend anhand eines Schaubildes visualisiert (siehe PAP 4-10) und startet mit dem Verbindungsaufbau. Über den Rückgabewert dieser Operation wird geprüft, ob die Verbindung erfolgreich hergestellt worden ist. Kommt es zu einem Kommunikationsfehler, wird der Vorgang beendet und die Anfrage beim nächsten Ausführen des Skripts erneut gestartet. Der Neustart erfolgt in der Regel nach einer Minute ausgelöst durch den zugehörigen Cronjob. Nach dem erfolgreichen Verbindungsaufbau werden die Auslese-Parameter an die Datenbank übergeben, welche zunächst die Syntax der Anfrage auf Richtigkeit überprüft. Im Anschluss daran erfolgt durch die Datenbank eine Suche nach den angeforderten Datensätzen. Bei erfolgreicher Suche gibt die Datenbank dann eine Referenz auf die gewünschten Datensätze zurück. Diese Datensätze werden mit der nächsten Operation aus der Datenbank ausgelesen und auf Variablen im PHP-Skript geschrieben. Im Anschluss daran wird die Verbindung zur Datenbank abgebaut.



PAP 4-10: Ablauf der Messwertabfrage an der Datenbank über ein PHP-Skript

Die konkrete Realisierung der Abfrage wird nun im Folgenden anhand einiger Auszüge des programmierten Quelltextes von "Datenbankabfrage_ClimaSensorUS" erläutert. Dieses Programm liest eine Auswahl der Messwerte des Clima Sensor US mit dem neuesten Zeitstempel aus. Wichtig für das Verständnis des gesamten Ablaufs ist die Unterscheidung zwischen PHP-Befehlen und *MySQL*-Befehlen. PHP-Befehle werden direkt durch den PHP-Interpreter ausgeführt und *MySQL*-Befehle werden lediglich durch den Interpreter an die Datenbank übergeben. Die Verarbeitung dieser Befehle erfolgt dann innerhalb der Datenbank. Der Verbindungsaufbau wird durch den PHP-Befehl "mysqli_connect" gestartet (siehe Abb. 4–122). Dieser enthält als Parameter die Adresse zum Server, auf welchem sich die Datenbank befindet, die Zugangsdaten zur Datenbank (siehe Anhang A6) und den Namen der Datenbank. Der Name spielt dabei eine entscheidende Rolle, da mehrere Datenbanken auf einem Gerät betrieben werden können.

```
$db = mysqli_connect("localhost",[redacted], "wetterdb");
if(!$db)
{
exit("Verbindungsfehler: ".mysqli_connect_error());
      }
```

Abb. 4–122: Auszug aus "Datenbankabfrage_ClimaSensorUS", PHP-Befehl "mysqli_connect" zum Aufbau einer Datenbankverbindung

Die Adresse für den Verbindungsaufbau wird hier "localhost" verwendet, da die Datenbank und der anfragende PHP-Interpreter dasselbe Gerät darstellen. Es handelt sich hierbei somit um eine interne Datenbankabfrage. Alternativ kann eine solche Anfrage auch von einem externen Gerät gestartet werden, hierfür wird dann statt "localhost" die IP-Adresse des entfernten Servers eingetragen. Der Befehl gibt einen Rückgabewert ("$db") aus, welcher Informationen über den Ablauf des Verbindungsaufbaus enthält. Die darauffolgende IF-Anweisung prüft den Erfolg des Verbindungsaufbaus und gibt bei Fehlschlag eine entsprechende Fehlermeldung aus. Im Fehlerfall beendet sich das Skript von selbst. Bei erfolgreichem Verbindungsaufbau werden mit der *MySQL*-"SELECT"-Funktion (siehe Abb. 4–123) die aus der Datenbank zu lesenden Datensätze spezifiziert. Die Funktion wird durch das Schlüsselwort "SELECT" (pink) eingeleitet und listet dann die gewünschten Spalten der Datenbank-Tabelle auf. Der darauffolgende Parameter "FROM" (rot) spezifiziert die zu lesende Tabelle. Im Anschluss wird mit "ORDER BY" (grün) die Spalte spezifiziert, nach der die Tabelle sortiert werden soll. In diesem Fall ist das der "Timestamp", da der aktuellste Eintrag der Tabelle ausgelesen werden soll. Über die Angabe "DESC" (orange) wird die absteigende Sortierreihenfolge festgelegt. Alternativ kann die Tabelle über den Befehl "ASC" aufsteigend sortiert werden. Die Kennung "LIMIT" (orange) gibt an, ab welcher Zeilen-Position wie viele Zeilen gelesen werden sollen. Bei diesem Auslesevorgang wird ausgehend von Zeilen-Position "0" eine Zeile und damit nur der aktuellste Datensatz gelesen.

```
$abfrage = "SELECT MittlereWindgeschwindigkeit_ms, MittlereWindrichtung_Grad, Lufttemperatur_GradCelsius,
RelativeLuftfeuchtigkeit_Prozent, AbsoluterLuftdruck_hPa, HelligkeitMaximum_klx, RichtungHelligkeit_Grad,
Niederschlagsintensitaet_mmh, Niederschlagssumme_mmd, Niederschlagsart, Laengengrad_Grad,
Breitengrad_Grad, Azimutwinkel_Grad, Elevationswinkel_Grad, Absolute_Luftfeuchtigkeit_gm3,
TaupunktTemperatur_GradCelsius FROM Clima_Sensor_US ORDER BY Timestamp DESC LIMIT 0, 1";
$ergebnis = mysqli_query($db, $abfrage);
```

Abb. 4–123: Auszug aus "Datenbankabfrage_ClimaSensorUS", Aufbau der MySQL-"Select" Datenbankabfrage

Der *MySQL*-"SELECT"-Befehl kann vom PHP-Interpreter nicht verarbeitet werden, weshalb dieser in der Variablen "$abfrage" gespeichert ist und gemeinsam mit den Verbindungsparametern ("$db") per "mysqli_query" an die Datenbank übergeben wird. Der Rückgabewert dieses Befehls ("$ergebnis") ist eine Variable vom Typ Resource, welche eine

Referenz zu einer externen Quelle enthält (vgl. [112]). Für das eigentliche Auslesen der Werte wird die Referenz an den PHP-Befehl "mysqli_fetch_object" übergeben (siehe Abb. 4–124). Dieser liest die spezifizierten Einträge aus der Datenbank und schreibt sie auf die Variable "row" vom Datentyp Klasse. Bei diesem Speicherelement handelt es sich um einen zusammengesetzten Datentyp, der verschiedenste andere Datentypen wie beispielsweise Integer, Float und Strings in einem Objekt speichern kann. Über den Zuweisungsoperator (−>) können dann einzelne Objekte aus der Klasse herausgegriffen und separaten Variablen zugewiesen werden. Nach Abschluss der Zuweisungsoperationen wird mit dem Befehl "mysqli_close" die Verbindung zur Datenbank abgebaut.

```
while($row = mysqli_fetch_object($ergebnis))

{
    $MittlereWindgeschwindigkeit = $row-> MittlereWindgeschwindigkeit_ms;
    $MittlereWindrichtung = $row-> MittlereWindrichtung_Grad;
    $Lufttemperatur = $row-> Lufttemperatur_GradCelsius;
```

Abb. 4–124: Auszug aus "Datenbankabfrage_ClimaSensorUS", Datensatz mittels While-Schleife auslesen und auf lokale Variablen schreiben

Das abschließende Einbinden der ausgelesenen Messwerte erfolgt innerhalb des PHP-Skripts der Webdarstellungen und ist hier am Beispiel von "Historie_24h.php" dargestellt (siehe Abb. 4–125). Zunächst wird mittels "include"-Anweisung (rot) das PHP-Skript der Datenbankabfrage in das Skript zur Webdarstellung eingebunden. Mit dem Ausführen der Datei zur Webdarstellung, wird auch die Datenbankabfrage ausgeführt und die dort verwendeten Variablen zur Speicherung der Messwerte können direkt benutzt werden (siehe Abb. 4–124 und Abb. 4–125). Die Ausgabe erfolgt hier durch den PHP-Befehl "echo" und ist für einige Messgrößen beispielhaft dargestellt (grün).

```
<?php
include 'DatenabfrageUVSensor.php';
include 'DatenabfrageDB/Datenbankabfrage_ClimaSensorUS.php';
include 'DatenabfrageDB/Datenbankabfrage_Niederschlagssammler.php';

    date_default_timezone_set("Europe/Berlin");
    $timestamp = time();
    $datum = date("d.m.Y",$timestamp);
    $uhrzeit = date("H:i",$timestamp);

    echo "$datum - $uhrzeit <br />";
    echo "<br />Ort: Magdeburg, Campus der Hochschule <br />";
    echo"<br />Lufttemperatur: $Lufttemperatur °C<br />";
    echo "<br />Mittlere Windgeschwindigkeit: $MittlereWindgeschwindigkeitkmh km/h <br />";
    echo "<br />Mittlere Windrichtung: $MittlereWindrichtung Grad <br />";
```

Abb. 4–125: Auszug aus "Historie_24h.php", externes Skript zur Datenbankabfrage aufrufen und die darin enthaltenen Messwerte in die Webdarstellung einbinden

4.8.4 Messwertdiagramme

Zur einfachen und übersichtlichen Auswertung der Wetterhistorie über unterschiedlich lange Zeiträume werden Messwertdiagramme eingesetzt, die als Bild abgespeichert und in die Webdarstellung des *Campuswetters* eingebunden werden können. Hierbei werden sowohl Diagramme generiert, die den Verlauf der vergangenen 24 Stunden zeigen als auch Diagramme, die den vergangenen Monat darstellen. Dies ermöglicht es, die in der Aufgabenstellung geforderte Auswahl von Messgröße und Messzeitraum zu realisieren und trotzdem die Sicherheit der Webdarstellung zu gewährleisten. Die Messwertdiagramme werden mittels der externen PHP-Bibliothek *JpGraph* (vgl. [113]) aus den in der Datenbank gespeicherten Messdaten errechnet. Die Bibliothek kann in leicht reduziertem Umfang für nicht kommerzielle Zwecke kostenfrei von der Homepage des Herstellers (vgl. [113]) geladen und eingesetzt werden. Eine Installation ist nicht nötig. Das Downloadverzeichnis wird lediglich auf dem Server gespeichert und durch ein PHP-Skript aufgerufen. Dies hat den großen Vorteil, dass die Bibliothek plattformunabhängig ist. Auf dem Wetterserver ist das Verzeichnis der Bibliothek im Ordner "PHP" zu finden. Die Bibliothek stellt eine Vielzahl von verschiedenen Darstellungsvarianten wie beispielsweise Balken-, Kreis- und Punktdiagramme zu Verfügung. Zur Darstellung von chronologischen Wetterdaten sind jedoch Liniendiagramm am besten geeignet. Die grundlegende Funktionsweise der Berechnung der Diagramme sieht vor, dass die Ordinatenwerte, welche in Form eines Arrays vorliegen müssen, den ebenfalls als Array vorliegenden Abszissenwerten zugeordnet werden. Es können theoretisch beliebig viele Y-Achsen gebildet werden, diese müssen jedoch alle derselben X-Achse zugeordnet werden. Hierbei ist essenziell, dass die Dimensionen der Arrays für die X-Achse und die Y-Achse genau übereinstimmen, da eine direkte Zuordnung stattfindet. Nach erfolgreicher Berechnung erstellt das Skript auf Basis der Bibliothek eine Bilddatei, welche beliebig weiterverarbeitet werden kann. Die Möglichkeit zur Erstellung der Bilddateien sowie die plattformunabhängige Nutzung ohne Installation und die kostenfreie Verfügbarkeit sind die Hauptkriterien für die Auswahl von *JpGraph*. Des Weiteren stellt der Anbieter auf der Website eine kostenlose und gut strukturierte Dokumentation (vgl. [114]) mit vielen Beispielen bereit, was den Einstieg für unerfahrene PHP-Programmierer vereinfacht.

Die PHP-Skripte zur Erzeugung der einzelnen Diagramme befinden sich auf dem Wetterserver im Ordner "PHP". Dort sind Sie auf die Unterordner "Tagesverläufe" und "Monatsverläufe" aufgeteilt. Alle Tagesverläufe werden minütlich durch einen Cronjob berechnet und die daraus resultierenden Bilddateien überschreiben die Dateien der vorherigen Minute. Der Speicherort der Tagesverläufe ist der Ordner "Tagesverläufe" im Verzeichnis "public_html". Die Benennung dieser Dateien enthält die dargestellten Messgrößen (z. B. "Temperatur-u-Luftfeuchtigkeit.png"). Die Monatsverläufe werden ebenfalls per Cronjob berechnet. Die Berechnung wird immer am ersten Tag eines Monats um 00:01 Uhr rückwirkend für den vergangenen Monat durchgeführt. Die Speicherung erfolgt ebenfalls als Bilddatei, aber im Unterordner "Monatsverläufe", welcher sich im Verzeichnis "public_html" befindet. Um eine zusammenhängende und chronologische Historie der Diagramme zu ermöglichen, werden die Dateien der vorherigen Monate jedoch nicht gelöscht, sondern bleiben dort gespeichert. Die Benennung der Dateien enthält dafür die dargestellte Messgröße und sowohl Monat als auch Jahr des abgebildeten Monats (z. B. "Temperaturverlauf_10-18.png"). Die chronologische Benennung vereinfacht die Verwaltung. Die nachfolgende Tbl. 4–13 listet alle aktuell zyklisch ausgeführten Diagrammberechnungen für Tages- und Monatsverläufe auf.

Tbl. 4–13 : zyklisch berechnete Messwertdiagramme auf dem Wetterserver (Tages- und Monatsverläufe)

Tagesverläufe (minütliche Berechnung)		**Monatsverläufe (monatliche Berechnung)**	
Dateiname	Beschreibung	Dateiname	Beschreibung
Windgeschwindigkeit-u-Luftdruck.php	mittlere Windgeschwindigkeit [km/h] und absoluter Luftdruck [hPa] vom Clima Sensor US + Windböen [km/h] vom Schalenstern	WindgeschwindigkeitsverlaufMonat.php	Windgeschwindigkeit in [m/s] vom ClimaSensorUS
Temperatur-u-Luftfeuchtigkeit.php	Temperatur [°C] und relative Luftfeuchtigkeit [%] vom Clima Sensor US	LuftdruckverlaufMonat.php	Luftdruck in [hPa] vom Clima Sensor US
Niederschlagsintensitaet-u-Summe.php	Niederschlagsintensität [mm/h] und Niederschlagssumme [mm/Tag] vom Clima Sensor US + Niederschlagssumme [mm/Tag] vom Niederschlagssammler	TemperaturverlaufMonat.php	Temperatur in [°C] vom Clima Sensor US
Helligkeit.php	Helligkeit aus Nord, Ost, Süd und West in [Lux] vom Clima Sensor US	LuftfeuchtigkeitsverlaufMonat.php	Relative Luftfeuchtigkeit in [%] vom Clima Sensor US
UVA-u-UVB-Strahlung.php	UVA- und UVB-Strahlung [W/m^2] vom UV-Sensor	NiederschlagsintensitaetsverlaufMonat.php	Niederschlagsintensität in [mm/h] Clima Sensor US
UV_Index.php	UV-Index vom UV-Sensor	NiederschlagssummeMonat.php	Niederschlagssumme in [mm/Tag] vom Clima Sensor US + Niederschlagssumme in [mm/Tag] vom Niederschlags-sammler
PV-Leistung.php	Leistung 10 W PV-Zellen aus Nord, Ost, Süd und West [W], Last 47 Ω	HelligkeitsverlaufMonat.php	Helligkeit aus Nord, Ost, Süd und West in [Lux] vom Clima Sensor US
Helligkeit+PV47-Nord.php	Helligkeit aus Norden [Lux] vom Clima Sensor US, Leistung PV-Zelle aus Norden [W] und UV-Index vom UV-Sensor	UVIndexverlaufMonat.php	UV-Index vom UV-Sensor
Helligkeit+PV47-Ost.php	Helligkeit aus Osten [Lux] vom Clima Sensor US, Leistung PV-Zelle aus Osten [W] und UV-Index vom UV-Sensor		
Helligkeit+PV47-Sued.php	Helligkeit aus Süden [Lux] vom Clima Sensor US, Leistung PV-Zelle aus Süden [W] und UV-Index vom UV-Sensor		
Helligkeit+PV47-West.php	Helligkeit aus Westen [Lux] vom Clima Sensor US, Leistung PV-Zelle aus Westen [W] und UV-Index vom UV-Sensor		

Das Vorgehen beim Erstellen eines Messwertdiagrammes wird im Folgenden am Beispiel des Quelltextes für die Erzeugung des Tagesverlaufs für die Niederschlagssumme und die Niederschlagsintensität erläutert. Das Tag-Element "<?php" leitet das Skript ein und zeigt an, dass alle folgenden Zeilen in PHP-Syntax verfasst sind. Zunächst werden die vier für die Erstellung der Diagramme nötigen Bibliotheken von *JpGraph* in die Datei eingebunden ("require_once('...')"). Dieses sind hier zum einen die Basis-Bibliothek, die Bibliothek für die Darstellung von Liniendiagrammen und eine Bibliothek für die Verarbeitung von Zeitstempeln. Zusätzlich wird eine Bibliothek für die Fehlerbehandlung integriert. Im Anschluss daran werden die leeren Arrays mit dynamischer Größe zur Aufnahme der Messwerte aus der Datenbank initialisiert. Nötig für die Berechnung sind dabei mindestens ein Array für die X-Achse und eines für die Y-Achse (z. B. $y_axis =array();). Da in diesem Diagramm die drei Messgrößen Niederschlagsintensität vom Niederschlagsradar (Clima Sensor US), Niederschlagssumme vom Niederschlagsradar (Clima Sensor US) und Niederschlagssumme vom Niederschlagssammler dargestellt werden sollen, sind drei Y-Achsen nötig. Die darüber hinaus initialisierten Laufvariablen "$i" und "$i2" dienen dem Überschreiben der Messwerte aus der Datenbank in die Arrays der Achsen. Der Ablauf des Auslesens der Messwerte aus der Datenbank (siehe Abb. 4–126) erfolgt ähnlich wie im vorherigen Kapitel 4.8.3, jedoch mit dem Unterschied, dass für das Diagramm nicht nur ein Datensatz, sondern die Datensätze eines gesamten Tages mit einem Vorgang ausgelesen werden (rot). Aus diesem Grund müssen bei einer minütlichen Messwertaufnahme zur Darstellung des Tagesganges 1440 Messwerte ausgelesen werden. Zusätzlich zu den Messwerten werden die zugehörigen Zeitangaben ("Timestamp") der Messwertaufnahme (grün) für die Darstellung der X-Achse ausgelesen. Da die Messwerte aus zwei unterschiedlichen Tabellen ("Clima_Sensor_US" und "Niederschlagsgeber") stammen, müssen zwei separate "SELECT"-Anweisungen an die Datenbank gestellt werden. Diese liefert dann die Referenzen zu den Datensätzen zurück.

```
//Datenabfrage Messwerte Clima Sensor US 24 h
$result = mysqli_query($con,"SELECT  Niederschlagsintensitaet_mmh, Niederschlagssumme_mmd,
UNIX_TIMESTAMP(Timestamp) AS Timestamp FROM Clima_Sensor_US ORDER BY Timestamp DESC
LIMIT 0, 1440");

//Datenabfrage Messwerte Niederschlagsgeber 24h
$result2 = mysqli_query($con,"SELECT  Niederschlagssumme_mm, UNIX_TIMESTAMP(Timestamp) AS
Timestamp FROM Niederschlagsgeber ORDER BY Timestamp DESC LIMIT 0, 1440");


//Daten von Clima Sensor US in Arrays für Achsen Mappen
while($row = mysqli_fetch_array($result)) {
$x_axis[$i] =  $row["Timestamp"];
$y_axis[$i] =  $row["Niederschlagsintensitaet_mmh"];
$y2_axis[$i]= $row["Niederschlagssumme_mmd"];
   $i++;
}
//Daten vom Niederschlagsgaber in Array für Achsen mappen
while($row2 = mysqli_fetch_array($result2)) {
$y3_axis[$i2]= $row2["Niederschlagssumme_mm"];
   $i2++;
}

//Verbindung zur Datenbank abbauen
mysqli_close($con);
```

1440 Datensätze werden aus beiden Tabellen gelesen.

Abb. 4–126: Auszug aus "Niederschlagsintensitaet-u-Summe.php", Auslesen der Datensätze eines Tages aus den Messwerttabellen der Datenbank

Der Auslesevorgang erfolgt abweichend vom vorherigen Kapitel über den Befehl "mysqli_fetch_array()" (orange), in welchen die Referenz zu den Datensätzen eingesetzt wird. Der Befehl ermöglicht es nicht nur einen Datensatz, sondern alle geforderten Datensätze in Form eines Arrays mit einem Lesevorgang auszulesen. Die Arrays werden anschließend mittels der beiden While-Schleifen indiziert ([$i] und [$i2]) auf die Arrays der Achsen geschrieben. Mit der Übertragung auf die Arrays der Achsen ist der Lesevorgang abgeschlossen und die Verbindung zur Datenbank wird abgebaut. Für die spätere Zuordnung der Y-Achsen zur X-Achse innerhalb des Diagramms ist es entscheidend, dass die Datensätze die gleiche Dimension (hier 1440 Einträge) besitzen. Ein Datensatz für die Y-Achse mit nur 1439 Einträge könnte beispielsweise nicht einer X-Achse mit 1440 Einträgen zugeordnet werden. Kann dies aufgrund unterschiedlicher Messintervalle nicht gewährleistet werden (z. B. Windgeschwindigkeitsgeber mit sekündlicher Messwertaufnahme), müssen die Größen der Arrays nach dem Auslesen durch zusätzliches Einsetzen oder Entfernen von Messwerten aufeinander angepasst werden. Über die ausgelesenen Messwerte aus der Datenbank kann das Diagramm erstellt werden. Hierzu wird zunächst ein neuer Graph initialisiert (siehe Abb. 4–127) und darin die Größe in [Pixeln] (rot) angegeben. Im Anschluss daran werden die Abstände zwischen Graph und Bildrand in [Pixeln] festgelegt. Die Abstände werden benötigt, um Achsenbeschriftungen, Diagrammtitel und Legende innerhalb des Bildbereichs darstellen zu können. Eine entscheidende Einstellung ist die Skalierung der Achsen. Hier ist zu beachten, dass die Skalierung für die erste Y-Achse zusammen mit der Angabe zur Skalierung der X-Achse in der Funktion "SetScale" vorgenommen wird. Alle weiteren Y-Achsen werden separat über "SetYScale" und der Angabe zur Nummer der Achse skaliert. Hierbei trägt die zweite Y-Achse im Befehl die Nummer "0" (siehe Abb. 4–127). Da es sich bei allen darzustellen Messwerten um reelle Zahlen handelt, werden die Achsen mit dem Befehl "lin" linear skaliert. In diesem Zusammenhang ist damit gemeint, dass auch Nachkommastellen erlaubt sind. Die Alternative dazu wäre die Angabe "int", womit nur ganze Zahlen auf der Achse dargestellt würden. Außerdem lässt sich über die Angabe "log" eine logarithmische Skalierung erzielen, was gerade für die Darstellung großer Messbereiche gut geeignet ist (z. B. Helligkeit). Die Skalierung der X-Achse erfolgt über die Angabe "dat", hierdurch wird der aus der Datenbank ausgelesene Zeitstempel als Datum und Uhrzeit interpretiert. Die Art der Interpretation ist an dieser Stelle wichtig, da es sich beim UNIX-Timestamp um eine 32 Bit Integer-Zahl handelt, welche die kumulierten Sekunden seit 01.01.1970 00:00 Uhr beinhaltet. Der große Vorteil dieser Zeitangabe liegt darin, dass nur ein Integer-Wert ohne Sonderzeichen (z. B. "." und ":") gespeichert werden muss, was mit einem geringen Speicherbedarf einhergeht. Darüber hinaus kann so kein Vertauschen der Reihenfolge durch länderspezifische Datumsangaben auftreten. Die im Anschluss an die Skalierung folgenden Zeilen dienen vornehmlich der Formatierung der Diagrammfläche und dem Beschriften des Diagramms und der Achsen. Sie werden hier mangels eines Beitrags zur Funktionsweise nicht näher erläutert. Wichtig für die Funktionsweise ist jedoch der letzte Abschnitt im Quelltext (siehe Abb. 4–128). Dort werden zunächst aus den Arrays für die X- und die Y-Werte die darzustellenden Verlaufslinien ("LinePlots") errechnet, wofür die Dimension beider Arrays identisch sein muss. Im Anschluss daran wird der zugehörige Legendeneintrag erstellt. Abschließend werden die Verlaufslinien zum Graph hinzugefügt. Hierbei sollte auch angegeben werden, welcher Y-Achse im Diagramm die erzeugte Verlaufslinie zugeordnet werden soll. Wird dort keine explizite Angabe gemacht, wird die Verlaufslinie automatisch der ersten Y-Achse zugeordnet. Die Angabe einer "0" ordnet den Plot der zweiten Y-Achse zu.

```
//Erstellen des Graphs(Breite, Höhe)
$graph = new Graph(1920,1080);
$graph->img->SetMargin(90,160,50,10);
$graph->img->SetAntiAliasing();
Abstände zw. Graph und Bildrand in
Pixeln (links, rechts, oben, unten)
//Skalierung der Achsen
$graph->SetScale('datlin'); (X-Achse Datum,
Y-Achse linear)
$graph->SetYScale(0,'lin');
$graph->SetYScale(1,'lin');
```

Abb. 4–127: Auszug aus "Niederschlagsintensitaet-u-Summe.php", Initialisierung des Graphs und Skalierung der Achsen

```
//Plot 1
$p1 = new LinePlot($y_axis, $x_axis);  LinienDiagramm 1 aus Messwerten erstellen
$p1->SetLegend('Niederschlagsintensitaet in mm/h');  Legendeneintrag erstellen
$graph->Add($p1);  LinienDiagramm 1 zum Graph hinzufügen
$graph->yaxis->SetColor("black");
$p1->SetCenter();

//Plot 2
$p2 = new LinePlot($y2_axis, $x_axis);  LinienDiagramm 2 aus Messwerten erstellen
$p2->SetLegend('Niederschlagssumme in mm/Tag (Messung radarbasiert)');
$graph->AddY(0,$p2);  LinienDiagramm 2 zum Graph hinzufügen
$graph->ynaxis[0]->SetColor("black");  Angabe über die Zuordnung zur Y-Achse im Diagramm
$p2->SetCenter();
```

Abb. 4–128: Auszug aus "Niederschlagsintensitaet-u-Summe.php", LinePlot aus Messwerten erstellen und in das Diagramm einfügen

Soweit nicht explizit Ober- beziehungsweise Untergrenzen für die Achsen angegeben werden, erfolgt eine automatische Skalierung ausgehend von den höchsten und tiefsten Messwerten im Array. Den Abschluss der Diagrammberechnung bildet die Ausgabe in die Bilddatei. Dies erfolgt durch den Befehl "$graph−>Stroke("...")", welcher es ermöglicht in den Namen der Datei PHP-Variablen einzubetten. Dies wird beispielsweise angewendet, um in die Benennung der Monatsverläufe die Angabe des dargestellten Monats und Jahrs zu integrieren. Als Dateityp für die Speicherung wird das ".png"-Format genutzt, da es die Diagramme nicht komprimiert. Die Dateigröße für ein Diagramm mit einer Auflösung von 1920x1080 Pixeln beträgt in der Regel weniger als 100 kB, was eine Komprimierung unnötig macht. Nach dem Befehl zur Ausgabe der Datei wird der PHP-Syntax-Bereich über das Tag-Element "?>" geschlossen. Hiermit ist der Bereich für den PHP-Interpreter klar definiert und die Datei kann ausgeführt werden.

4.8.5 Zusammenfassung und Fazit

Das Kapitel startete mit dem erarbeiteten Konzept für die webbasierte Messwertdarstellung in Form einer stationseigenen Webseite. Das Design der Website ist an das Erscheinungsbild der Hochschulseiten angelehnt. Das Konzept setzt auf eine Visualisierung der aktuellen Messwerte, der Messwerte der vergangenen 24 Stunden und 30 Tage sowie ein Wetterarchiv auf jeweils separaten Seiten. Darüber hinaus werden technische Informationen zur Wetterstation dargestellt. Das erste Unterkapitel beschäftigte sich mit der Programmierung der Seiten und erläuterte diese beispielhaft anhand von realisiertem Quelltext. Darauffolgend wurde auf die Verbindung der Webdarstellung zur Datenbank und der damit verbundenen Darstellung der Messwerte eingegangen. Den Abschluss bildete die Erzeugung der Messwertdiagramme für Tages- und Monatsverläufe aus den, in der Datenbank gespeicherten Messwerten. Auf Basis des Konzepts konnte eine frei zugängliche und stationseigene Darstellung der Wetterdaten des *Campuswetters* realisiert werden. Durch den Verzicht auf interaktive Elemente ist es darüber hinaus gelungen, die Website weitgehend wartungsfrei zu halten, was für einen langfristigen und zuverlässigen Betrieb sorgt.

4.9 Zusammenfassung und Fazit (Hörnlein)

In diesem Kapitel wurde die Realisierung der erweiterten Wetterstation dargestellt. Ausgangspunkt hierfür war das erarbeitete Konzept basierend auf der Aufgabenstellung, den Erfahrungen des Prototyps aus Kapitel 3.7 und den örtlichen Rahmenbedingungen. Der erste Realisierungsschritt beinhaltete dabei die Planung und den Bau der Energieversorgung auf Basis von regenerativen Energien. Hierzu wurden zunächst einige normative Randbedingungen wie beispielsweise die Dokumentation der Anlage in einem Schaltplan, die Auswahl der elektrischen Schutzeinrichtungen und die Leitungsdimensionierung erläutert. Ausgehend hiervon erfolgte einer Vorstellung der nötigen Komponenten wie Photovoltaikanlagen, Windkraftanlage, Wechselrichter und Energiespeicher. Den Hauptteil dieses Unterkapitels bildete die Verschaltung aller Komponenten in einer Unterverteilung, deren genauer Aufbau im Detail erläutert wurde. Den Abschluss der Energieversorgung bildete die vollständige Abnahme der Installation nach *DIN VDE 0100-600*, welche über ein Prüfprotokoll belegt ist. Im Anschluss an die Energieversorgung wurde die gesamte Sensorik der Anlage inklusive ihrer technischen Parameter und der Montageposition im Messfeld vorgestellt. Ausgehend von der Sensorik erfolgte die Konzeptionierung der Messdatenerfassung auf Basis eines Industrie-PCs mit Soft-SPS im Messcontainer. Zur Realisierung der Messung wurden zwei Schaltschränke geplant und realisiert. Der Haupt-Schaltschrank befindet sich im Container und enthält die Steuerung. Der kleinere Neben-Schaltschrank bildet den Anschlusspunkt für die Sensorik und ist im Messfeld am Mast befestigt. Beide Schaltschränke sind über ein industrielles Kommunikationssystem miteinander verbunden, über welches die Messwerte vom Messfeld in den Container übertragen werden. An die Hardware der Industriesteuerung anknüpfend wurde die Programmierung der Soft-SPS erläutert. Hier wurden ausgehend vom Konzept alle Programme zum Einlesen und Verarbeiten der Messwerte anhand von Quelltext und Programmablaufplänen erläutert. Zur Realisierung der dauerhaften Speicherung der Messwerte erfolgte im nächsten Kapitel die Vorstellung des externen Datenservers mit integrierter Datenbank. Innerhalb dieses Unterkapitels wurden auch die Übertragung der Messwerte von der Steuerung in die Datenbank und die hierfür gewählten Speicherintervalle thematisiert. Den Abschluss des Hauptkapitels bildeten die beiden Unterkapitel für die Darstellung der Messwerte. Hierbei wurde zunächst auf die Realisierung der Visualisierung auf dem Industrie-PC eingegangen. Im Anschluss daran wurde dann die Darstellung der Wetterdaten auf der stationseigenen Website näher erläutert. Hierbei wurde auf die Programmierung der Seiten, die Anbindung an die Datenbank und die Erzeugung von Messwertdiagrammen eingegangen. Somit lässt sich abschließend das Fazit ziehen, dass alle eingangs aufgeführten Anforderungen mit der realisierten erweiterten Wetterstation zumindest formal erfüllt werden konnten. Hierzu zählen auch die geforderte Flexibilität und die damit einhergehende nachträgliche Erweiterbarkeit der Anlage. Der geforderte stabile Dauerbetrieb konnte im Rahmen der Arbeit mangels Betriebszeit jedoch nur bedingt nachgewiesen werden. Aufgrund der Auswahl der Komponenten ist jedoch davon auszugehen, dass auch diese Anforderung vollständig erfüllt wurde. Nachfolgend soll nun der zuverlässige und ordnungsgemäße Messbetrieb der Anlage anhand von Messwerten erprobt und nachgewiesen werden.

5 Erprobung und Evaluation (Kohrs)

5.1 Einleitung

Das folgende Kapitel befasst sich mit der Erprobung und Evaluation der realisierten meteorologischen Messstation anhand aufgenommener Messwerte. Für diesen Zweck werden die, durch die Wetterstation der Hochschule Magdeburg-Stendal, gemessenen Wetterdaten mit den Wetterdaten des Deutschen Wetterdienstes (*DWD*) vom Standort Magdeburg verglichen (siehe Abb. 5–1). Hierbei liegt die Wetterstation *Campuswetter* im nord-östlichen Teil Magdeburgs und die Station des *DWD* im süd-westlichen Teil. Beide Stationen sind ungefähr neun Kilometer Luftlinie voneinander entfernt. Bei diesem Vergleich können daher keine gänzlich identischen Messdatenverläufe erwartet werden. Zu eventuellen Abweichungen trägt neben der Entfernung die Elbe bei, die beide Standorte voneinander abtrennt. Die Messdaten beider Stationen sollten jedoch trotzdem in ähnlicher Größenordnung liegen. Für eine hinreichend aussagekräftige Bewertung der Messdaten wird ein Zeitfenster von zwei Wochen ausgewählt. Das ausgewählte Zeitfenster reicht von 17.12.2018 bis einschließlich 30.12.2018. Dieser Zeitbereich wird ausgewertet, da hierfür Messwerte des *DWD* verfügbar sind und die Messstation ohne Unterbrechungen in Betrieb gewesen ist. Ausgenommen von diesem Zeitfenster sind die Messwerte des UV-Sensors und des Photovoltaik-Messsystems, da für diese eine Evaluation in den Wintermonaten aufgrund des geringen Sonnenstandes nicht ideal ist. Die zu vergleichenden meteorologischen Messgrößen werden in einem gemeinsamen Diagramm dargestellt, um eine eindeutige Aussage über die Abweichungen treffen zu können. Für diesen Vergleich werden jeweils die Mittelwerte einer Stunde verwendet. Mithilfe dieser Methode können die einzelnen Sensoren in ihrer Funktionalität im Zusammenspiel mit der gesamten Messdatenerfassung erprobt und evaluiert werden. Der Aufbau dieses Kapitels wird von den verwendeten Sensoren bestimmt und orientiert sich an der Reihenfolge der Einführung in Kapitel 4.3. Für Messgrößen, für die keine Vergleichswerte durch den *DWD* gegeben sind, wird eine eigenständige Plausibilitätsprüfung durchgeführt.

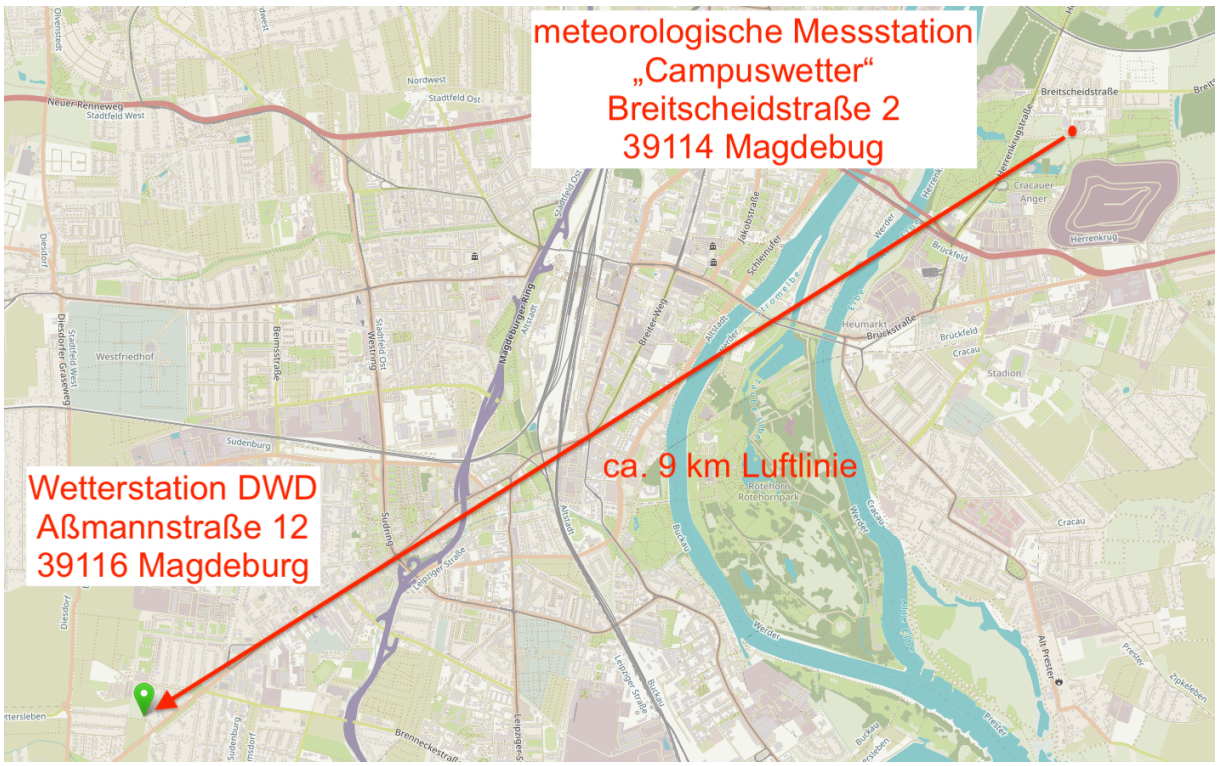


Abb. 5–1: Standort der meteorologischen Messstation Campuswetter und der Wetterstation des DWD in Magdeburg in Openstreetmap (Quelle: [115] *Lizenz: CC BY-SA)*

5.2 Messergebnisse des UV-Sensors

Die Erprobung des UV-Sensors erfolgt beispielhaft am Tagesverlauf des 14.10.2018 (siehe Abb. 5–2). Dieser Tag ist ausgewählt worden, da er den frühestmöglichen Termin darstellt, an dem dieser Sensor an der Messdatenerfassung in Betrieb gewesen ist. Hierbei ist es sinnvoll, zur Erprobung einen Tag in den Sommermonaten beziehungsweise frühen Herbstmonaten zu wählen, da hier der größtmögliche Wertebereich des Sensors abgedeckt wird. Da die Wetterstation des *DWD* am Standort Magdeburg keine UV-Strahlung aufzeichnet, kann hier leider kein direkter Vergleich mit einer Referenzgröße durchgeführt werden. Aus diesem Grund wird hier lediglich die Plausibilität des Tagesverlaufs überprüft. Hierzu sind Sonnenaufgang, Sonnenuntergang und Sonnenhöchststand in das Diagramm eingezeichnet (vgl. [116]). Es zeigt sich eindeutig, dass die UV-Strahlung ab dem Sonnenaufgang um 7:36 Uhr ansteigt und ihren Maximalwert beim Sonnenhöchststand erreicht (12:59 Uhr). Hier werden Strahlungswerte von ungefähr 13,5 W/m^2 für die UVA-Strahlung und 0,78 W/m^2 für die UVB-Strahlung gemessen. Dies entspricht einem UV-Index von 3, was für einen sonnigen Herbsttag als plausibel angesehen werden kann (vgl. [117]). Nach dem Sonnenhöchststand beginnt die UV-Strahlung bis zum Sonnenuntergang um 18:22 Uhr abzufallen. Nach Sonnenuntergang beziehungsweise vor Sonnenaufgang wird erwartungsgemäß keine UV-Strahlung detektiert. Lediglich die Tatsache, dass die Messwerte der UVB-Strahlung zwischen Sonnenuntergang und Sonnenuntergang knapp oberhalb von 0 W/m^2 liegen muss weiter beobachtet und gegebenenfalls softwareseitig kompensiert werden. Der Grund für diese Messwerte kann im Dunkelstrom der Fotodiode liegen.

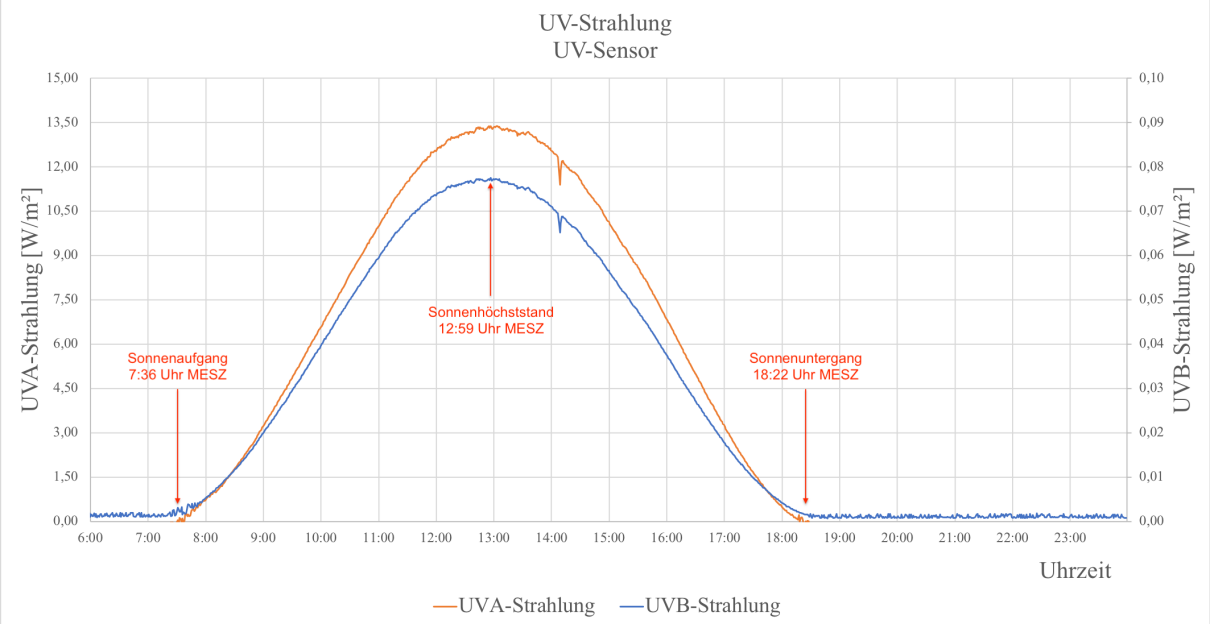


Abb. 5–2: UV-Strahlung UV-Sensor 14.10.2018

Abschließend lässt sich festhalten, dass die ordnungsgemäße Funktion des UV-Sensors an der Messdatenerfassung anhand des beispielhaften Tagesverlaufs nachgewiesen werden kann. Die klare Übereinstimmung mit Sonnenaufgang, Sonnenuntergang und Sonnenhöchststand sowie der bestimmte UV-Index von 3 unterstreichen dies.

5.3 Messergebnisse des Windgeschwindigkeitsgebers

Für die Erprobung der Messwerte der Windgeschwindigkeit, gemessen mit dem mechanischen Windgeschwindigkeitsgeber, werden diese mit Messwerten des *DWD* aus dem gleichen Zeitraum verglichen. Die direkte Gegenüberstellung der Messwerte ist im nachfolgenden Diagramm dargestellt (siehe Abb. 5–3). Anhand des Messwertdiagramms wird deutlich, dass beide Messkurven ähnliche Verläufe aufweisen. Damit ist gemeint, dass ein Anstieg oder eine Verringerung der gemessenen Windgeschwindigkeiten in beiden Verläufen zeitlich parallel auftritt. Die Messkurven sind jedoch zueinander verschoben, was sich in einer mittleren Differenz von 1,87 m/s äußert. Hierbei weisen die Messwerte des *DWD* durchgängig höhere Werte auf, als die Messwerte des Windgeschwindigkeitsgebers. Besonders deutlich wird dies am 21.12.2018 (rot markiert), hier liegt eine Messwertdifferenz von 6,13 m/s vor.

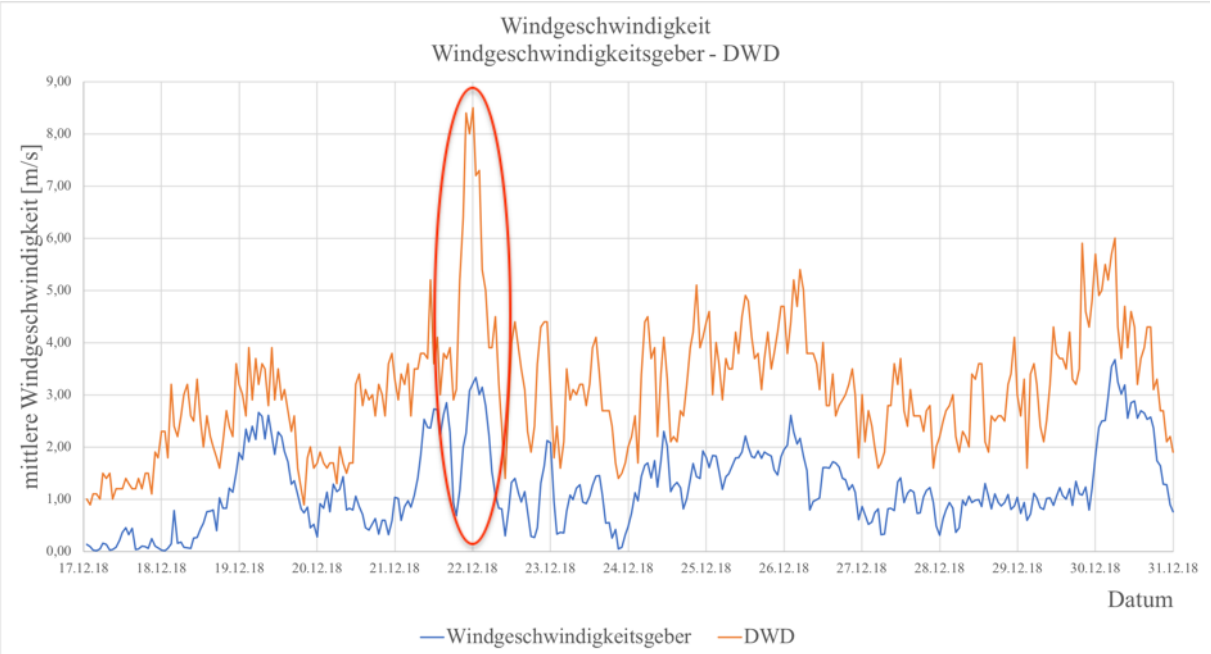


Abb. 5–3: Windgeschwindigkeitsverlauf Windgeschwindigkeitsgeber und DWD zwischen 17.12.2018 und 31.12.2018

Die Messwertdifferenz kann unter anderem in den voneinander abweichenden Standorten begründet liegen, da gerade Windböen oftmals nur lokale auftreten. Ein weiterer Grund für die Abweichungen liegt in der unterschiedlichen Messhöhe. Während der Windgeschwindigkeitsgeber des *Campuswetters* in sechs Meter höhe montiert ist, findet die Windmessung des *DWD* in 15 Metern Höhe statt. Dies führt zu höheren Messwerten, da der Wind mit der Höhe zunimmt (vgl. [15, p. 138 f.]). Zusätzlich zur abweichenden Messhöhe erfüllt der Windgeschwindigkeitsgeber die Vorgaben des *DWD* hinsichtlich des Abstandes zu umgebenden Hindernissen nicht. Hierbei wird ein Abstand von mindestens der zehnfachen Montagehöhe gefordert. Dies ist im Fall des *Campuswetters* nicht gegeben, wodurch es vermutlich zu Windabschattungen durch das nahe gelegene Laborgebäude 16 kommt. Noch ein Grund für die Abweichungen zwischen den Messkurven liegt vermutlich in den unterschiedlichen Messprinzipien. Während es sich beim verwendeten Windgeschwindigkeitsgeber um einen mechanischen Schalenstern handelt, welcher eine Mindest-Anlaufgeschwindigkeit von 0,5 m/s benötigt, erfolgt die Messung des *DWD* berührungslos mithilfe eines Ultraschall-Anemometers (vgl. [118]). Die Zusammenhänge werden in Form einer Korrelation beider Verfahren im nächsten Kapitel genauer untersucht (siehe Kapitel 6.3).

Abschließend lässt sich sagen, dass durch den grundsätzlich ähnlichen Verlauf die Funktionalität des Windgeschwindigkeitsgebers in Verbindung mit der realisierten Messdatenerfassung nachgewiesen ist. Die Erprobung des Sensors kann als erfolgreich angesehen werden.

5.4 Messergebnisse des Windrichtungsgebers

Die Messergebnisse des Windrichtungsgebers sind gemeinsam mit den Messergebnissen des *DWD* im nachfolgenden Windrichtungsverlauf dargestellt (siehe Abb. 5–4). Beide Größen weisen im dargestellten Zeitbereich einen sehr ähnlichen Verlauf auf. Dies zeigt sich speziell bei Windrichtungsänderungen, welche sich in beiden Messkurven parallel widerspiegeln. Die Windrichtung des *DWD* liegt über den gesamten Zeitbereich wertmäßig knapp oberhalb der Windrichtung des Windrichtungsgebers. Die mittlere Messwertdifferenz beträgt dabei 27,63°. Unterbrochen wird der fast durchgehend parallele Verlauf beider Größen an den beiden rot markierten Stellen. Hier kommt es zu Messwertdifferenzen von bis zu 175,29°.

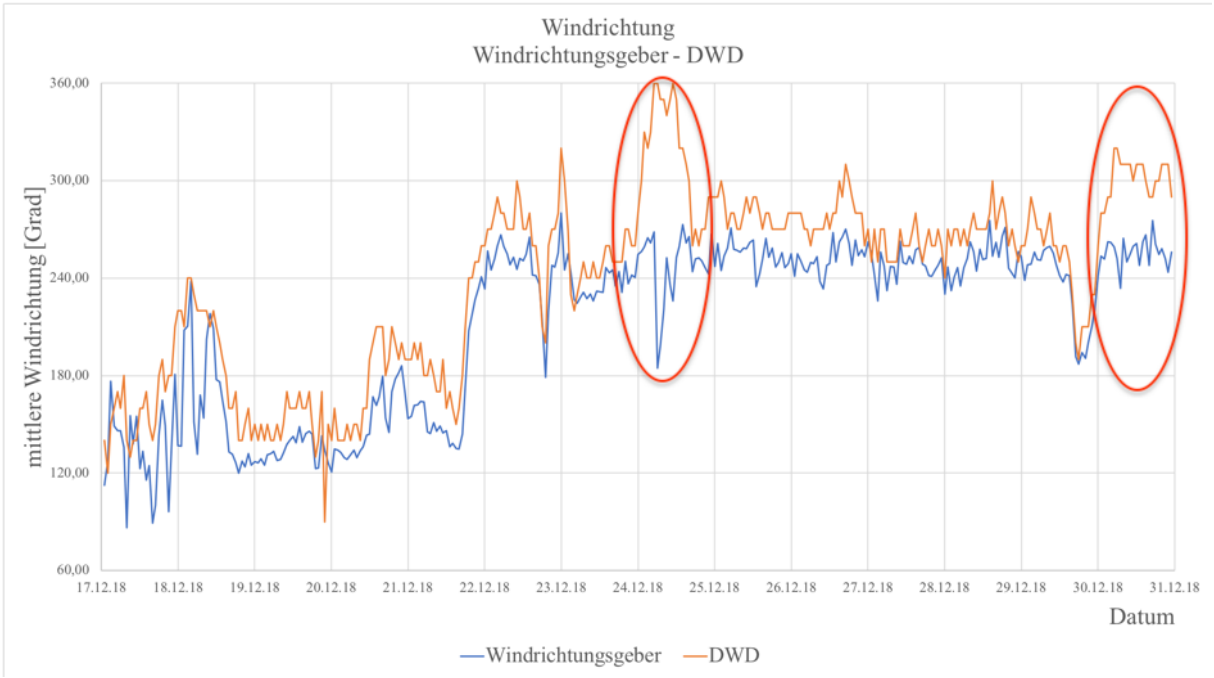


Abb. 5–4: Windrichtungsverlauf Windrichtungsgeber und DWD zwischen 17.12.2018 und 31.12.2018

Die nur geringe Messwertdifferenz beider Kurven kommt vermutlich zum einen durch den geografischen Abstand der Messorte und zum anderen durch die unterschiedlichen Messbedingungen zustande. So erfolgt die Windmessung beim *Campuswetter* abweichend von den *DWD* Vorgaben in circa sechs Metern Höhe, während die Messung bei der Station des *DWD* in einer Höhe von 15 Meter durchgeführt wird. Darüber hinaus wird auch die Entfernung zu umliegenden Gebäuden bei der Station des *Campuswetters* nicht eingehalten. Auch die unterschiedlichen Messverfahren können ein Grund für die leichten Abweichungen sein. So erfolgt die Messung bei der Station des *DWD* berührungslos mit einem Ultraschall-Anemometer und beim *Campuswetter* mit einer mechanischen Windfahne. Die resultierenden Unterschiede beider Messverfahren werden genauer in Kapitel 6.4 untersucht. Wodurch die großen Messwertdifferenzen am 24.12.18 und am 30.12.18 entstanden sind, lässt sich hier nicht abschließenden klären. Eine Abschattung der Windfahne des *Campuswetters* in nord-westlicher Richtung ist jedoch denkbar.

Abschließend lässt sich sagen, dass der Vergleich die Funktionalität des Windrichtungsgebers in Verbindung mit der Messdatenerfassung belegt ist. Die Differenzen beider Messreihen sind gerade unter Berücksichtigung des geografischen Abstands als eher gering zu bewerten. Überraschend ist, dass die umliegenden Gebäude bei der Station des *Campuswetters* zumindest in Großteilen des betrachteten Zeitbereichs zu keinen nennenswerten Abschattungen und damit einhergehenden Messwertdifferenzen führen. Die Erprobung dieses Sensors ist damit als erfolgreich zu betrachten.

5.5 Messergebnisse des Niederschlagssammlers

Die Niederschlagsmengen pro Stunde sind für den Niederschlagssammler und die Messung des *DWD* für den Zeitraum vom 17.12.18 bis 31.12.18 im nachfolgenden Messwertdiagramm dargestellt (siehe Abb. 5–5). Innerhalb des dargestellten Zeitbereichs sind von keiner Messstation besonders große Niederschlagsmengen verzeichnet worden. Die maximale Niederschlagsmenge innerhalb einer Stunde liegt bei 2,6 mm und ist durch den Niederschlagssammler des *Campuswetters* erfasst worden. Hierbei handelt es sich jedoch nur um einen leichten Regenschauer. Anhand des Messwertdiagramms wird deutlich, dass Niederschläge meist von beiden Stationen gleichzeitig erfasst worden sind, was sich durch zeitlich überlagerte Messwertanstiege (Peaks) zeigt. Diese liegen abgesehen von Ereignissen am 23.12.18 und 29.12.18 (rot) in einer sehr ähnlichen Größenordnung und weisen nur geringe Abweichungen voneinander auf. Die mittlere Messwertdifferenz über den gesamten Zeitraum beträgt 0,04 mm/h. Bei den beiden genannten Niederschlagsereignissen kommt es zu höheren Messwerten durch den Niederschlagssammler des *Campuswetters*. Die Messwertdifferenz beträgt hier bis zu 0,9 mm/h. Es werden zu keinem Zeitpunkt deutlich höhere Messwerte durch die Station des *DWD* erfasst.

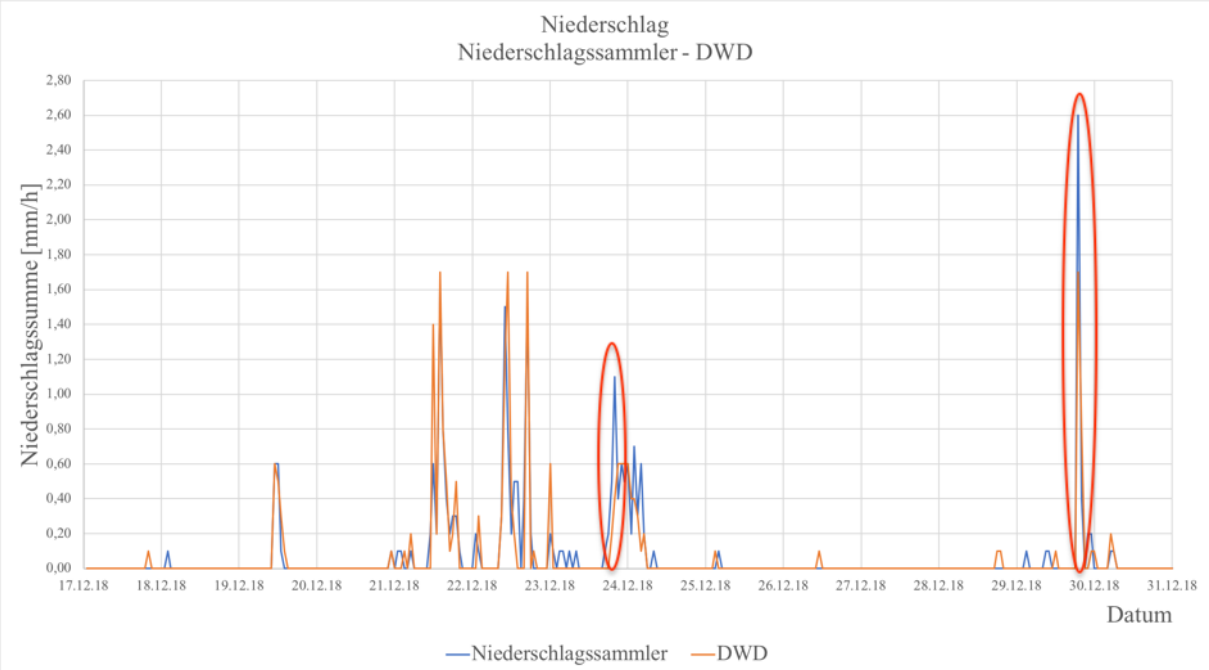


Abb. 5–5: Niederschlagsmenge pro Stunde Niederschlagssammler und DWD zwischen 17.12.2018 und 31.12.2018

Die beiden genannten nicht unerheblichen Abweichungen zwischen den beiden Messkurven sind vermutlich im geografischen Abstand beider Messstationen begründet. Somit können hier lokal begrenzte Niederschlagsereignisse vorgelegen haben. Abweichende Messverfahren oder eine Nichterfüllung der vorgeschriebenen Messbedingungen können hier als Grund ausgeschlossen werden, da beide Messkurven mit einem Niederschlagssammler nach dem Kippwaagenprinzip in einer Höhe von einem Meter erfasst worden sind.

Als Fazit dieser Erprobung lässt sich sagen, dass die Funktionalität des Niederschlagssammlers am Messwerterfassungssystem durch die sehr ähnlichen Messwertverläufe in einem Zeitraum von zwei Wochen nachgewiesen worden ist. Die Erprobung ist damit für diesen Sensor erfolgreich.

5.6 Messergebnisse des Clima Sensor US

5.6.1 Einleitung

Die Erprobung des Clima Sensor US teilt sich in die Betrachtung der von diesem Sensor erfassten Messgrößen. Auch hier wird ein Vergleich mit den Messwerten des *DWD* im gleichen Zeitraum von zwei Wochen (17.12.18 – 31.12.18) zugrunde gelegt. Hierbei können nicht alle von diesem Sensor erfassten und abgeleiteten meteorologischen Messgrößen abgeglichen werden, da diese nicht alle von der Station des *DWD* erfasst werden. Der Vergleich beschränkt sich daher auf die folgenden Größen:

- Lufttemperatur [°C]
- Luftdruck bezogen auf NHN [hPa]
- relative Luftfeuchtigkeit [%]
- Windgeschwindigkeit [m/s]
- Windrichtung [Grad]
- Niederschlagsmenge [mm/h]

Hierbei wird davon ausgegangen, dass ein Vergleich der sechs meteorologischen Grundgrößen für die Evaluation der Funktion des Sensors mit der Messdatenerfassung ausreichend ist.

5.6.2 Lufttemperatur

Das nachfolgende Messwertdiagramm zeigt den Verlauf der Lufttemperatur im Zeitraum vom 17.12.18 bis zum 31.12.18 (siehe Abb. 5–6). In diesem ist die Lufttemperaturmessung des Clima Sensor US am Standort des *Campuswetters* und die gemessene Lufttemperatur der Messstation des *DWD* aufgetragen. Der Verlauf zeigt eine fast ideale Übereinstimmung beider Messkurven. Diese weichen im Mittel nur um 0,25 Kelvin voneinander ab. Hierbei lässt sich keine Tendenz einer Station zu generell höheren oder tieferen Messwerten erkennen. Die größte Messwertdifferenz liegt bei ungefähr 0,9 Kelvin und ist am 21.12.18 zu verzeichnen (rot markiert). Darüber hinaus zeigt sich, dass eine Lufttemperaturänderung von beiden Stationen zeitlich parallel erfasst wird.

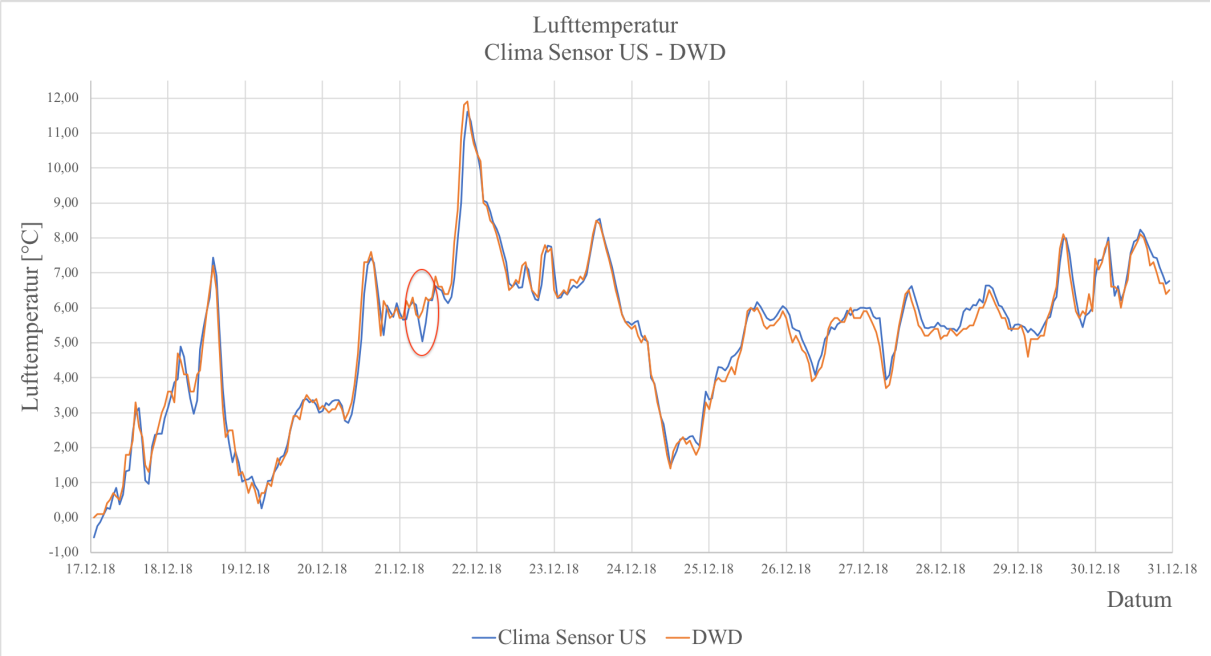


Abb. 5–6: Lufttemperatur Clima Sensor US und DWD zwischen 17.12.2018 und 31.12.2018

Die erkennbaren minimalen Temperaturunterschiede zwischen beiden Messkurven lassen sich vermutlich auf die unterschiedlichen Messstandorte zurückführen. Bei einer Entfernung von neun Kilometern Luftlinie kann es durchaus zu Lufttemperaturunterschieden in diesem Differenzbereich von weniger als einem Kelvin kommen. Auch die unterschiedlichen Messhöhen stellen einen potenziellen Grund für leichte Messwertdifferenzen dar. Während die Lufttemperaturmessung an der Messstation des *DWD* entsprechend der Vorgaben in einer Höhe von zwei Metern erfolgt, findet die Lufttemperaturmessung des *Campuswetters* in circa sechs Metern Höhe statt. Auch die möglicherweise unterschiedlichen Messverfahren können hierbei eine Rolle spielen. Die Messung des *DWD* erfolgt mit einem klassischen Pt100 Widerstandsthermometer. Im Falle des Clima Sensor US ist das Messverfahren nicht abschließend geklärt, es wird jedoch von einem Halbleiterthermometer ausgegangen.

Abschließend lässt sich sagen, dass die Lufttemperaturmessung des Clima Sensor US in Verbindung mit der Messdatenerfassung anhand des Messwertdiagramms zweifelsfrei nachgewiesen ist. Die Erprobung ist damit für diese Messgröße erfolgreich.

5.6.3 Absoluter Luftdruck bezogen auf NHN

Bei der Erprobung und Evaluation des absoluten Luftdrucks werden Messwerte eingesetzt, die zur besseren Vergleichbarkeit auf Normalhöhennull bezogen sind (barometrische Höhenformel). Dies stellt sicher, dass Messwertdifferenzen nicht durch unterschiedliche Höhenlagen der beiden Messstation verursacht sind (siehe Kapitel 2.2.5). Das dargestellte Messwertdiagramm zeigt die Messkurve des Clima Sensor US an der Messstation *Campuswetter* und die Messwerte des *DWD* in einem Zeitraum von zwei Wochen (siehe Abb. 5–7). Anhand des Messwertdiagramms zeigt sich über den gesamten Zeitbereich eine fast ideale Überlagerung beider Messkurven. Es sind keine nennenswerten Messwertdifferenzen erkennbar. Die mittlere Abweichung beider Kurven liegt bei 0,71 hPa. Die maximale Messwertdifferenz beider Stationen beträgt 1,37 hPa. Änderungen im Luftdruck werden von beiden Stationen ohne erkennbaren zeitlichen Versatz gemessen.

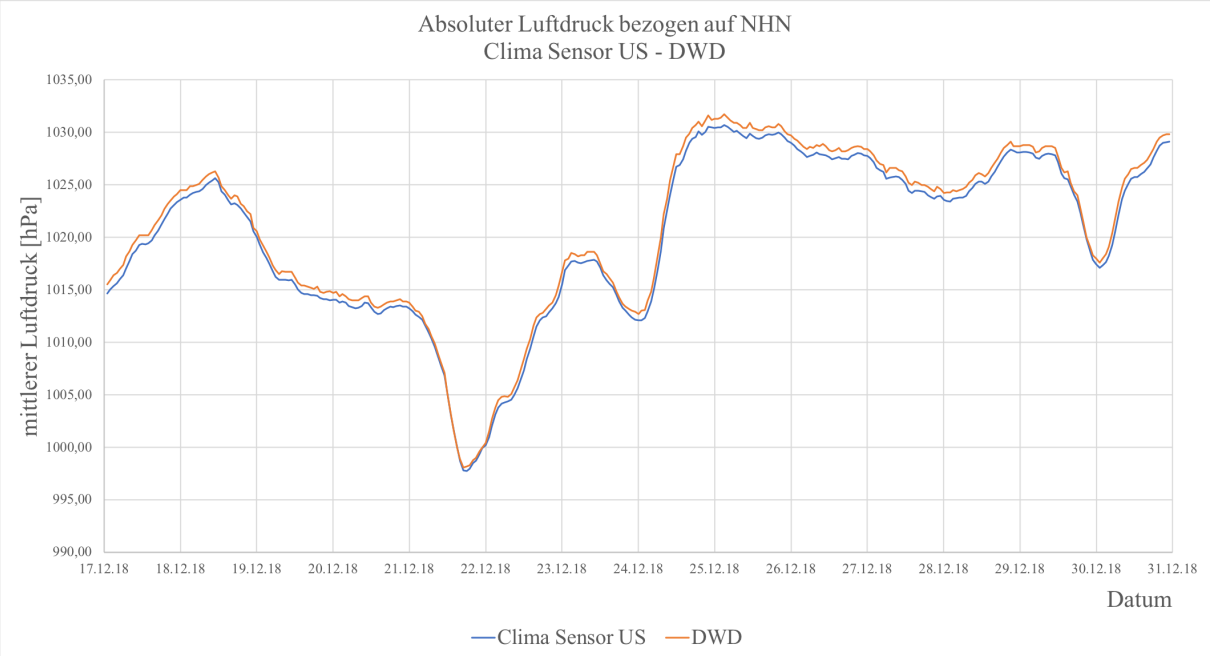


Abb. 5–7: absoluter Luftdruck bezogen auf NHN Clima Sensor US und DWD zwischen 17.12.2018 und 31.12.2018

Die minimalen Messwertunterschiede die im Mittel bei weniger als einem hPa liegen, lassen sich zum einen durch die lokale Begrenzung von Druckgebieten erklären. Auch eine nicht ideale Höhenkompensation ist nicht auszuschließen, da die Standorthöhe des Clima Sensor US

per GPS ermittelt wird. Darüber hinaus könnten die Abweichungen auch in den unterschiedlichen Messverfahren begründet liegen. Während die Messung des Clima Sensor US piezoresistiv erfolgt, basiert die Messung des *DWD* auf dem kapazitiven Verfahren (siehe Kapitel 2.2.5).

Die Funktion der Luftdruckmessung des Clima Sensor US an der Messdatenerfassung ist durch die geringe mittlere Messwertdifferenz beider Stationen von nur 0,71 hPa klar belegt und Erprobung kann damit als erfolgreich angesehen werden.

5.6.4 Relative Luftfeuchtigkeit

Der Vergleich der Messwerte der Luftfeuchtigkeit erfolgt anhand relativer Feuchtigkeitswerte, da nur diese durch den *DWD* gegeben sind. Die Messwerte beider Stationen sind für den Zeitraum vom 17.12.18 bis 31.12.18 im nachfolgenden Messwertdiagramm dargestellt (siehe Abb. 5–8). Anhand des Diagramms zeigt sich ein sehr ähnlicher Verlauf beider Größen, was durch die mittlere Messwertdifferenz von 2,73 % bestätigt wird. Hierbei treten jedoch gelegentlich auch größere Messwertdifferenzen von bis zu 13,72 % zwischen beiden Kurven auf. Über den gesamten Zeitbereich liegt die Messkurve des *DWD* dabei unterhalb der Kurve des Clima Sensor US. Es lässt sich abgesehen vom 21.12.18 und vom 23.12.18 so gut wie kein zeitlicher Versatz beider Kurven bei Luftfeuchtigkeitsänderungen erkennen.

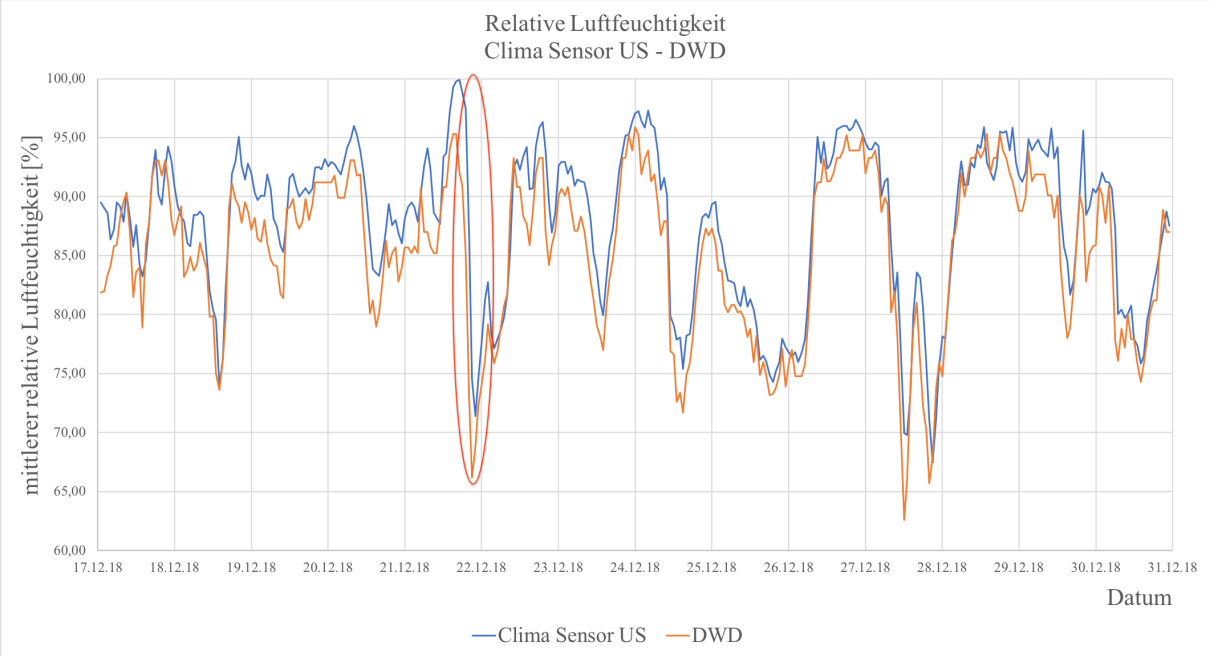


Abb. 5–8: relative Luftfeuchtigkeit Clima Sensor US und DWD zwischen 17.12.2018 und 31.12.2018

Die maximale Messwertdifferenz von 13,72 % liegt am Tagesende des 21.12.18 vor und ist im Diagramm rot markiert. Hierbei handelt es sich jedoch um keine statische Differenz. Diese Messwertdifferenz liegt lediglich in einem leichten zeitlichen Versatz der beiden Kurven begründet, wodurch die mathematische Differenzbildung zu einem solch hohen Wert führt. Dieser zeitliche Versatz ist vermutlich in der geografischen Distanz beider Stationen begründet. Unterschiedliche Messverfahren können bei diesem Vergleich als Grund für die Messwertdifferenz beider Kurven eher ausgeschlossen werden, da beide Stationen die relative Luftfeuchtigkeit auf Basis eines kapazitiven Hygrometers bestimmen. Gegebenenfalls könnten jedoch die unterschiedlichen Messbedingungen eine Rolle spielen, da die Luftfeuchtigkeit an der Station *Campuswetter* in einer Höhe von sechs Metern und bei der Station des *DWD* in einer Höhe von zwei Metern erhoben wird.

Abschließend lässt sich anhand des fast durchgehend parallelen Verlaufs beider Messkurven jedoch festhalten, dass die Funktionsfähigkeit der Luftfeuchtigkeitsmessung an der Station *Campuswetter* nachgewiesen ist. Die Erprobung ist für diese Messgröße damit als erfolgreich zu bewerten.

5.6.5 Windgeschwindigkeit

Das dargestellte Messwertdiagramm (siehe Abb. 5–9) zeigt die gemessene mittlere Windgeschwindigkeit des Clima Sensor US an der Station *Campuswetter* und die Messergebnisse des *DWD* im gleichen Zeitraum. Die beiden Messkurven weisen einen ähnlichen Verlauf auf. Windgeschwindigkeitsänderung werden dabei von beiden Stationen zeitlich fast synchron gemessen. Auffällig ist jedoch die deutliche Verschiebung beider Kurven zueinander. Diese äußert sich in Form von fast durchgehend höheren Messwerten durch die Messstation des *DWD* und führt zu einer mittleren Messwertdifferenz von 1,35 m/s. Die maximale Differenz beider Kurven liegt am 22.12.18 vor und beträgt 5,74 m/s.

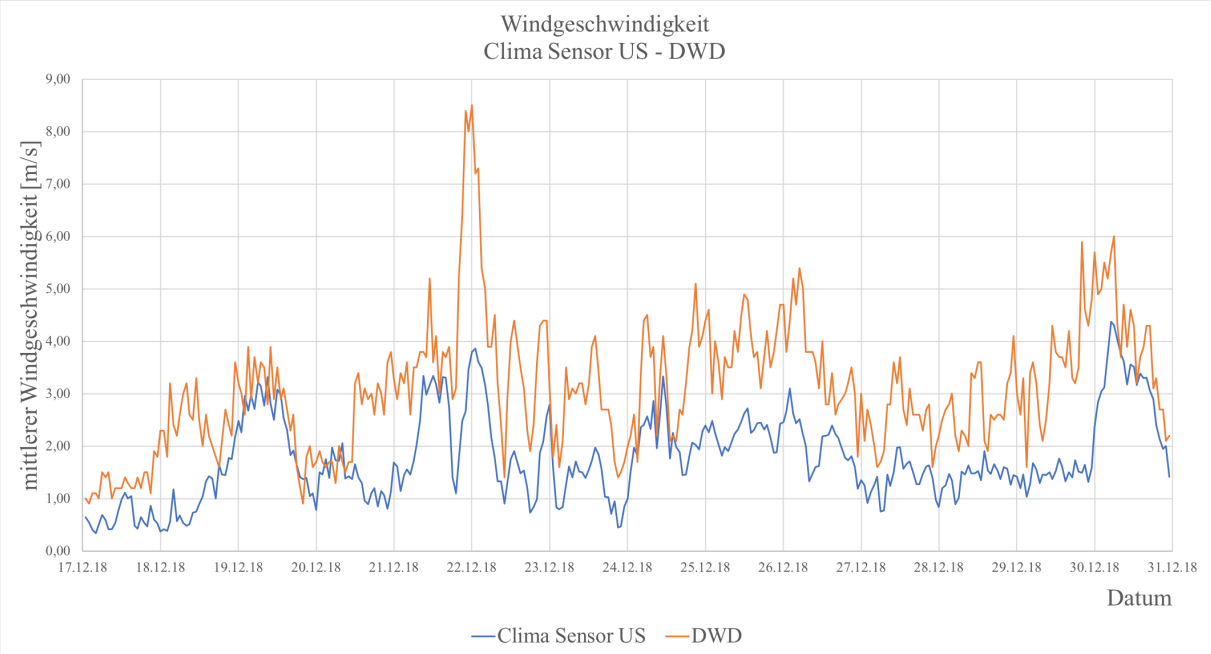


Abb. 5–9: Windgeschwindigkeit Clima Sensor US und DWD zwischen 17.12.2018 und 31.12.2018

Die Messwertdifferenzen zwischen beiden Kurven lassen sich auf mehrere Faktoren zurückführen. Zum einen spielt auch hier die geografische Entfernung beider Messstandorte einer Rolle. Darüber hinaus erfolgt die Messung bei der Station des *Campuswetters* abweichend von den Vorgaben des *DWD* in einer Höhe von sechs Metern, während die Station des *DWD* in einer Höhe von 15 Metern misst. Dies dürfte ein entscheidender Grund für die grundsätzliche Verschiebung der Kurven sein, da die Windgeschwindigkeit mit der Höhe zunimmt (vgl. [15, p. 138 f.]). Ein weiterer Faktor für die geringeren Messwerte der Station *Campuswetter* liegt in der Windabschattung durch die umliegenden Gebäude. Hierbei wird der Mindestabstand der zehnfachen Montagehöhe nicht eingehalten. Unterschiedliche Messverfahren können als Grund für die Unterschiede ausgeschlossen werden, da beide Messungen auf Basis des berührungslosen Ultraschall-Anemometers erfolgen.

Im direkten Vergleich zu den Messwerten des Windgeschwindigkeitsgebers ist die mittlere Messwertdifferenz zur Station des *DWD* bei dieser Messung um 0,52 m/s geringer. Dieser Wert entspricht genau der minimalen Anlaufgeschwindigkeit des Windgeschwindigkeitsgebers. Die tatsächlichen Messwertunterschiede beider Verfahren werden in Kapitel 6.3 genauer analysiert.

Unter Berücksichtigung der unterschiedlichen Standortbedingungen sind die Messergebnisse als gut zu bewerten und die einwandfreie Funktionalität der Windmessung des Clima Sensor US an der realisierten Messdatenerfassung ist nachgewiesen. Die Erprobung dieser Größe ist damit erfolgreich.

5.6.6 Windrichtung

Das Messwertdiagramm bildet den Verlauf der Windrichtung des *Campuswetters* und der Messstation des *DWD* zwischen 17.12.18 und 31.12.18 ab (siehe Abb. 5–10). Hierbei zeigt sich über den gesamten Zeitbereich ein paralleler Verlauf beider Größen. Die mittlere Messwertdifferenz beider Kurven beträgt 18,25°. Im ersten Drittel des Messintervalls lässt sich mitunter eine leichte Verschiebung der Kurven zueinander erkennen, welche zu einer maximalen Messwertdifferenz von 98,8° zu Beginn des 18.12.18 führt. Hierbei liegt die Kurve des *DWD* fast durchgängig oberhalb der Messkurve des Clima Sensor US. Auch lassen sich am Übergang vom 17.12.18 auf den 18.12.18 in der Kurve des Clima Sensor US einige schnelle Windrichtungsänderungen erkennen, die sich in der Messung des *DWD* nicht widerspiegeln. Hieraus resultiert auch die maximale Messwertdifferenz von knapp 100°.

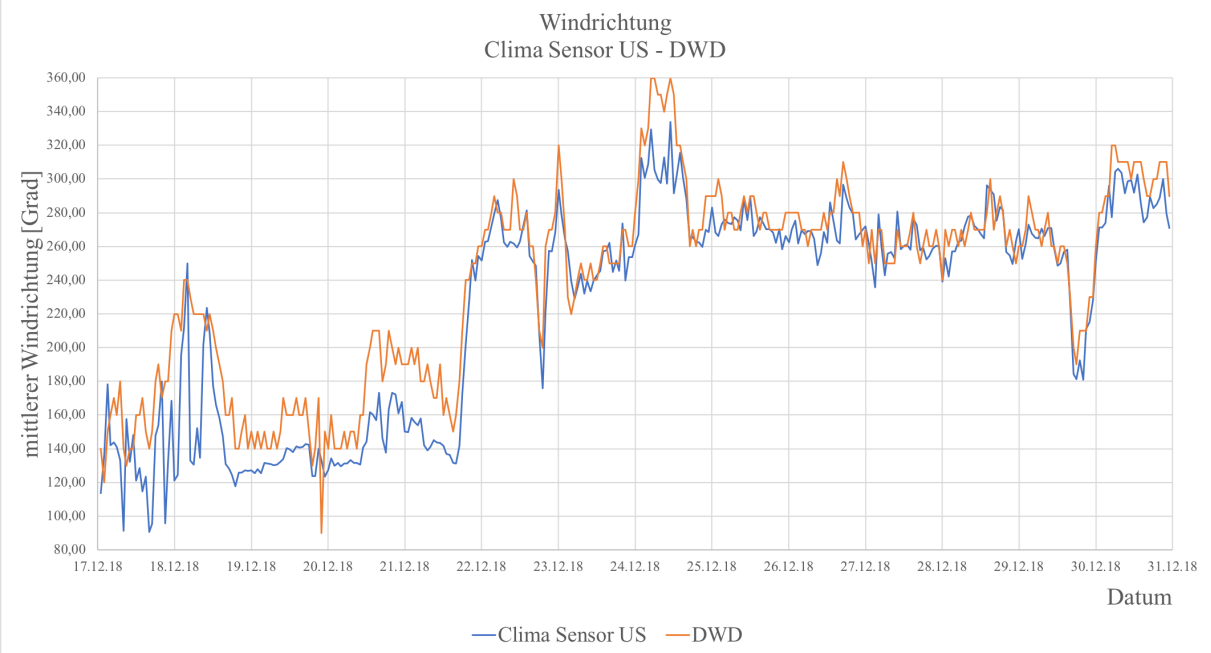


Abb. 5–10: Windrichtung Clima Sensor US und DWD zwischen 17.12.2018 und 31.12.2018

Es lassen sich neben der räumlichen Differenz mehrere Gründe für die, als gering zu bezeichnenden, Messwertdifferenzen finden. Hierzu zählt zum einen die unterschiedliche Messhöhe. Die Messung des Clima Sensor US in der Station *Campuswetter* erfolgt in sechs Metern Höhe und die der Station des *DWD* in 15 Metern Höhe. Zum anderen wirkt sich der nicht eingehaltene Mindestabstand der zehnfachen Montagehöhe zu umgebenden Hindernissen wie Gebäuden negativ auf die Messung des Clima Sensor US aus. Dies führt mitunter zu Windabschattungen und eventuell auch zu Windverwirbelungen, was schnelle Windrichtungsänderung nach sich zieht.

Im Vergleich zur Messung des Windrichtungsgebers ist bei dieser Messung die mittlere Messwertdifferenz zu den Messergebnissen des *DWD* um 9,38° geringer. Die Korrelation beider Messverfahren wird in Kapitel 6.4 für den Standort *Campuswetter* im Detail geprüft.

Abschließend lässt sich damit sagen, dass der Vergleich der beiden Messkurven eine gute Übereinstimmung beider Größen zeigt, die durch die Standortbedingungen des *Campuswetters*

leicht negativ beeinflusst wird. Es lässt sich somit das Fazit ziehen, dass die Funktion der Windrichtungsmessung dieses Sensors an der entwickelten Messdatenerfassung erfolgreich erprobt und evaluiert ist.

5.6.7 Niederschlagsmenge

Im Folgenden ist die gemessene stündliche Niederschlagsmenge des Clima Sensor US des *Campuswetters* gemeinsam mit der gemessenen Niederschlagsmenge des *DWD* in einem Messwertdiagramm dargestellt (siehe Abb. 5–11). Das Diagramm zeigt, dass beide Messungen einen grundsätzlich ähnlichen Verlauf aufweisen, was die mittlere Messwertdifferenz von 0,07 mm/h bestätigt. Die Niederschlagsmessung des *DWD* weist jedoch bei einigen kurzen Niederschlagsereignissen höhere Messwerte als der Clima Sensor US auf. Dies ist speziell am 21. und 22.12.18 der Fall. Dort liegen die Messwertspitzen ausgenommen von den Messwerten beim Übergang zwischen beiden Tagen immer oberhalb der Messwerte des Clima Sensor US. Die maximale Messwertdifferenz beider Messungen beträgt dabei 1,09 mm/h. Ein hiervon abweichendes Verhalten zeigt sich jedoch am 30.12.18, hier detektiert der Clima Sensor US fast über den gesamten Tag ein Niederschlagsereignis, während Messung des *DWD* lediglich zu Tagesbeginn eine geringe Niederschlagsmenge aufweist. Auch zeigt die Messung des Clima Sensor US an den Tagen 24. bis einschließlich 26.12.18 immer wieder detektierte Niederschlagsereignisse mit geringer Dauer und Niederschlagsmenge, die von der Messung des *DWD* nicht verzeichnet werden.

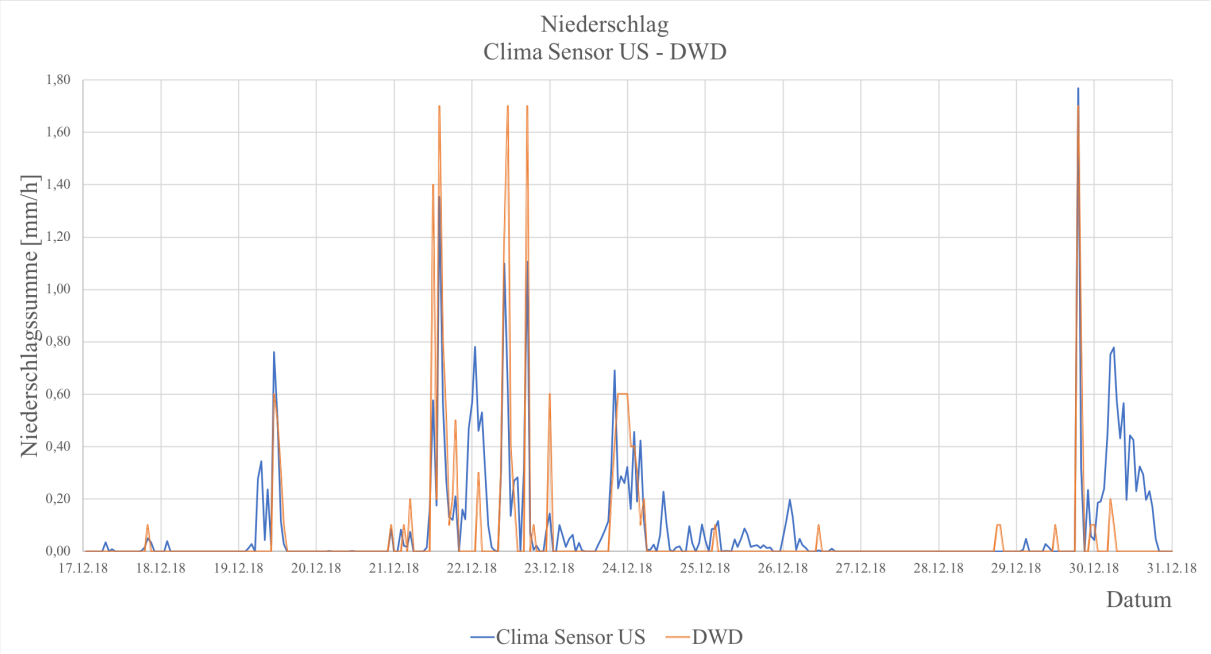


Abb. 5–11: Niederschlagsmenge Clima Sensor US und DWD zwischen 17.12.2018 und 31.12.2018

Auch bei diesem Vergleich lassen sich mehrere Gründe für die Messwertdifferenzen anbringen. Zum einen können lokale Niederschlagsereignisse durch die Entfernung der Stationen dafür sorgen, dass nur von einer Station Niederschlagsmengen gemessen werden. Zum anderen spielt bei diesem Vergleich auch das Messverfahren eine entscheidende Rolle. Während die Messung des *DWD* mit einem Niederschlagssammler mit Kippwaage erfolgt, misst der Clima Sensor US völlig berührungslos mithilfe eines Niederschlagsradars. Durch die gänzlich unterschiedlichen Messverfahren spielt die Messhöhe des Sensors bei diesem Vergleich keine Rolle.

Beim direkten Vergleich der Radarmessung mit der Messung des Niederschlagssammlers an der Station *Campuswetter* in Bezug auf die Messergebnisse des *DWD* wird deutlich, dass die

mittlere Messwertdifferenz des Radars um 0,03 mm/h höher liegt. Die Unterschiede, die aus den unterschiedlichen Messverfahren resultieren, werden in Kapitel 6.5 detailliert analysiert.

Abschließend lässt sich sagen, dass die prinzipielle Funktionsweise der radarbasierten Niederschlagsmessung in dieser Messstation über den Vergleich zu den Messwerten des *DWD* nachgewiesen ist. Die speziell am 30.12.18 aufgetretenen, nicht unerheblichen Differenzen müssen jedoch im Laufe der Arbeit weiter geprüft werden. Die Erprobung kann dennoch als erfolgreich angesehen werden.

5.7 Messergebnisse des Photovoltaik-Messsystems

In diesem Unterkapitel soll die Funktion des Photovoltaik-Messsystems überprüft und nachgewiesen werden. Da die Photovoltaikleistung keine klassische meteorologische Größe darstellt, kann hier kein Vergleich mit Messergebnissen der Station des *DWD* durchgeführt werden. Aus diesem Grund wird hier nur die Plausibilität der Messwerte überprüft. Hierzu kommen zwei Messwertdiagramme mit den Tagesverläufen des 14.10.2018 zum Einsatz. Dieser Tag ist hier dargestellt, da er den frühestmöglichen Zeitpunkt darstellt, an dem das Messsystem an der Messdatenerfassung in Betrieb gewesen ist und es sich um einen fast durchgängig sonnigen Tag handelte. Hierdurch kann ein weiter Bereich der maximalen Leistungsabgabe der Zellen überstrichen werden. Die Tagesverläufe bilden die abgegebene Leistung in Abhängigkeit der Himmelsrichtung mit den elektrischen Lasten 100 Ω (siehe Abb. 5–12) und 47 Ω (siehe Abb. 5–13) ab. In die Diagramme sind zusätzlich Sonnenaufgang, Sonnenhöchststand und Sonnenuntergang eingezeichnet (vgl. [116]). Anhand der beiden Messwertdiagramme wird deutlich, dass die Photovoltaikleistung ungefähr 30 bis 40 min nach Sonnenaufgang ansteigt. Hierbei ist zu Tagesbeginn erwartungsgemäß die Leistung der Zelle in östlicher Himmelsrichtung am größten. Dieser Anstieg wird jedoch im Zeitbereich zwischen 8:30 Uhr und 9:00 Uhr unterbrochen. Im Anschluss an den Einbruch steigt die Leistung der PV-Zelle in Ostrichtung steil an. Zeitgleich beginnt auch die Leistung der PV-Zelle in südlicher Himmelsrichtung anzusteigen. Bei einer Last von 47 Ω übersteigt die elektrische Leistung des Moduls in südlicher Richtung die des Moduls in östlicher Richtung ab ungefähr 9:45 Uhr. Bei der Last von 100 Ohm ist dies erst gegen 10 Uhr der Fall. Die PV-Zelle in südlicher Richtung erreicht in Abhängigkeit der Last zwischen 11:00 Uhr und 12:00 Uhr ihren Maximalwert. Dieser liegt für 47 Ω bei circa 4,8 W und für 100 Ω bei knapp unter 7 W.

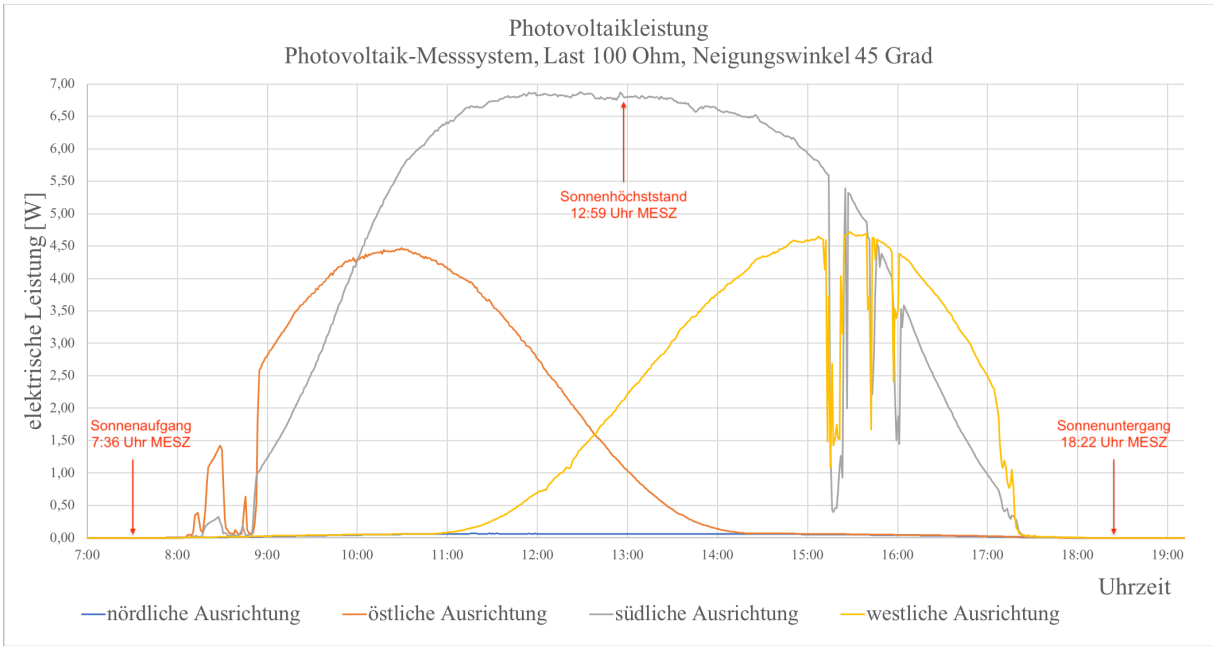


Abb. 5–12: Photovoltaikleistung Photovoltaik-Messsystem Last 100 Ohm am 14.10.2018

Bereits um 11:00 Uhr beginnt die Leistung der Zelle in westlicher Richtung anzusteigen, während die Leistung der Zelle in östlicher Richtung wieder abzunehmen beginnt. Die Zelle in südlicher Richtung befindet sich für beide Lasten auf einem fast konstanten Leistungsplateau. Für eine Last von 100 Ω beginnt dieses Plateau jedoch bereits ab 14:30 Uhr deutlich abzufallen, während es für eine Last von 47 Ω bis circa 16 Uhr fast konstant gehalten wird. Das Leistungsplateau ist damit für eine Last von 100 Ω mit circa 3,5 Stunden deutlich kürzer (ca. 3,5 Stunden) als das Plateau für eine Last von 47 Ω mit ungefähr sechs Stunden. Im Gegenzug ist die Leistung des Plateaus für 100 Ω mit knapp 7 W jedoch deutlich höher als das Plateau für 47 Ω mit nur circa 3,8 W. Unterbrochen werden beide Leistungsplateaus jedoch gleichsam von einigen Einbrüchen zwischen 15:00 Uhr und 16:00 Uhr. Für beide Lasten überschreitet die Leistung der Zelle in westlicher Richtung außerdem ab einer bestimmten Uhrzeit die Leistung der Zelle in südlicher Richtung. Für eine Last von 100 Ω erfolgt dies gegen 15:40 Uhr und für 47 Ω bereits um 14:30 Uhr. Für beide Lasten beträgt die Leistung unabhängig von der Himmelsrichtung ab circa 17:30 Uhr ungefähr 0 W, das heißt knapp eine Stunde vor Sonnenuntergang erzeugen die Zellen bereits keine nennenswerte Leistung mehr. Die Leistung aus nördlicher Richtung liegt für beide Lastfälle über den gesamten Tagesverlauf knapp oberhalb von 0 W. Der Maximalwert in dieser Richtung wird bei einer Last von 47 Ω um circa 13:00 Uhr erreicht und beträgt knapp 0,2 W.

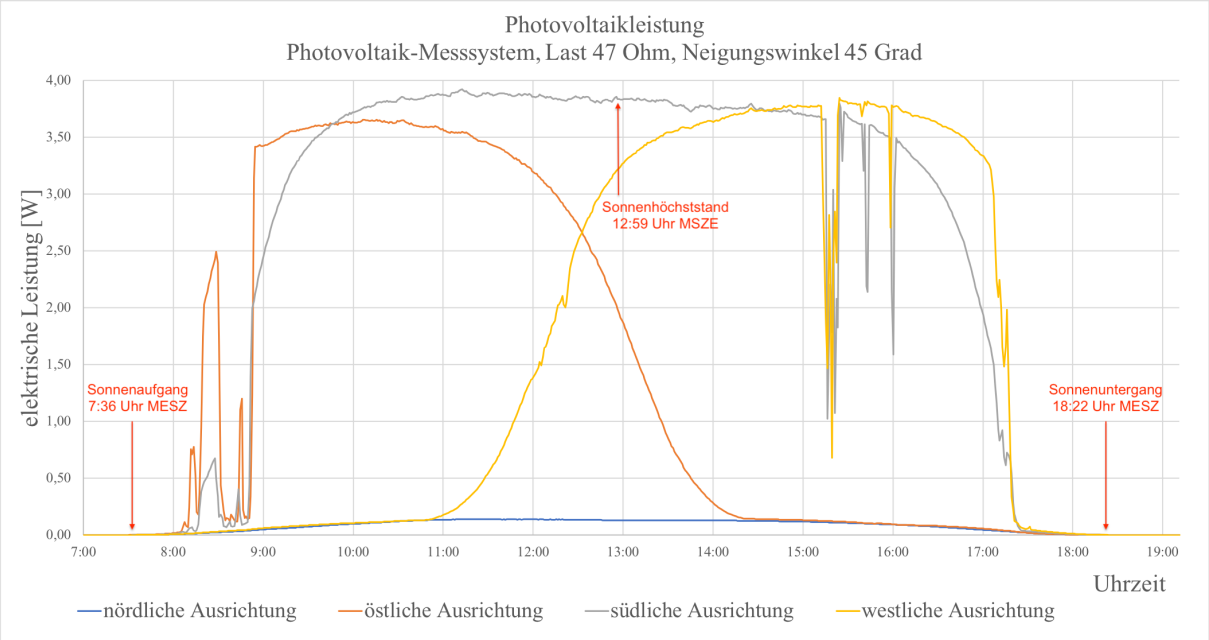


Abb. 5–13: Photovoltaikleistung Photovoltaik-Messsystem Last 47 Ohm am 14.10.2018

Anhand der Tagesverläufe in beiden Messwertdiagrammen wird deutlich, dass das realisierte Messsystem entsprechend der Spezifikationen funktioniert. So steigt entsprechend des Sonnenverlaufs zunächst die Leistung aus östlicher Richtung an, bevor in Abhängigkeit der Last die Leistung der Zelle in südlicher Richtung ansteigt. Mit der Veränderung des Sonnenstands von Osten nach Süden beginnt wie erwartet auch die Leistung in westlicher Richtung anzusteigen. Im weiteren Verlauf des Sonnenstandes in Richtung Westen verringert sich entsprechend der Leistung der Zelle in südlicher Richtung, während die der Zelle in westlicher Richtung noch länger auf einem höheren Leistungsniveau gehalten wird. Die Sonne bestrahlt die Zelle in nördlicher Richtung niemals direkt, was sich in Form von sehr geringen Leistungswerten äußert. Die dort gemessenen Werte resultierend vornehmlich aus diffuser Reflexionsstrahlung an Umgebungsobjekten und der Atmosphäre.

Im Folgenden soll nun der Energieertrag der Zellen in Abhängigkeit der elektrischen Last und der Himmelsrichtung untersucht werden. Die erzielten Energieerträge für die beiden dargestellten Messwertdiagramme sind nachfolgend tabellarisch aufgelistet:

Himmelsrichtung		Nord	Ost	Süd	West	Summe
Energie [Wh]	**Last 100 Ω**	0,45	14,80	41,56	17,14	73,95
	Last 47 Ω	0,95	15,63	29,54	18.46	64,58

Tbl. 5–1: Energieertrag des Photovoltaik-Messystems am 14.10.2018 in Nord, Ost, Süd und West für die Lasten 100 Ohm und 47 Ohm

Die errechneten Energieerträge zeigen auf, dass die größte Energiemenge für den hier dargestellten Fall bei einer Last von 100 Ω in südlicher Ausrichtung erreicht wird. Hier wird ein Energieertrag von 41,56 Wh generiert, während in gleicher Ausrichtung mit einer Last von 47 Ω nur 29,54 Wh erreicht werden. In den Himmelsrichtungen Ost und West werden bei einer Last von 100 Ω dagegen lediglich 14,80 Wh beziehungsweise 17,14 Wh erzielt. Hier liegt der Energieertrag bei einer Last von 47 Ω knapp darüber. Der Energieertrag in nördlicher Richtung liegt unabhängig von der Last unterhalb von 1 Wh und ist damit nahezu vernachlässigbar.

Die Analyse der Energieerträge fördert hier zwei Erkenntnisse. Zum einen ist für diesen Standort eine Ausrichtung nach Süden mit einer Last von 100 Ω für den höchsten Energieertrag am besten geeignet. Zum anderen zeigen die Werte jedoch auch, dass über die Variation der Last die Energieerträge optimiert werden können. So wird zwar in südlicher Richtung der höchste Ertrag bei einer Last von 100 Ω erzielt, bei östlicher und westlicher Ausrichtung dagegen ist der Ertrag mit 47 Ω höher. Die hier erzielten Energieerträge bestätigen damit die Notwendigkeit und Aufgabe eines MPP-Trackers, welcher den Ertrag der Anlage durch eine optimale Lastanpassung erhöht.

5.8 Zusammenfassung und Fazit

In diesem Kapitel wurde die Funktionsfähigkeit der meteorologischen Messstation *Campuswetter* nachgewiesen. Hierzu wurden die gesammelten Messwerte mit Messwerten der Messstation des *DWD* in Magdeburg verglichen. Der Vergleich erfolgt dabei über einen Zeitraum von zwei Wochen (17.12.18 bis 31.12.18) anhand von Messwertdiagrammen. Ausgenommen von diesen Vergleichen sind jedoch der UV-Sensor und das Photovoltaik-Messsystem, da der *DWD* am Standort Magdeburg hierfür nicht über die nötige Sensorik verfügt. Für diese beiden Sensoren wurde aus diesem Grund nur eine unabhängige Plausibilitätsprüfung anhand von Sonnenaufgang, Sonnenhöchststand und Sonnenuntergang durchgeführt. Diese ergaben die Funktionsfähigkeit beider Systeme. Bei der vergleichenden Darstellung der Messwerte des *DWD* mit den Messwerten des *Campuswetters* konnte eine nahezu ideale Übereinstimmung bei fast allen Sensoren festgestellt werden. Die als gering zu bezeichnenden Abweichungen konnten zum einen über die geografisch unterschiedliche Lage und zum anderen über andere Messbedingungen erklärt werden. Lediglich bei der radarbasierten Niederschlagsmessung und der Windmessung konnten nennenswerte Differenzen festgestellt werden, die im folgenden Kapitel näher untersucht werden.

Abschließend lässt sich damit sagen, dass die meteorologische Messstation *Campuswetter* vollumfänglich funktionsfähig ist. Die Station ist damit erprobt und die Messwerte sind anhand zertifizierter Vergleichswerte evaluiert.

6 Vergleich, Korrelation und Diskussion der Messergebnisse (Hörnlein)

6.1 Einleitung

Nach erfolgreicher Erprobung und Evaluation der Messstation werden in diesem Kapitel die Messergebnisse der eingesetzten Sensoren miteinander verglichen. Hierbei erfolgt zum einen eine Korrelation der Messergebnisse von Sensoren, die die gleiche Messgröße erfassen, deren Messung aber auf einem anderen Messverfahren basiert. Dies ist beispielsweise beim Vergleich der radarbasierten Niederschlagsmessung des Clima Sensor US mit der Kippwaagen-Messung des Niederschlagssammlers der Fall. Der Vergleich soll dazu dienen, die Messergebnisse der kompakten Wetterstation durch die Referenzsensorik zu validieren. Darüber hinaus werden jedoch auch Messergebnisse verglichen und diskutiert, die zwar prinzipiell zur gleichen meteorologischen Kategorie gehören, aber keine direkte Äquivalenz aufweisen. Hierbei wird beispielsweise die durch den Clima Sensor US erfasste Helligkeit mit der UV-Strahlung korreliert. Die Reihenfolge innerhalb dieses Kapitels orientiert sich, abgesehen von der Korrelation der akustischen Temperaturmessung mit der klassischen berührenden Temperaturmessung, an der Reihenfolge der eingeführten Sensoren in Kapitel 4.3. Der Vergleich und die Diskussion stützen sich jeweils auf ein oder mehrere Diagramme, welche die zu vergleichenden Größen in einem repräsentativen Zeitraum darstellen. Anhand der zugehörigen Messwerte wird zunächst die grundsätzliche Korrelation der zu vergleichenden Messergebnisse mithilfe des *Rangkorrelationskoeffizienten nach Spearman* (siehe [119, p. 17 ff.]) geprüft. Dieses Verfahren prüft jedoch nur den monotonen Zusammenhang zwischen den zu vergleichenden Größen und bildet damit nur eine erste Orientierung für die Korrelation zweier Variablen. Das Ergebnis dieser Berechnung ist ein skalarer Zahlenwert und gibt beispielsweise an, ob die UV-Strahlung monoton mit der Helligkeit ansteigt. Da bei der Messung der gleichen Messgröße mit unterschiedlichen Messverfahren jedoch eine prinzipielle Korrelation anzunehmen ist, erfolgt dort anschließend eine detailliertere Analyse auf Basis des *Bland-Altman-Diagramms* (vgl. [120] und [121]). Dieses ist speziell für den Vergleich unterschiedlicher Messmethoden entwickelt worden und gibt unter anderem Aufschluss darüber, ob eines der Messverfahren systematisch zu höheren Messwerten tendiert, oder ob die Abweichungen zwischen den Verfahren von der Höhe der Messwerte abhängig sind. Anhand der Messwertdiagramme und Korrelationen werden dann eventuell vorhandene Vor- und Nachteile der Messverfahren abgeleitet und Optimierungen vorgeschlagen.

6.2 UV-Strahlung (UV-Sensor) und Helligkeit (Clima Sensor US)

Innerhalb dieses Kapitels soll untersucht werden, wie gut die Tagesverläufe von Helligkeit und UV-Strahlung miteinander korrelieren und wo es zu Unterschieden kommt. Hierbei wird auch untersucht, ob anhand einer der Größen eine zuverlässige Aussage über die andere Größe getroffen werden kann. Damit ist gemeint, ob sich beispielsweise anhand der vorherrschenden Helligkeit, welche bekanntlich stark von Bewölkung abhängt, eine zuverlässige Aussage über die UV-Strahlung treffen lässt. Der Vergleich von Helligkeit und UV-Strahlung erfolgt ausgehend von den Messergebnissen des Clima Sensor US und des UV-Sensors. Beide ermitteln die Messgrößen mithilfe von Fotodioden. Im Falle des Clima Sensor US sind diese auf den sichtbaren Wellenlängenbereich des menschlichen Auges (380 nm – 780 nm) angepasst. Die Fotodioden des UV-Sensors dagegen bedienen den Wellenlängenbereich von 265 nm bis 400 nm (UVA- und UVB-Strahlung). Der Vergleich und auch die spätere Berechnung der Korrelation dieses Kapitels stützen sich auf zwei unabhängige Tagesdatensätze, aus denen separate Messwertdiagramme berechnet worden sind. Zum einen sind die zu vergleichenden Größen für den 14.10.2018 dargestellt, bei welchem es sich um einem sonnigen Spätsommertag handelte, wie die Helligkeitswerte von mehr als 100 kLux zeigen

(siehe Abb. 6–1). Darüber hinaus werden die Messwerte aber auch für einen wechselnd bewölkten Wintertag mit leichten Niederschlägen (2 mm/Tag) im Januar korreliert (siehe Abb. 6–2), an welchem die Helligkeit teils unter 25 kLux gelegen hat. Für die Darstellung des Sommertages wäre ein Datensatz aus den Monaten Juli und August zwar repräsentativer, für diesen Zeitraum liegen jedoch keine Messdaten der UV-Strahlung vor.

Trotz der zueinander verschobenen Wellenlängenbereiche der Fotodioden lässt sich anhand der beiden Messwertdiagramme wie erwartet feststellen, dass die Tagesverläufe der Messwerte in ihrer prinzipiellen Form miteinander korrelieren. Es zeigt sich, dass sowohl die Helligkeit als auch die UV-Strahlung ab Sonnenaufgang zunehmen, zur Mittagszeit ihren Maximalwert erreichen (zw. 12:00 Uhr und 13:00 Uhr) und dann bis zum Sonnenuntergang kontinuierlich wieder abnehmen. Bei der detaillierten Analyse des sonnigen Tages wird deutlich, dass Helligkeit und UV-Strahlung gemeinsam gegen 7:45 Uhr ansteigen, wobei hier die Steigung der Helligkeit noch deutlich schwächer ausfällt als die der UV-Strahlung. Zwischen 8:30 Uhr und 8:50 Uhr lässt sich dann ein plötzlicher Einbruch der Helligkeit erkennen, welcher sich nicht in der UV-Strahlung widerspiegelt. Ein weiterer kurzer Einbruch der Helligkeit ist gegen 11:40 Uhr zu verzeichnen. Auch dieser Einbruch hat keinen erkennbaren Einbruch der UV-Strahlung zur Folge. Diese beiden Einbrüche sind demnach auf eine Verschattung zurückzuführen, von welcher die UV-Strahlung nicht direkt betroffen ist. Im Gegensatz zu den bisherigen Einbrüchen der Helligkeit lässt sich gegen 14:10 Uhr ein kurzzeitiger Rückgang der UV-Strahlung (sowohl UVA als auch UVB) erkennen, welcher sich nicht in der Helligkeit widerspiegelt. Da die UV-Strahlung jedoch einen sonst sehr konstanten Tagesgang aufweist, lässt sich dieser kurzzeitig abweichende Messwert anhand des Diagramms nicht erklären. Im Laufe des Nachmittags (ab 14:00 Uhr) sind sowohl Helligkeit als auch UV-Strahlung rückläufig, wobei die UV-Strahlung im Zeitbereich bis 17 Uhr einen nahezu linearen Verlauf aufweist. Die Helligkeit nimmt bis ungefähr 15:45 Uhr mit der gleichen Steigung ab, wie sie am Vormittag zugenommen hat. Diese Steigung verringert sich jedoch bis 17:10 Uhr, wo ein abrupter Abfall der Helligkeit festzustellen ist. Um 18:15 Uhr erreichen sowohl die Helligkeit als auch die UVA-Strahlung einen Messwert von 0 Lux beziehungsweise 0 W/m^2. Die UVB-Strahlung dagegen erreicht erst gegen ungefähr 18:30 Uhr die Untergrenze von 0 W/m^2, da ihre Steigung im Laufe des späten Nachmittags leicht zurückgeht. Abgesehen von einigen kurzen Einbrüchen zeigt sich an einem sonnigen Tag demnach ein sehr gleichmäßiger und augenscheinlich gut korrelierender Verlauf beider Größen.

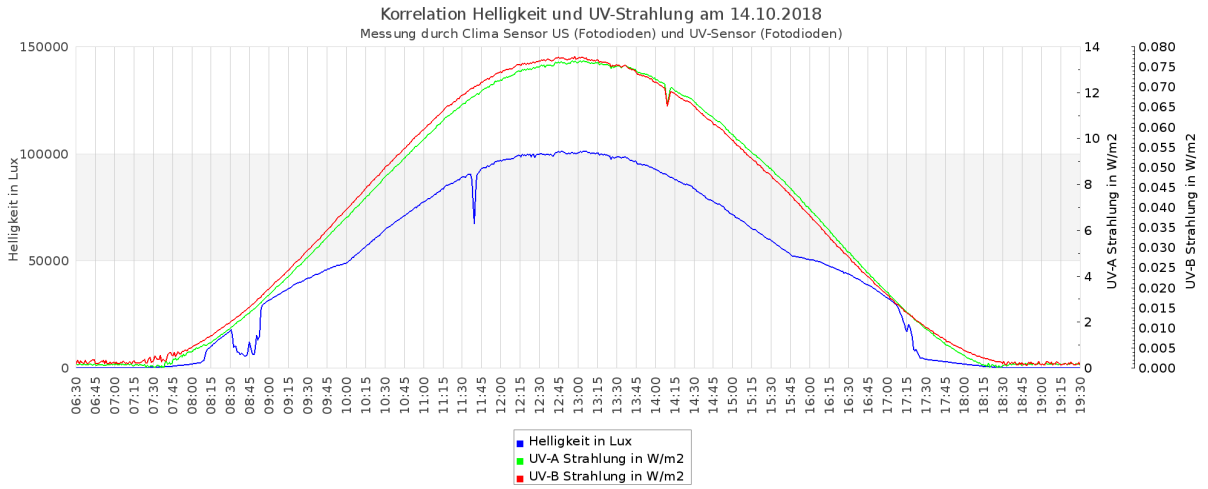


Abb. 6–1: Tagesverlauf UV-Strahlung und Helligkeit am 14.10.2018, Clima Sensor US und UV-Sensor

Bei der genaueren Betrachtung von Helligkeit und UV-Strahlung an einem wechselnd bewölkten Wintertag und leichten Niederschlägen zeigt sich ein weit weniger gleichmäßiger Tagesgang (siehe Abb. 6–2). Durch den späteren Sonnenaufgang in den Wintermonaten beginnt wie erwartet auch der Anstieg von Helligkeit und UV-Strahlung um knapp eine Stunde

verspätet gegen 8:15 Uhr. Die Helligkeit steigt dabei zunächst sehr langsam an und nimmt ab circa 9:15 Uhr bis zu einem Wert von 20 kLux stark zu. Die Steigung der UV-Strahlung ist deutlich gleichmäßiger, jedoch von einem "Rauschen" überlagert, welches beim vorherigen Tagesverlauf nicht festzustellen ist. Ab ungefähr 9:30 Uhr driften die Messwerte von Helligkeit und UV-Strahlung deutlich auseinander. Während hier die Helligkeit bewölkungsbedingt bis circa 11:15 Uhr um einen Wert von 30 kLux pendelt, steigt die UV-Strahlung weiterhin kontinuierlich an. Erst nach 11:15 Uhr, wenn die Helligkeit unter 25 kLux einbricht, nimmt auch die Steigung der UV-Strahlung ab. Ab ungefähr 11:45 Uhr scheint die Bewölkung rückläufig zu sein, was sich durch einen Anstieg der Helligkeit bemerkbar macht. Zeitgleich nimmt auch die Steigung der UV-Strahlung zu. Hierbei liegt die Steigung der Helligkeit erneut deutlich höher als die der UV-Strahlung. Zwischen 12:15 Uhr und 12:30 Uhr erreichen beide Größen ihren maximalen Wert, was durch den gemeinsamen Peak deutlich wird. Hieran anknüpfend sind beide Größen rückläufig, wobei die UV-Strahlung kontinuierlich abnimmt, während die Helligkeit von einigen lokalen Minima und Maxima durchzogen ist.

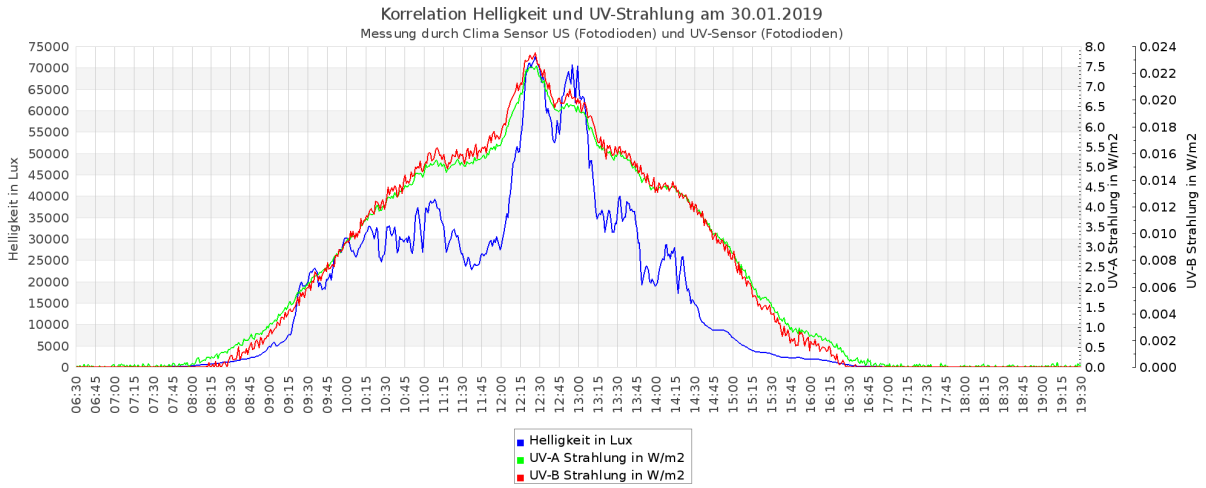


Abb. 6–2: Tagesverlauf UV-Strahlung und Helligkeit am 30.01.2019, Clima Sensor und US UV-Sensor

Legt man die Tagesverläufe beider betrachteter Tage direkt übereinander, zeigt sich bei der UV-Strahlung abgesehen vom überlagerten Rauschen ein ähnlicher Verlauf. Bedingt durch die unterschiedlichen Jahreszeiten jedoch mit geringeren maximalen Strahlungswerten. Bei der Helligkeit dagegen machen sich erhebliche Unterschiede bemerkbar, welche durch die Bewölkung hervorgerufen werden und sich als kurze starke Einbrüche zeigen. Anhand der beiden Messwertverläufe lässt sich also erkennen, dass es sich bei der Helligkeit um eine stark bewölkungsabhängige Größe handelt, während die UV-Strahlung augenscheinlich nur schwach von der Bewölkung beeinflusst wird.

Betrachtet man jedoch das Absorptionsspektrum von Wasser (siehe Abb. 6–3), aus welchem Wolken zum großen Teil bestehen, lässt sich dieses Verhalten nicht direkt erklären, da die minimale Absorption nicht im Bereich der UV-Strahlung, sondern eher im Bereich 500 nm liegt. Die Wellenlänge von 500 nm entspricht dabei der Lichtfarben grün und blau und gehört somit zum Wellenlängenbereich des sichtbaren Lichts und wird der Messgröße Helligkeit zugeordnet. Dies würde damit bedeuten, dass die UV-Strahlung durch die Wolken stärker gedämpft werden müsste als die Wellenlängen des sichtbaren Lichtes. Die bereits dargestellte Messkurve zeigt jedoch eher ein entgegengesetztes Verhalten. Die Tatsache, dass die UV-Strahlung durch die Wolken gedämpft wird, ist dabei jedoch richtig. Hierbei ist jedoch vornehmlich die Dicke der Wolke entscheidend, da es Abhängigkeit der Dicke zu einer Dämpfung von 10 bis 90 % kommt (vgl. [122]). Eine große Rolle spielt jedoch auch, ob die Wolkendecke geschlossen ist. Eine dichte und dicke Wolkenschicht schützt damit effektiv vor UV-Strahlung. Bei einer dünnen und eventuell sogar durchbrochenen Wolkenschicht ändert sich dies jedoch. Hier durchbricht die UV-Strahlung die Wolken mit nur wenig Dämpfung.

Darüber hinaus finden Reflexionen und Streuungen an den Wolken statt, welche die UV-Strahlung häufig verstärken (vgl. [123, p. 29]). Dies führt gerade an Randbereichen von Schönwetterwolken (Schäfchenwolken) zu oftmals höheren UV-Strahlungswerten als bei unbewölktem Himmel (vgl. [122]). Zu dem Fall der nicht durchgängigen und eher dünnen Bewölkung scheint es am 31.01.2019 speziell im Zeitbereich zwischen 10:00 Uhr und 12:00 Uhr gekommen zu sein, da bei einer dichteren Bewölkung vermutlich die UV-Strahlung weiter eingebrochen wäre.

Abschließend muss hier festgehalten werden, dass die UV-Strahlung gerade an sonnigen Tagen mit leichter Bewölkung nicht unterschätzt werden sollte, da eine Verschattung häufig mit sogar steigenden Strahlungswerten einhergeht. Das menschliche Auge suggeriert hier jedoch durch einen Rückgang der Helligkeit eine Abnahme der Strahlung. Es kann somit gerade bei leichter Bewölkung nicht zuverlässig von einer Größe auf die andere Größe geschlossen werden.

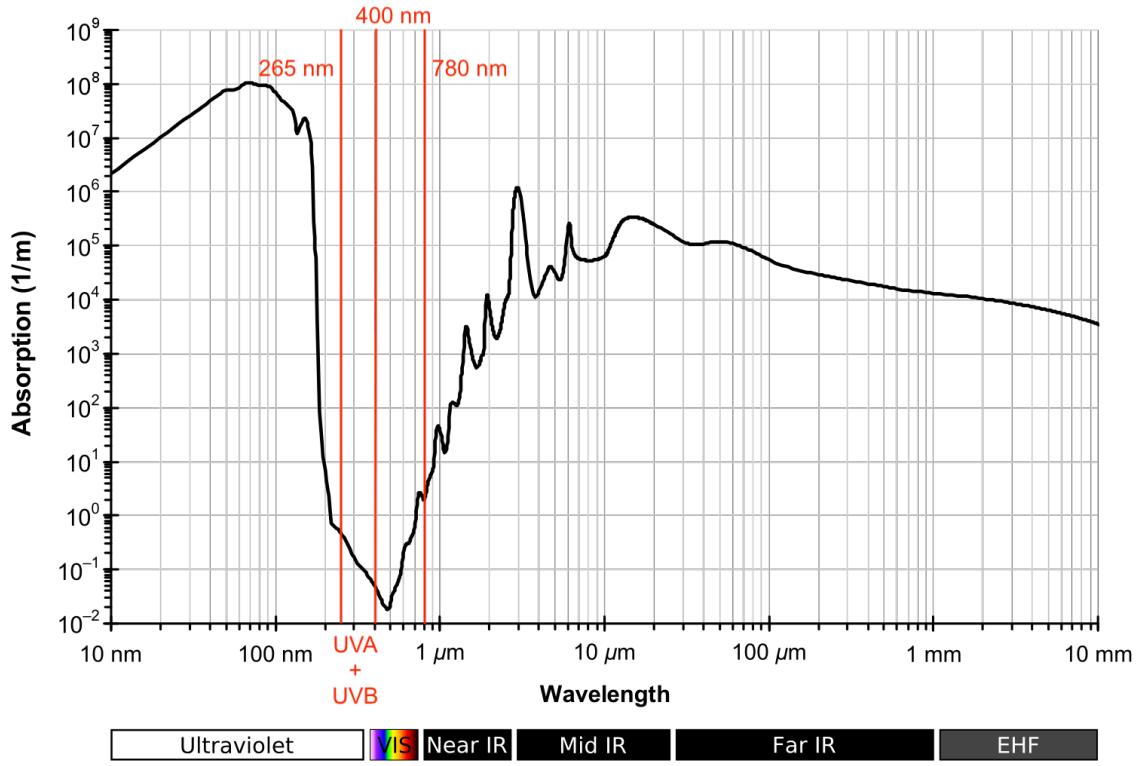


Abb. 6–3: Absorptionsspektrum von Wasser (Quelle:[124]*)*

Im Folgenden soll mathematisch die Korrelation von Helligkeit und UV-Strahlung beider Tagesverläufe bestimmt werden. Der Zusammenhang zweier Messreihen kann mathematisch unter anderem über den *Korrelationskoeffizient nach Pearson* oder den *Rangkorrelationskoeffizient nach Spearman* abgeschätzt werden. Algebraisch gesehen sind beide Koeffizienten äquivalent, wobei der zweitgenannte aufgrund einer vorherigen Rangzuordnung auch ohne Normalverteilung der Messwerte angewendet werden darf. Die anschließende Berechnung des Koeffizienten stützt sich nur noch auf den Rang eines Messwertes, wodurch die Abstände zwischen den Messwerten keine Rolle mehr spielen. Der große Unterschied in der Aussagekraft der Koeffizienten liegt darin, dass der *Pearson-Koeffizient* den linearen Zusammenhang misst, während der *Spearman-Koeffizient* Auskunft über den monotonen Zusammenhang gibt. Das Wort monoton bedeutet in diesem Zusammenhang, dass sich die beiden Messgrößen zwar in die gleiche Richtung bewegen, dies aber nicht unbedingt mit einer konstanten Rate tun (vgl. [125]). Da für die hier eingesetzten Messwerte von Helligkeit und UV-Strahlung des sonnigen Tages (14.10.2018) keine Normalverteilung vorliegt, wie die zugehörigen Histogramme mit integrierter idealer Normalverteilungskurve zeigen (siehe Abb. 6–4, Abb. 6–5, und Abb. 6–6), sollte die *Pearson-*

Korrelation nicht eingesetzt werden. Die Bedingung für den Einsatz der *Spearman-Korrelation* ist dagegen nur eine metrische Skalierung der Variablen, das heißt die zu prüfenden Variablen müssen sich als Zahlenwerte ausdrücken lassen (vgl. [126, p. 13 ff.]). Diese Bedingung ist hier zweifelsfrei gegeben, weshalb die Spearman-Korrelation angewendet wird.

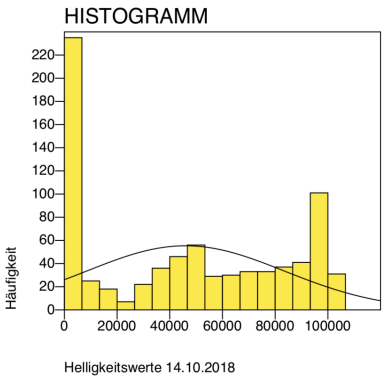


Abb. 6–4: Histogramm mit Normalverteilungskurve Messwerte Helligkeit 14.10.2018

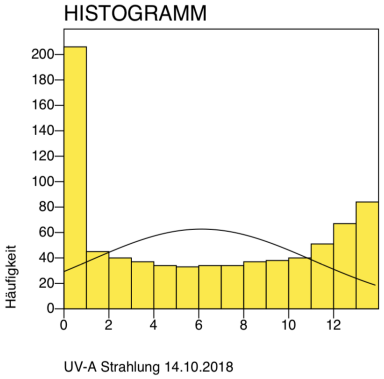


Abb. 6–5: Histogramm Messwerte mit Normalverteilungskurve UVA-Strahlung 14.10.2018

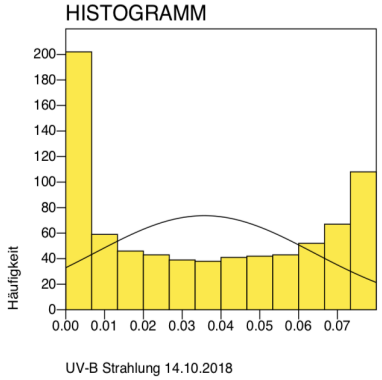


Abb. 6–6: Histogramm mit Normalverteilungskurve Messwerte UVB-Strahlung 14.10.2018

Um eine gute Vergleichbarkeit zu erzielen, wird unabhängig von der Normalverteilung auch für alle weiteren Vergleiche dieses Kapitels die *Spearman-Korrelation* eingesetzt. Die nötigen Berechnungsschritte werden in diesem Kapitel einmalig beispielhaft vorgestellt und erläutert und dann als bekannt vorausgesetzt. Zunächst ist eine Nullhypothese (H_0) und eine Alternativhypothese (H_1) aufzustellen (vgl. [127]). Die Nullhypothese stellt dabei eine Aussage dar, von der ohne konkrete Kenntnisse ausgegangen wird. In diesem Fall lautet die Nullhypothese, dass es keine nennenswerte Korrelation zwischen UV-Strahlung und der Helligkeit gibt. Die Alternativhypothese behauptet genau das Gegenteil und geht daher davon aus, dass eine klare Korrelation zwischen UV-Strahlung und Helligkeit gegeben ist. Ausgehend von den Hypothesen erfolgt die Berechnung der *Spearman-Korrelation*. Diese basiert auf der Rangzuweisung, das heißt, zunächst wird jedem Messwert einer Messreihe ein aufsteigender Rang in Abhängigkeit seiner Größe zugewiesen. Dies ist nachfolgend beispielhaft anhand von fiktiven Helligkeitswerten und UV-Strahlungswerten dargestellt (siehe Tbl. 6–1). Weisen mehrere Messwerte innerhalb einer Messreihe den gleichen Wert auf, wird eine Korrektur des Rangs durchgeführt, indem der mittlere Rang angegeben wird. Hierdurch bleiben jedoch, wie im Beispiel zu sehen, einige Ränge unbelegt und andere Ränge sind mehrfach vorhanden.

Messwert Helligkeit [kLux]	**Eigentlicher Rang**	**Korrigierter Rang (X)**	**Messwert UVA - Strahlung $[W/m^2]$**	**Eigentlicher Rang**	**Korrigierter Rang (Y)**
5	1	1	2,2	1	1
7	3	3	2,8	6	6
11	7	7	3,1	7	7
9	4	5	2,6	2	2,5
9	5	5	2,6	3	2,5
6	2	2	2,7	5	5
9	6	5	2,65	4	4
17	8	8	3,8	8	8

Tbl. 6–1: Berechnung Rangkorrelationskoeffizient nach Spearman, beispielhafte Rangzuweisung an fiktiven Helligkeits- und UV-Strahlungswerten

Nach der Bestimmung der Ränge muss der arithmetische Mittelwert aller Ränge einer Messreihe (X bzw. Y) berechnet werden. Diese betragen für alle drei Messreihen des 14.10.2018 und des 30.01.2019 genau 390,5. Im Anschluss daran erfolgt mit der folgenden Gleichung (siehe Gl. (6–1)) die Berechnung des Korrelationskoeffizienten. Als Randbedingung sei bemerkt, dass es sich bei der hier dargestellten Formel um die Form mit uneingeschränkter Gültigkeit handelt. Für den Fall, dass keine oder nur sehr wenige Messwerte den gleichen Rang aufweisen, vereinfacht sich die Gleichung erheblich. Dies ist bei den aufgenommenen Messkurven jedoch nicht der Fall, weshalb Gl. (6–1) Anwendung findet. Aufgrund der großen Anzahl von 780 Messwerten pro Messreihe empfiehlt sich hier eine EDV-gestützte Berechnung.

$$r_s = \frac{\sum_{i=1}^{n}\left(R_{x_i} - \overline{R_x}\right) * \left(R_{y_i} - \overline{R_y}\right)}{\sqrt{\sum_{i=1}^{n}\left(R_{x_i} - \overline{R_x}\right)^2} * \sqrt{\sum_{i=1}^{n}\left(R_{y_i} - \overline{R_y}\right)^2}} \qquad (6–1)$$

$r_s = Rangkorrelationskoeffizient;\ n = Anzahl\ der\ Messpunkte;\ \overline{R_y}\ und\ \overline{R_x} = arithemtischer\ Mittelwert\ aller\ Ränge\ X\ und\ Y;$
$R_{x_i}\ und\ R_{y_i} = Rang\ des\ i-ten\ Werts\ von\ X\ bzw.\ Y$

Der aus dieser Berechnung resultierende Korrelationskoeffizient kann Werte zwischen "+1" und "-1" annehmen. Der Wert "+1" entspricht einer idealen positiven Korrelation (X steigt monoton mit Y) und "-1" einer idealen negativen Korrelation (X sinkt monoton mit dem Anstieg von Y). Bei einem Korrelationskoeffizienten von "0" liegt keine erkennbare Korrelation zwischen den beiden Messgrößen vor. Die Interpretation des Bereichs zwischen "0" und "1" ist unter anderem durch *Cohen* definiert und hängt stark von der Erwartung an die Korrelation ab. Wenn beispielsweise eine Korrelation völlig unerwartet ist, kann bereits ein Wert von "0,1" als hohe Korrelation interpretiert werden. Wird dagegen bereits vor Berechnung des Koeffizienten die Korrelation angenommen, sollte der Korrelationskoeffizient höher als 0,8 sein, um von einer hohen Korrelation sprechen zu können (vgl. [128] und [129, p. 535]). Für die hier betrachteten Messreihen ist die *Spearman-Korrelation* nachfolgend aufgelistet (siehe Tbl. 6–2). Die Korrelationskoeffizienten liegen sowohl für den sonnigen Spätsommertag als auch für den bewölkten Wintertag deutlich über 0,9.

Spearman Rangkorrelationskoeffizienz	**Helligkeit UVA-Strahlung**	**Helligkeit UVB-Strahlung**
14.10.2018	0,996	0,989
30.01.2019	0,966	0,968

Tbl. 6–2: Spearman-Rangkorrelationskoeffizient UV-Strahlung und Helligkeit für den 14.10.2018 und 31.01.2019

Für die Gültigkeit des Ergebnisses muss zunächst die aufgestellte Nullhypothese H_0 über einen Hypothesentest widerlegt werden. Es muss also geprüft werden, ob die Korrelation signifikant ist oder ob der errechnete Zusammenhang nur scheinbar und zufällig vorhanden ist (vgl. [130]). Zunächst wird hierfür die akzeptierte Irrtumswahrscheinlichkeit definiert. Diese wird auch als Signifikanzniveau bezeichnet und ist für dieses Kapitel auf einen Wert von $\alpha = 0{,}05$ festgelegt. Dieser Wert gibt an, dass mit einer Wahrscheinlichkeit von 5 % die Nullhypothese zurückgewiesen wird, obwohl sie wahr ist. Dies ist ein gängiger Wert innerhalb der Statistik und sollte auch für diese Korrelation tolerierbar sein. Für die Korrelation wird dann der *p-Wert* berechnet. Dieser gibt an, wie wahrscheinlich es ist, dass die erzielte Korrelation durch bloßen Zufall zustande gekommen ist. Der *p-Wert* wird maßgeblich durch die Größe der Stichprobe beeinflusst. Auch hier bietet es sich an, auf eine EDV-gestützt Berechnung mittels Statistiksoftware zurückzugreifen. Für die hier dargestellten Messreihen sind die *p-Werte* deutlich kleiner als 0,001, wie die nachfolgenden Ergebnisse auf Basis einer Berechnung mit dem Programm *PSPP* beispielhaft für den 14.10.2018 zeigen (siehe Tbl. 6–3 "Sig. (2-seitig)"). Somit kann die Nullhypothese verworfen werden und die Korrelationskoeffizienten gelten als signifikant. Es besteht demnach mathematisch ein sehr starker positiver monotoner

Zusammenhang zwischen der Helligkeit und der UV-Strahlung, was sich anhand des Tagesverlaufs vom 14.10.2018 bereits vermuten ließ. Überraschend ist jedoch, dass der Korrelationskoeffizient für den 30.01.2019 nur wenig geringer ausfällt als für den sonnigen Tag. Auch hier lässt sich zwar im Diagramm ein prinzipieller Zusammenhang beider Größen erkennen, die Korrelation spiegelt jedoch nicht das Auseinanderdriften der Kurven bei zunehmender Bewölkung wider. Dies zeigt deutlich, dass der Korrelationskoeffizient nur dazu dienen kann eine Abschätzung über die Korrelation zweier Variablen zu treffen. Es empfiehlt sich demnach immer, auch einen hohen Korrelationskoeffizienten kritisch zu hinterfragen und zu korrelierende Messwerte vorher grafisch darzustellen. Zu den dargestellten Angaben der Korrelationstabelle (Tbl. 6–3) ist zu sagen, dass die eingegebenen Daten bereits mit dem zugehörigen Rang versehen sind. Aus diesem Grund ist es legitim die *Pearson-Korrelation* zu nutzen, da beide Verfahren algebraisch äquivalent sind.

Korrelationen

		Helligkeit	*UV-A-Strahlung*	*UV-B-Strahlung*
Helligkeit	*Pearson Korrelation*	1.00	1.00	.99
	Sig. (2-seitig)		.000	.000
	N	780	780	780
UV-A-Strahlung	*Pearson Korrelation*	1.00	1.00	.99
	Sig. (2-seitig)	.000		.000
	N	780	780	780
UV-B-Strahlung	*Pearson Korrelation*	.99	.99	1.00
	Sig. (2-seitig)	.000	.000	
	N	780	780	780

Tbl. 6–3: Korrelation und Signifikanz von UV-Strahlung und Helligkeit für den 14.10.2018

Zusammenfassend lässt sich also sagen, dass aus mathematischer Sicht ein stark positiver Zusammenhang zwischen der Helligkeit und der UV-Strahlung besteht. Dieser kommt zustande, da beide Größen einen ähnlichen Tagesverlauf aufweisen, der gerade an sonnigen Tagen eine fast ideale Korrelation vermuten lässt. Wichtig hierbei ist jedoch, dass sich Verschattungen durch Wolken nicht gleichsam auf beide Größen auswirken. Während die Helligkeit schon bei wenig dichten Wolken oftmals stark einbricht, muss für einen zuverlässigen Schutz vor UV-Strahlung eine durchgängige und Dichte Wolkenschicht vorhanden sein. Dieser Effekt liegt darin begründet, dass die UV-Strahlung an durchbrochenen Wolken reflektiert und gestreut wird, wodurch es in leicht beschatteten Bereichen oftmals zu einem Anstieg der UV-Strahlung kommt (vgl. [122]). Das macht die UV-Strahlung zu einer stark unterschätzten Größe, da der Rückgang der Helligkeit oftmals suggeriert, dass auch die von der UV-Strahlung ausgehende Gefahr für die Haut rückläufig ist. Dies ist jedoch nicht der Fall, wie die Tagesgänge zeigen. Das Fazit dieser Untersuchung lautet daher, dass anhand der Helligkeit keine zuverlässige Aussage über die UV-Strahlung getroffen werden kann. Genauso wenig lässt sich durch die gemessene UV-Strahlung die vorherrschende Helligkeit genau bestimmen.

6.3 Windgeschwindigkeit (Clima Sensor US und Windgeschwindigkeitsgeber)

Innerhalb dieses Kapitels soll überprüft werden, wie gut die beiden Messverfahren der Windgeschwindigkeitsmessung dieser Messstation miteinander korrelieren. Der Vergleich erfolgt mithilfe der Messwerte der akustischen Messung des Clima Sensor US und denen des mechanischen Schalensternanemometers. Hierbei ist zu beachten, dass die Messwerte des Anemometers sekündlich und die des Clima Sensor US als Mittelwert einer Minute aufgezeichnet werden. Die Mittelwertbildung des Clima Sensor US erfolgt dabei bereits innerhalb des Messgerätes mithilfe eines gleitenden Mittelwertspeichers und einer Messgeschwindigkeit von 100 Hz (vgl. [26, p. 47]). Durch diese unterschiedlichen Messwertaufnahmeintervalle wird erreicht, dass sowohl die mittlere Windgeschwindigkeit einer Minute als auch Windgeschwindigkeitsspitzen (Böen) vermessen werden können. Zur folgenden Darstellung, Auswertung und Korrelation wird aus den sekündlichen Messwerten

des Schalensterns jedoch immer der Mittelwert einer Minute gebildet, um die Messergebnisse beider Sensoren vergleichbar zu machen. Trotz der nachträglichen Mittelwertbildung ist eine Verschiebung ("Offset") der beiden Messkurven zueinander festzustellen, wie der Tagesverlauf des 05.01.2019 zeigt (siehe Abb. 6–7). Hierbei scheint die akustische Messung grundsätzlich zu etwas höheren Messwerten zu tendieren als das mechanische Schalensternanemometer. Die Verschiebung zwischen den beiden Kurven liegt über den gesamten Tagesverlauf bei etwas weniger als 1 m/s. Abgesehen von dieser Verschiebung der Messkurven zueinander lässt sich jedoch eindeutig feststellen, dass beide Kurven über den gesamten Tag eine sehr ähnliche Form (Hüllkurve) aufweisen. So steigen beispielsweise beide Messkurven im Zeitbereich zwischen 00:00 Uhr und 03:00 Uhr synchron an, um dann bis ungefähr 6:00 Uhr wieder parallel abzufallen. Dieses Verhalten spricht für eine gute Korrelation der beiden Messverfahren.

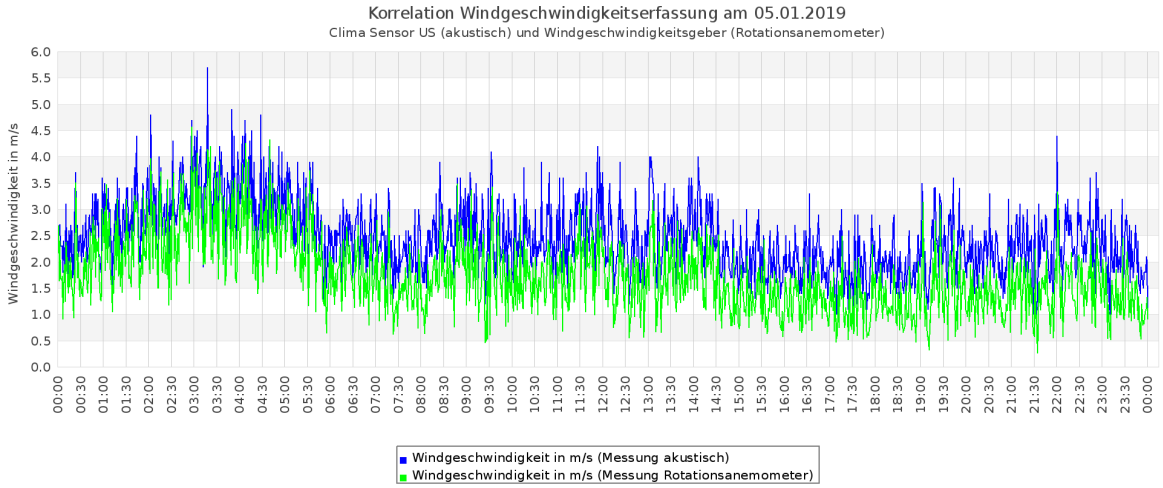


Abb. 6–7: Tagesverlauf Windgeschwindigkeit am 05.01.2019, Clima Sensor US (akustisch) und Rotationsanemometer

Aufgrund der hohen Dynamik der Windgeschwindigkeit lässt sich anhand der beschriebenen Messwertdiagramms nur der grobe Verlauf (Hüllkurve) der Messgrößen im Laufe des Tages ablesen. Um eine genauere Aussage über die Korrelation der beiden Messkurven treffen zu können, ist im Folgenden der Zeitbereich zwischen 03:00 Uhr und 04:00 Uhr aus dem Tagesverlauf extrahiert (siehe Abb. 6–8). Es wird die bereits geschilderte Verschiebung zwischen Windgeschwindigkeitsgeber und Clima Sensor US nochmals deutlich dargestellt und äußert sich ebenfalls in Form einer fast durchgehend höheren Windgeschwindigkeit bei der Messung durch den Clima Sensor US. Erstaunlich positiv zeigt sich jedoch die sehr ähnliche Form der beiden Messkurven, so liegen die meisten Windgeschwindigkeitsspitzen zeitlich genau übereinander, was nochmals die Übereinstimmung der Messmethoden unterstreicht.

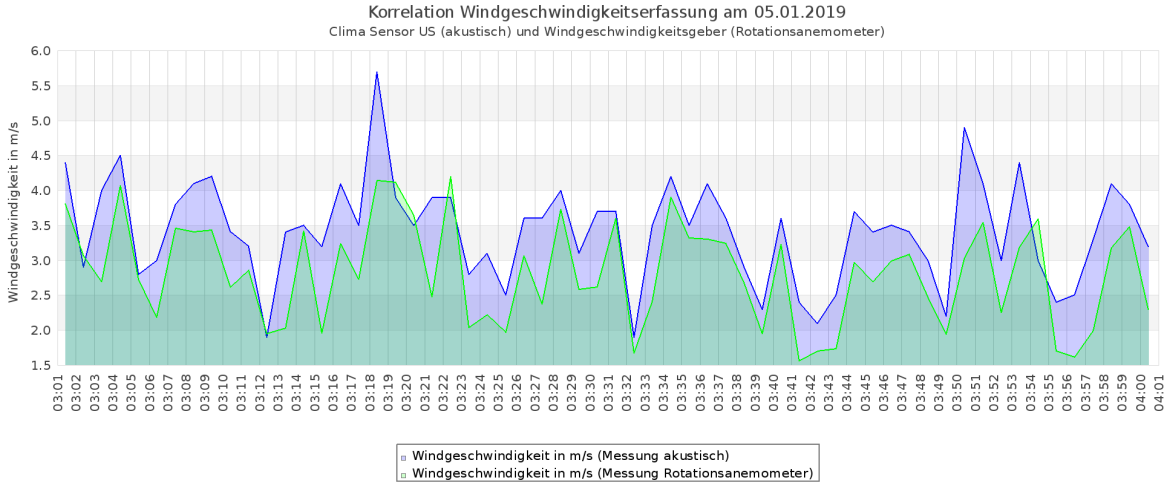


Abb. 6–8: Ausschnitt Tagesverlauf Windgeschwindigkeit am 05.01.2019 zwischen 03:00 Uhr und 04:00 Uhr, Clima Sensor US (akustisch) und Rotationsanemometer

Um die Messkurven und deren Verschiebung zueinander besser spezifizieren zu können, sind in der folgenden Tbl. 6–4 die Kennwerte Mittelwert, Maximalwert, Minimalwert und Standardabweichung der beiden Messreihen des Tagesverlaufs dargestellt:

Einheit [m/s]	**Mittelwert**	**Maximalwert**	**Minimalwert**	**Standardabweichung**
Clima Sensor US	2,46	5,70	1,00	0,68
Schalenstern	1,73	4,57	0,27	0,71
Absolutwert Differenz	0,73			

Tbl. 6–4: Kennwerte Mittelwert, Maximalwert, Minimalwert und Standardabweichung der Messreihen der Windgeschwindigkeit des Clima Sensor US und des Schalensterns

Anhand der dargestellten Werte wird deutlich, dass die ultraschallbasierte Messung eine im Mittel um 0,73 m/s höhere Windgeschwindigkeit misst als der Schalenstern. Darüber hinaus zeigt sich, dass die vom Clima Sensor US maximal gemessene Windgeschwindigkeit (5,7 m/s) ebenfalls über der des Schalensterns (4,57 m/s) liegt. Bei den Minimalwerten des Tages ergibt sich das gleiche Bild, hier liegt der minimale Messwert des Schalensterns mit 0,27 m/s deutlich unter dem der akustischen Messung mit 1,00 m/s. Interessanterweise streuen jedoch beide Verfahren fast im gleichen Maße um ihren Mittelwert, wie die Standardabweichung zeigt.

Für die voneinander abweichenden Messkurven lassen sich mehrere mögliche Gründe finden. Zum einen wäre eine ungleichmäßige Abschattung der Sensoren vom Wind durch die unterschiedliche Ausrichtung zueinander ein möglicher Störfaktor. So zeigt die Quertraverse, die als Träger für den Clima Sensor US dient nach Westen, während die des Schalensterns nach Süden ausgerichtet ist. Dies führt zu einer unterschiedlichen Abschirmung der Geräte durch den Mast. Ein weiterer wichtiger Faktor ist die Berührungslosigkeit der akustischen Messung, welche mit einem deutlich schnelleren Ansprechverhalten (höheren Dynamik) bei kurzen Windböen einhergeht. Dies führt bei kurzen Windböen zu höheren gemessenen Windgeschwindigkeiten durch die akustische Messung, da es das mechanische Schalensternanemometer aufgrund seiner Trägheit nicht schafft, in der Dauer der Böe die zugehörige Drehzahl zu erreichen. An Tagen mit vielen Windböen sorgt dieser Effekt für eine klar höhere mittlere Windgeschwindigkeit durch die akustische Messung. Darüber hinaus müssen zwei weitere Effekt beachtet werden. Zum einen wird beim Schalenstern eine minimale Windgeschwindigkeit von ungefähr 0,5 m/s für den Anlauf benötigt (vgl. [78, p. 9]). Zum anderen ist dieses Messverfahren nicht rückwirkungsfrei, weshalb ein Teil der Windenergie innerhalb der Lagerung des Schalensterns in Wärme statt in Drehzahl umgesetzt wird.

Um die Korrelation zwischen den beiden Messkurven beurteilen zu können, wird zunächst der *Rangkorrelationskoeffizient nach Spearman* für den gesamten Tagesverlauf berechnet. Für diesen ergibt sich mit der bereits aus dem letzten Kapitel bekannten Berechnungsmethode ein Wert von 0,71, was für eine mittlere bis starke monotone Abhängigkeit der beiden Verläufe spricht. Die Signifikanz des Korrelationskoeffizienten ist durch einen p-Wert << 0,01 klar gegeben. Aufgrund der Tatsache, dass die gleiche meteorologische Größe vermessen wird und der fast durchgehend parallelen Verläufe der Messkurven, wäre hier jedoch mit einem höheren Wert zu rechnen gewesen. Die Gründe für die Dämpfung des Koeffizienten können unter anderem in einer zeitweise unterschiedlichen Anströmung und damit unterschiedlichen Windverschattung der beiden Sensoren liegen. Diese kann zu temporär unterschiedlichen Messwerten führen, was die Korrelation dämpft. Auch das trägere Hochdrehen des Schalensterns bei kurzen Windböen wirkt sich durch einen leichten zeitlichen Versatz negativ auf die Korrelation aus. Der dauerhafte Offset dagegen spielt für die *Spearman-Korrelation* eine untergeordnete Rolle, da nur der monotone Zusammenhang zwischen den Messreihen betrachtet wird. Dies führt dazu, dass der Korrelationskoeffizient auch den gleichen Wert hätte, wenn man eine der Messreihen mit einem konstanten Vorfaktor multiplizieren würde (vgl.

[131]). Der Korrelationskoeffizient gibt damit keine Auskunft über die Differenz beider Verfahren. Somit ist allein durch die *Spearman-Korrelation* keine Aussage darüber möglich, ob beide Verfahren äquivalent eingesetzt werden können. Um die Korrelation der beiden Messmethoden im dargestellten Zeitraum noch genauer und unter Berücksichtigung der Messwertdifferenz zu spezifizieren, werden die Messwerte im Folgenden in einem *Bland-Altman-Diagramm* dargestellt. Bei diesem handelt es sich um ein Streudiagramm, in welchem die Differenz zwischen beiden Messungen über dem Mittelwert der Messverfahren aufgetragen wird. Dieses Verfahren weist unter anderem die Vorteile auf, dass Streuer innerhalb der Messung sehr deutlich zutage treten und Tendenzen eines Messverfahrens zu höheren Werten direkt abgelesen werden können. Außerdem wird die Abhängigkeit der Messwertdifferenz von der Höhe des Messwertes deutlich. Für die Erstellung eines solchen Diagrammes ist es wichtig, dass der Messwertevorrat der zu vergleichenden Messreihen genau gleich groß ist, damit Wertepaare gebildet werden können. Im hier vorliegenden Fall werden immer Wertepaare aus Messwerten gebildet, die zum gleichen Zeitpunkt aufgenommen worden sind. Da hier die mittlere Windgeschwindigkeit einer Minute über einen Zeitraum von 24 Stunden korreliert werden soll, ergeben sich 1440 Wertepaare. Aus jedem dieser Wertepaare wird dann sowohl die Differenz als auch der arithmetische Mittelwert berechnet und anschließend in das Diagramm eingetragen. Bei der Berechnung der Differenz stellen die Messwerte des Clima Sensor US den Minuenden und die Werte des Schalensterns den Subtrahenden dar. Bei einer Verschiebung der Punktwolke in Richtung positiver Differenzen lässt sich also eine Tendenz zu höheren Messwerten durch den Clima Sensor US ableiten. Tendiert die Punktwolke dagegen eher zu negativen Differenzen, entstammen die höheren Messwerte dem Rotationsanemometer. Als Auswertungshilfen werden in das Diagramm zusätzlich der Mittelwert der Differenz und die sogenannten *Limits of Agreement* (LoA) eingetragen. Die mittlere Differenz spiegelt dabei den arithmetischen Mittelwert der Differenzen aller Wertepaare wider, welcher bei einer idealen Korrelation der beiden Messungen genau 0 m/s beträgt. Dies würde bedeuten, dass zu keinem Zeitpunkt der Messung eine Differenz zwischen beiden Verfahren vorgelegen hat.

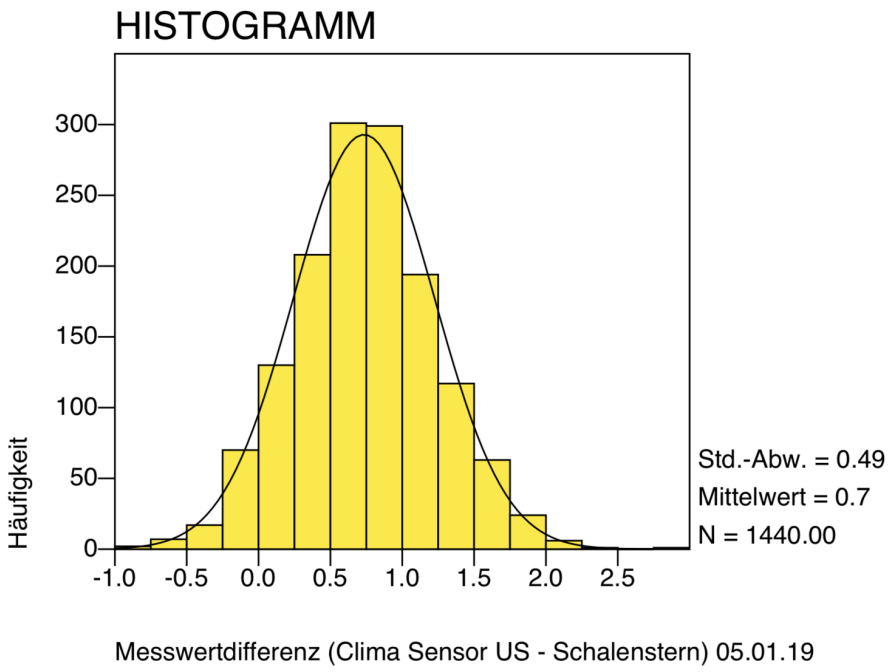


Abb. 6–9: Histogramm mit Normalverteilungskurve zum Nachweis der Normalverteilung der Messwertdifferenz (Clima Sensor US – Schalenstern) der mittleren Windgeschwindigkeit am 05.01.2019

Die *Limits of Agreement* werden auch als Akzeptanzschwellen bezeichnet und definieren ein durch *Bland und Altman* für dieses Verfahren festgelegtes Toleranzintervall, in welchem bei Normalverteilung (Gauß) der Messwertdifferenzen genau 95,44 % der Werte enthalten sind

(vgl. [131]). Das Intervall umfasst daher einen Bereich von ± 2 * Standardabweichung ausgehend vom Mittelwert der Differenz. Um die Intervallgrenzen (*LoA*) im Diagramm einzeichnen zu dürfen, muss zunächst die Normalverteilung nachgewiesen werden. Dies erfolgt hier zum einen mittels eines Histogramms (siehe Abb. 6–9), welches die tatsächliche Auftretenshäufigkeit der Differenzen und die zugehörige ideale Normalverteilung darstellt. Anhand des Diagramms wird deutlich, dass die Normalverteilung nahezu ideal erfüllt ist, da die Form des Histogramms der der theoretischen Normalverteilung entspricht. Zusätzlich zum Histogramm erfolgt ein rechnerischer Nachweis mittels des *Kolmogorov-Smirnoff-Tests*. Bei diesem Test wird die maximale Abweichung der realen Verteilung der Messwerte von der idealen Normalverteilung bestimmt. Liegt diese Abweichung unter dem für die Stichprobengröße definierten kritischen Wert, ist die grundsätzliche Bedingung der Normalverteilung erfüllt. Die vorher aufgestellte Nullhypothese, welche besagt, dass keine Normalverteilung vorliegt, darf dann verworfen werden (vgl. [127]). Dies ist zwar kein abschließender Beweis der Normalverteilung, soll hier in Kombination mit dem Histogramm als Nachweis jedoch ausreichen. Der kritische Werte kann für kleine Stichproben (< 35) mittels Tabellen bestimmt werden. Da der hier verwendete Datensatz mit 1440 Messwerten nicht mehr tabellarisch gelistet ist, erfolgt die Berechnung mittels folgender Gleichung:

$$K_\alpha = \sqrt{\frac{\ln\left(\sqrt{\frac{2}{\alpha}}\right)}{\sqrt{n}}} \tag{6–2}$$

$K_\alpha = kritischer\ Wert;\ \alpha = Signifikanzniveau;\ n = Größe\ der\ Stichprobe$

Bei dem hierin enthaltenen Signifikanzniveau (α) handelt es sich um die gleiche Angabe wie im vorherigen Kapitel. Das Signifikanzniveau gibt also auch hier an, wie hoch die Wahrscheinlichkeit ist, dass die Nullhypothese fälschlicherweise verworfen wird, obwohl sie richtig ist (vgl. [132]). Das Signifikanzniveau ist hier erneut auf einen Wert von $\alpha = 0{,}05$ festgelegt, da dies der gebräuchlichste Wert ist. Hieraus ergibt sich ein kritischer Wert von 0,036. Da die maximale Abweichung zwischen idealer Normalverteilung und tatsächlicher Verteilung der Messwerte mit 0,022 unter dem kritischen Wert liegt, ist die Normalverteilung zur Anwendung der *Limits of Agreement* hier ausreichend nachgewiesen. Die *Limits of Agreement*, welche sich mit der folgenden Gleichung (siehe Gl. (6–3)) berechnen lassen, dürfen somit für das *Bland-Altman-Diagramm* verwendet werden.

$$LoA = \overline{x_{Diff}} \pm 1{,}96 * \sigma_{Diff} \tag{6–3}$$

$LoA = Limit\ of\ Agreement;\ \overline{x_{Diff}} = Mittelwert\ der\ Differenz;\ \sigma_{Diff} = Standardabweichung\ der\ Differenz$

Der Wert $\overline{x_{Diff}}$ ist hier erneut der Mittelwert der Differenz (0,73 m/s), zu welchem die mit dem Faktor 1,96 gewichtete Standardabweichung der Differenz addiert beziehungsweise subtrahiert wird. Somit umfasst das Toleranzintervall einen Bereich von viermal der Standardabweichung der Differenz der Messwerte, welche für den Datensatz des 05.01.2019 ungefähr 0,49 m/s beträgt. Die *Limits of Agreement* errechnen sich für die untere Schwelle zu -0,23 m/s und für die obere zu 1,69 m/s. Diese geben damit an, dass 95,44 % der Differenzen der Messwerte innerhalb eines Streuungsbereichs von 1,92 m/s liegen. Entscheidend ist jedoch, dass diese Toleranzschwellen nur Auswertungshilfen sind und keinerlei Auskunft darüber geben, ob die Abweichungen zwischen den Messwerten ausreichend klein sind, damit beide Messverfahren äquivalent genutzt werden können. Um hierüber einer Aussage treffen zu können, müssen zusätzlich maximal zulässige Grenzwerte definiert werden, welche sich aus den Ansprüchen an die Genauigkeit der Messung ableiten.

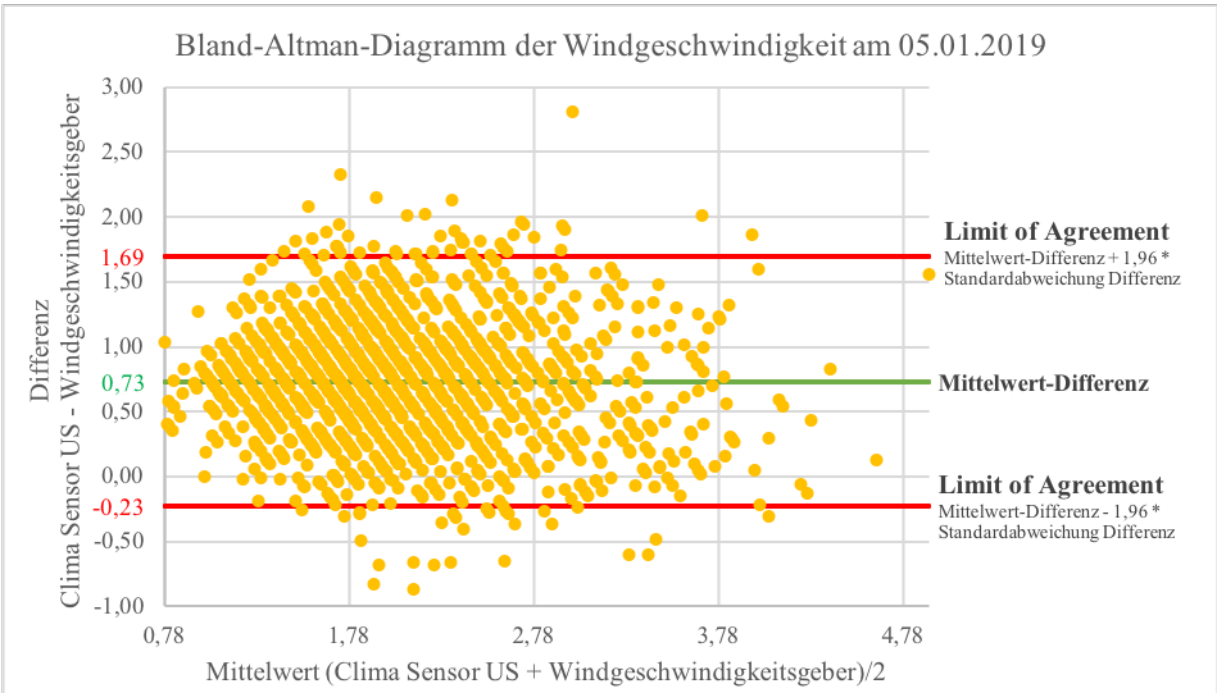


Abb. 6–10: Bland-Altman-Diagramm der Windgeschwindigkeitsmessung am 05.01.2019, Messwerte von Clima Sensor US und Rotationsanemometer

Trägt man die Differenz der Wertepaare über dem Mittelwert der Wertepaare auf und zeichnet zusätzlich den Mittelwert der Differenz und die *LoAs* ein, ergibt sich das folgende *Bland-Altman-Diagramm* (siehe Abb. 6–10). Das Diagramm macht bereits auf den ersten Blick deutlich, dass keine besonders starken Streuungen vorliegen, so liegt die maximale Differenz zwischen den Messwerten unterhalb von 3 m/s. Außerdem fällt auf, dass es keine Tendenz zu steigenden Differenzen bei steigenden Mittelwerten der Windgeschwindigkeit gibt. Darüber hinaus wird jedoch deutlich, dass die Punktwolke klar in Richtung positiver Differenzen tendiert. Dies bedeutet, dass die Messwerte des Clima Sensor US von einigen wenigen Ausnahmen abgesehen immer höher sind, als die des Windgeschwindigkeitsgebers. Das kann wie eingangs vermutet einerseits durch die unterschiedliche Ausrichtung der Sensoren, vor allem aber durch das berührungslose Messprinzip und das damit einhergehende deutlich bessere Ansprechverhalten bei kurzen Windböen begründet sein. Die berührungslose Messung weist darüber hinaus auch den Vorteil auf, dass für den Anlauf keine Kraft überwunden werden muss (Haftreibungskraft). Diese wird im Falle des Schalensterns erst bei Windgeschwindigkeiten von mindestens 0,5 m/s überwunden, wodurch sehr kleine Windgeschwindigkeiten mit diesem Sensor nicht messbar sind. Neben der Anlaufkraft ist bei der mechanischen Messung von Nachteil, dass dem Wind bereits für die reine Drehbewegung Energie entzogen wird, welche in der Lagerung des Schalensterns in Wärme umgewandelt wird. Die gemessene Windgeschwindigkeit des Schalensterns liegt damit nicht nur bei dynamischen Änderungen, sondern auch bei statischer Windgeschwindigkeit unterhalb der gemessenen Windgeschwindigkeit der akustischen Messung.

Diese statische Verringerung der gemessenen Windgeschwindigkeit lässt sich möglicherweise durch einen linearen Regressionsansatz approximieren. Hierbei wird versucht anhand der ausgewerteten Messdaten eine Gleichung aufzustellen, mit welcher sich die gemessene Windgeschwindigkeit des Ultraschall-Anemometers aus der gemessenen Windgeschwindigkeit des Schalensterns ergibt. Zur Prüfung des linearen Zusammenhangs werden zunächst die Datensätze beider Sensoren übereinander in einem Streudiagramm (sog. Scatterplot) aufgetragen (siehe Abb. 6–11). Das Streudiagramm zeigt, dass die Punktwolke näherungsweise eine breite Gerade bildet. Somit lässt sich eine Trendlinie (orange) in die Punktwolke legen, die den Zusammenhang beider Größen durch einen linearen mathematischen Ausdruck beschreibt.

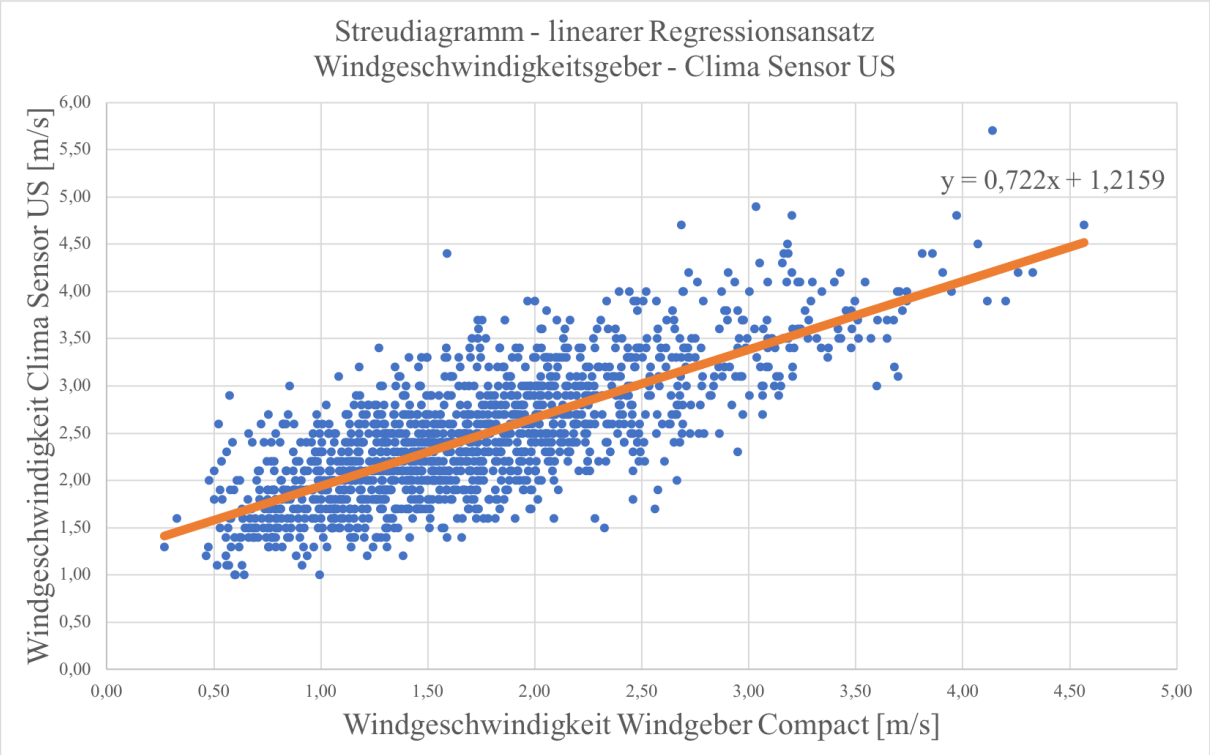


Abb. 6–11: Streudiagramm - linearer Regressionsansatz zur Berechnung der Windgeschwindigkeit des Clima Sensor US aus der Windgeschwindigkeit des Schalensterns

Für den hier analysierten Datensatz lässt sich die Windgeschwindigkeit des Clima Sensor US daher näherungsweise durch folgenden linearen Ausdruck aus der Windgeschwindigkeit des Schalensterns berechnen:

$$v_{w-US} = 0{,}722 * v_{w-Ss} + 1{,}2159 \frac{m}{s} \qquad (6\text{–}4)$$

$v_{w-US} = Windgeschwindigkeit\ Clima\ Sensor\ US\ \left[\frac{m}{s}\right]$; $v_{w-Ss} = Windgeschwindigkeit\ Schalenstern\ \left[\frac{m}{s}\right]$

Aufgrund der Breite der Punktwolke stellt das Ergebnis dieser Berechnung jedoch nur eine grobe Näherung dar und bildet auch nur den Windgeschwindigkeitsbereich zwischen 0,5 m/s und 4,5 m/s ab. Für ein noch aussagekräftigeres Ergebnis muss die lineare Regression für einen Datensatz mit größerem Wertebereich (Sturm) erneut berechnet werden.

Zusammenfassend lässt sich sagen, dass beide Messverfahren im analysierten Zeitbereich einen sehr ähnlichen Windgeschwindigkeitsverlauf aufweisen. Es lässt sich jedoch bereits im Messwertdiagramm erkennen, dass eine nahezu konstante Verschiebung zwischen beiden Messkurven vorliegt. Hierbei werden über den gesamten Zeitraum so gut wie immer höhere Windgeschwindigkeit durch das akustische Verfahren gemessen. Bestätigt wird dies durch die mathematische Korrelation anhand des *Bland-Altman-Diagramms,* welche eine klare Verschiebung der Punktwolke zu höheren Werten durch den Clima Sensor US zeigt. Die mittlere Messwertdifferenz beträgt dabei +0,73 m/s. Für diese Messwertdifferenz ist neben dem deutlich schnelleren Ansprechverhalten der akustischen Messung bei kurzen Windböen vor allem auch die Reibung in der Lagerung des Schalensterns und die nötigen Losbrechkraft aus dem Stillstand verantwortlich. Um eine grobe Einschätzung über den Einfluss von Losbrechkraft und Reibung in der Lagerung zu erhalten, ist eine lineare Regression durchgeführt worden. Diese hat ergeben, dass sich die Windgeschwindigkeit des Clima Sensor US über einen linearen Ansatz näherungsweise aus der Windgeschwindigkeit des Schalensterns errechnen lässt. Ein weiterer Grund für die höheren Messwerte des Clima Sensor US kann jedoch auch die unterschiedliche Ausrichtung der beiden Sensoren in Bezug auf den Mast sein.

Diese werden bei der aktuellen Anordnung in unterschiedlicher Richtung vom Wind abgeschirmt. Aus diesem Grund sollte hier zunächst die Ausrichtung optimiert und anschließend eine erneute Korrelation durchgeführt werden. Auch wäre eine Korrelation bei höheren Windgeschwindigkeiten interessant. Abschließend lässt sich jedoch sagen, dass speziell unter Berücksichtigung der sehr unterschiedlichen Messverfahren eine sehr gute, wenn auch nicht ganz ideale Korrelation zwischen beiden Messungen vorliegt. Aus diesem Vergleich lässt sich somit folgern, dass die akustische Messung dem mechanischen Schalenstern sowohl bei kurzen Windböen als auch bei statischen Windverhältnissen überlegen ist. Darüber hinaus kann mit diesem Verfahren auch die Windrichtung bestimmt werden und es sind keinerlei bewegte Teile nötig, was diese Art der Sensorik nahezu verschleiß- und wartungsfrei macht. Die ultraschallbasierte Messung stellt damit aus messtechnischer Sicht das bessere Verfahren dar. Erkauft werden diese Vorteile jedoch aktuell mit einem ungefähr doppelt so hohen Kaufpreis (Ultraschall-Anemometer ca. 2000 €, Schalenstern und Windfahne ca. 1000 €). Aus ökonomischer Sicht ist daher in Abhängigkeit der Anforderungen an das Messergebnis gegebenenfalls der klassische Schalenstern zu bevorzugen.

6.4 Windrichtung (Clima Sensor US und Windrichtungsgeber)

Der Vergleich der gemessenen Windrichtung wird im Folgenden anhand des beispielhaften Tagesgangs vom 20.11.2018 durchgeführt (siehe Abb. 6–12) und soll zeigen, wie gut die beiden eingesetzten Messverfahren miteinander korrelieren. Dieser Tagesgang ist hier ausgewählt, da an diesem Tag eine hohe mittlere Windgeschwindigkeit geherrscht hat und es darüber hinaus zu etlichen Windrichtungswechseln gekommen ist, was für einen aussagekräftigen Windrichtungsverlauf sorgt. Die dargestellten Messergebnisse stammen von der akustischen (ultraschallbasiert) Messung des Clima Sensor US und der mechanischen Windfahne des Windrichtungsgebers. Vorweg ist zu sagen, dass die Darstellung in einem Liniendiagramm bei plötzlichen Windböen dazu führen kann, dass es zu einer "Messbereichsüberschreitung" und damit zu einem Windrichtungssprung von 360° auf 0° kommt, welcher bei der nachfolgenden Berechnung der Korrelation berücksichtigt wird. Der Tagesverlauf der beiden Sensoren zeigt eine grobe Korrelation beider Sensoren, wobei beide Kurven eine Verschiebung von 10 bis 20° zueinander aufweisen. Dies lässt sich besonders im Zeitbereich von 4:00 Uhr bis 7:30 Uhr gut erkennen, da hier die Windrichtung weitgehend konstant ist. Die Messkurve der akustischen Messung (blau) liegt dabei oberhalb der Kurve der Windfahne (rot). Zusätzlich wird deutlich, dass die mechanische Windfahne (rot) in ihrer Dynamik hinter der der akustischen Messung (blau) zurückzubleiben scheint, was sich speziell bei kurzen Windböen deutlich zeigt. Dies äußert sich darin, dass die kurzen Peaks der akustischen Messung bei kurzen Windböen zu höheren Werten tendieren als die der Windfahne.

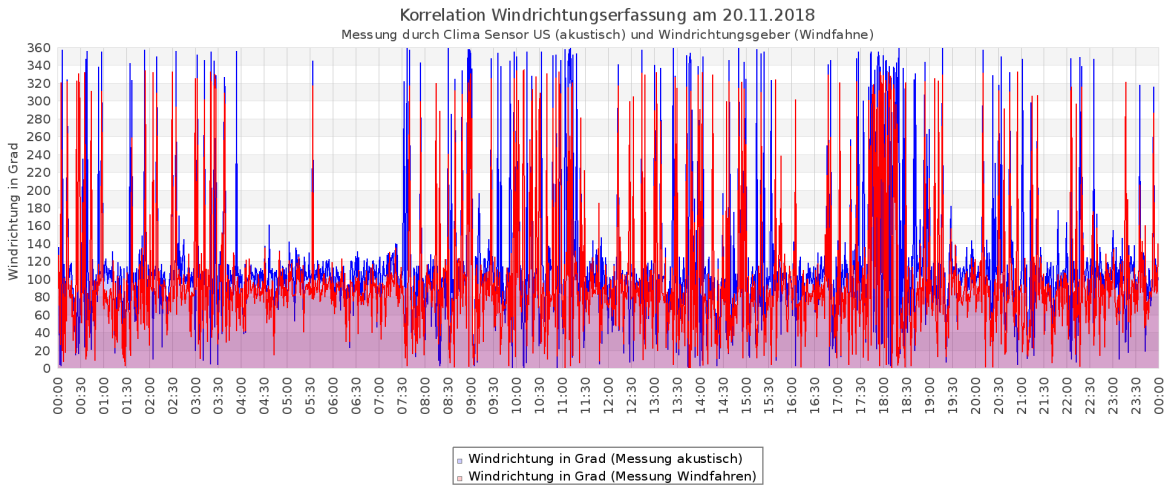


Abb. 6–12: Tagesverlauf der Windrichtung am 20.11.2018, Clima Sensor US (akustisch) und Windrichtungsgeber (Fahne)

Zur besseren Visualisierung der Ergebnisse ist im Folgenden der Zeitbereich von 12:00 Uhr bis 13:00 Uhr aus dem Tagesverlauf extrahiert (siehe Abb. 6–13). Auch hier zeigt sich wieder eine leichte Verschiebung der Kurven zueinander. Die Kurve der akustischen Messung (blau) liegt auch hier häufig knapp oberhalb der Kurve der mechanischen Windfahne (rot). Dieser Effekt ist in diesem Zeitabschnitt jedoch nicht ganz so stark ausgeprägt wie im vorher erläuterten Zeitbereich von 4:00 Uhr bis 7:30 Uhr.

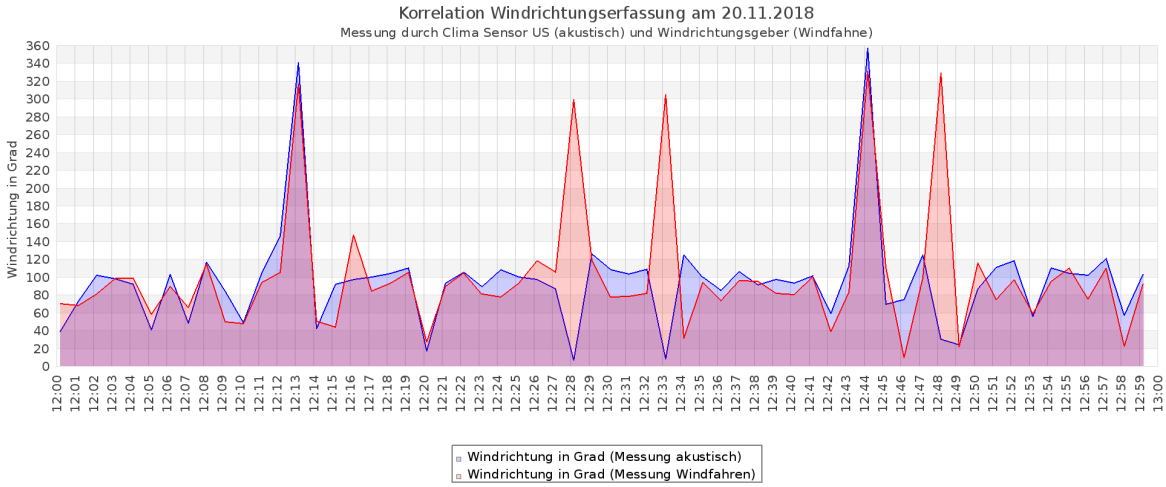


Abb. 6–13: Ausschnitt Tagesverlauf Windrichtung am 20.11.2018 von 12:00 Uhr bis 13:00 Uhr, Clima Sensor US (akustisch) und Windrichtungsgeber (Windfahne)

Kurzzeitige Windrichtungsänderungen (Böen) zeigen sich in diesem Ausschnitt als fünf markante Ausschläge. Hiervon stimmen bei zwei Böen (12:13 Uhr und 12:44 Uhr) die Messwerte der mechanischen Windfahren mit denen der akustischen Messung überein, was durch die klare Korrelation beider Peaks deutlich wird. Zu den Uhrzeiten 12:28 Uhr, 12:33 Uhr und 12:48 Uhr zeigt sich jedoch ein gänzlich anderes Bild. Hier ist zwar ein deutlicher Peak bei der Messkurve der Windfahne zu verzeichnen, diese scheint sich jedoch beim ersten Blick nicht direkt in den Messwerten der akustischen Messung widerzuspiegeln. So misst das Ultraschall-Anemometer um 12:28 Uhr eine Windrichtung von knapp über 0°, während die mechanische Windfahne einen Messwert von 300° ausgibt. Auffällig ist jedoch, dass bei diesen drei kurzen Peaks die Windrichtung der akustischen Messung stark einzubrechen scheint.

Dieser Effekt ist auf die Darstellung der Messwerte in einem Liniendiagramm in Verbindung mit der höheren Dynamik der ultraschallbasierten Messung zurückzuführen. Bei einer kurzen Windböe aus der entgegengesetzten Richtung kann diese Messung durch ihr berührungsloses Verfahren der Richtungsänderung problemlos folgen. Die mechanische Windfahne dagegen muss erst in die neue Position gedreht werden, wofür je nach Anströmwinkel und Windgeschwindigkeit eine nicht unerhebliche Zeit nötig ist. Innerhalb dieser Zeit ist die Böe aber oftmals bereits wieder abgeflaut und die Windfahne bewegt sich gar nicht bis zur eigentlichen Windrichtung. Somit kommt es bei der akustischen Messung zu einer Überschreitung der 360° Marke, während die mechanische Windfahne diese Schwelle nicht erreicht. Bei der Messwertaufnahme führt dies dann dazu, dass die akustische Messung beispielsweise eine Windrichtung von knapp über 0° misst, während bei der mechanischen Windfahne ein Zwischenwert von 300° detektiert wird. Dies führt damit zu teils erheblichen Messwertdifferenzen. Bei der mechanischen Windfahne können kurze Windböen mit hoher Windgeschwindigkeit darüber hinaus zu einem Überschwingen führen, das heißt, die Windfahne dreht zwar in die richtige Position, schwingt aber aufgrund ihrer Trägheit über diese Position hinaus. Findet dann im Moment des Überschwingens die Messwertaufnahme statt, führt dies ebenfalls zu großen Messwertdifferenzen. Hiermit lässt sich jedoch noch nicht die grundlegende Verschiebung der Messkurven zueinander erklären, welche bereits beim Vergleich der Windgeschwindigkeiten auffällig gewesen ist (siehe Kapitel 6.3). Auch hier kann

die unterschiedliche Ausrichtung der Sensorik verantwortlich sein, da der Clima Sensor US nach Westen ausgerichtet ist, während die Quertraverse der Windfahne nach Norden zeigt. Dies führt erneut zu einer ungleichmäßigen Windbeschattung durch den Mast. Darüber hinaus kann auch die eventuell nicht erreichte nötige Losbrechkraft (Haftreibungskraft) der Lagerung Windfahne bei niedrigen Windgeschwindigkeiten ein Möglicher Grund für die Abweichungen sein. Zusätzlich zu den genannten Fehlern kann sich der systematische Fehler der nicht exakten Positionierung beider Sensoren bezüglich der Himmelsrichtung addieren. Hierbei ist es möglich, dass einer der beiden Sensoren in Richtung Osten und der Andere in Richtung Westen verdreht ist. Hierdurch wirkt sich dieser Fehler gegebenenfalls in doppelter Form auf das Messergebnis und damit die Messwertdifferenz aus beiden Verfahren aus.

Die nachfolgend aufgelisteten Kennwerte des Tagesverlaufs (siehe Tbl. 6–5) bestätigen die Erkenntnisse der Diagramme. Die mittlere Windrichtung des Clima Sensor US liegt für den dargestellten zeitlichen Messbereich um 15,4° höher als die der Windfahne.

Einheit [°]	**Mittelwert**	**Maximalwert**	**Minimalwert**	**Standardabweichung**
Clima Sensor US	115,7	360	1	77,92
Windfahne	100,3	334,6	0,3	73,62
Mittelwert Differenz	15,4			

Tbl. 6–5: Kennwerte Mittelwert, Maximalwert, Minimalwert und Standardabweichung der Messreihen des Clima Sensor US und der Windfahne

Für eine mathematische Abschätzung der Korrelation der beiden Tagesverläufe wird zunächst der *Rangkorrelationskoeffizient nach Spearman* berechnet. Um ein aussagekräftiges Ergebnis der Korrelation zu erhalten, wird versucht die Messbereichssprünge von 360° auf 0° durch ein Verfahren mit der Bezeichnung "Phase Unwrapping" (vgl. [133, p. 60 f.]) zu eliminieren, welches beispielsweise im Bereich der Radarbildberechnung Anwendung findet. Hierzu wird bei einem plötzlichen Messbereichssprung, der nur vom Clima Sensor US ausgeführt wird, ein Offset von 360° zum Messergebnis dieses Sensors addiert. Wendet man das Verfahren beispielhaft auf die gemessenen Windrichtungen um 12:28 Uhr an (siehe Abb. 6–13), ergibt sich für den Clima Sensor US ein Messergebnis von circa 370° und für den Windrichtungsgeber ein Messwert von 300°. Die Differenz zwischen beiden Verfahren beträgt demnach nur noch 70°, statt wie vor der Kompensation 290°. Der Einsatz dieses Verfahren führt jedoch dazu, dass sich der im Folgenden verwendete Mittelwert der Differenz leicht von dem in Tbl. 6–5 dargestellten Wert unterscheidet. Für die kompensierten Werte beträgt dieser 14,6°, was die Wirkung des Verfahrens bestätigt. Bei Kompensation der Messbereichssprünge durch Aneinanderreihen der Skalen über die 360° Marke hinaus ergibt sich für den Tagesverlauf des 20.11.2018 (siehe Abb. 6–12) ein Korrelationskoeffizient von circa 0,70 und damit eine mittlere bis hohe positive Korrelation zwischen beiden Messungen (p-Wert << 0,001). Aufgrund der Messung derselben Messgröße ist eine positive Korrelation jedoch zu erwarten. Diese fällt hier jedoch geringer aus als anfänglich vermutet, wofür vermutlich die nicht ganz ideale Kompensation der Messbereichssprünge und die Messwertdifferenzen bei kurzen Windböen verantwortlich sind.

Eine erweiterte Analyse der Messungen auf Basis des *Bland-Altman-Diagramms* soll hier genauere Informationen über die Differenzen beider Messverfahren geben. Für den Einsatz der *Limits of Agreement* muss zunächst die Normalverteilung nachgewiesen werden. Hierfür wird ein Histogramm des Datensatzes genutzt (siehe Abb. 6–14). Anhand des Histogramms mit integrierter Normalverteilungsfunktion wird deutlich, dass die grobe Form der Glockenkurve der Messwertdifferenzen gegeben ist. Die Messwertdifferenzen sammeln sich um den Mittelwert von 14,6° und nehmen von dort aus exponentiell ab. Da die negative Steigung des Histogramms jedoch größer als die der idealen Normalverteilung ist, ergibt sich speziell im Bereich des Wendepunkts der Normalverteilung eine nicht unerhebliche Abweichung. Durch die stärkere Abnahme der Häufigkeit beim Histogramm lässt sich jedoch schon jetzt vermuten, dass innerhalb des spezifizierten Bereichs von $\pm$ 2 σ ausgehend vom Mittelwert mehr als 95,44 % der Messwerte liegen (trotz Streuungen bei den Messwertdifferenzen -200° und +250°). Aufgrund der Abweichungen wird vor Erstellung des *Bland-Altman-Diagramms* die Normalverteilung rechnerisch mittels des *Kolmogorov-Smirnoff-Tests* überprüft. Hierbei ergibt sich eine maximale Abweichung von 0,14 und ein kritischer Wert von 0,036 (Signifikanzniveau $\alpha = 0{,}05$). Damit überschreitet die maximale Abweichung den kritischen Wert erheblich. Die vorher aufgestellte Nullhypothese, welche besagt das keine Normalverteilung vorliegt, darf somit nicht verworfen werden. Aus diesem Grund schließen die *Limits of Agreement* nicht genau 95,44 % der Messwertdifferenzen ein und dürfen somit nicht in dieser Form in das *Bland-Altman-Diagramm* eingezeichnet werden.

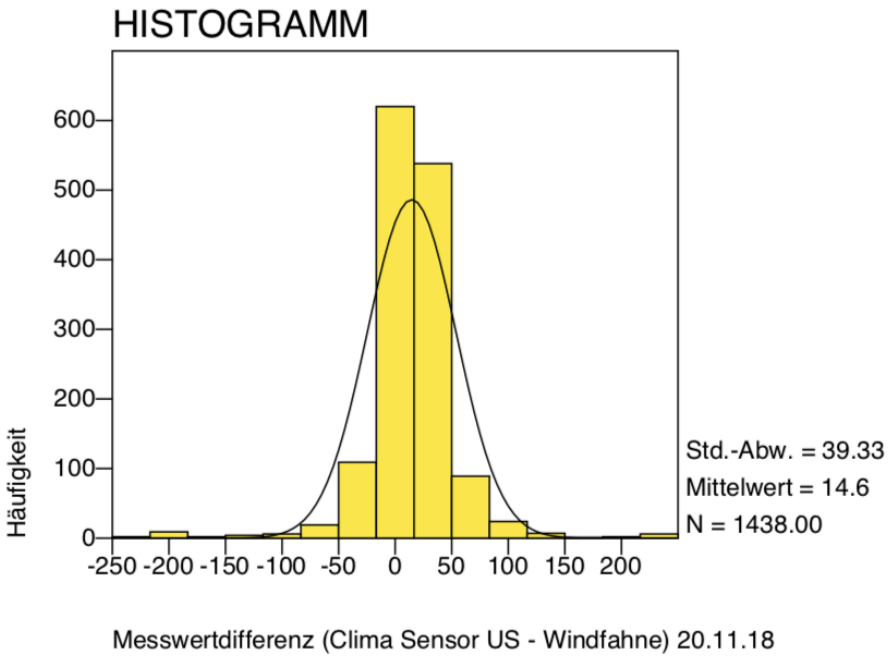


Abb. 6–14: Histogramm mit Normalverteilungskurve zum Nachweis der Normalverteilung der Messwertdifferenz der Windrichtung (Clima Sensor US – Windrichtungsgeber Windfahne) am 20.11.2018

Um jedoch trotzdem Auswertungshilfen in das Diagramm integrieren zu können, wird der tatsächliche Anteil der im Bereich $\pm 1{,}96 * \sigma$ um den Mittelwert (14,6°) liegenden Messwertdifferenzen errechnet und mit entsprechender Markierung in das Diagramm eingetragen. Bei einer Standardabweichung der Messwertdifferenzen von 39,33° ergibt sich hierdurch ein Intervall von ungefähr 154°. Dieses reicht von -62,5° bis +91,7°. Der prozentuale Anteil der Messwertdifferenzen innerhalb dieses Bereichs beläuft sich bei dieser Messung auf 95,6 % (1375 von 1438 Werten). Dieser Wert liegt sehr nahe am Wert der Normalverteilung und damit an dem durch *Bland und Altmann* spezifizierten Wert. Rein formal dürfen die Auswertungshilfen jedoch trotzdem nicht als *LoA* bezeichnet werden. Aus diesem Grund sind im Diagramm die Begriffe "Obergrenze bzw. Untergrenze 95,6 % Intervall" gewählt.

Das dargestellte *Bland-Altman-Diagramm* der Messung (siehe Abb. 6–15) bestätigt die bisherigen Erkenntnisse. Ein Großteil der Punkte liegt gleichmäßig verteilt um den Mittelwert der Differenz von 14,6°. Dieser zeigt jedoch auch die bereits festgestellte Verschiebung zu höheren Messwerten durch die akustische Messung, welche sich als Verschiebung der Messkurven auch in den Messwertdiagrammen zeigt. Positiv dagegen zeigt sich, dass die Abweichungen zwischen den beiden Messverfahren nicht von der Höhe der Messwerte abhängig sind. Dies wird dadurch ersichtlich, dass die Streuungen um die mittlere Differenz nicht mit dem Mittelwert zunehmen. Die klar zu erkennenden Streuungen (Messwertdifferenzen) außerhalb des "95,6 % Intervalls" liegen im sehr weiten mittleren Windrichtungsfeld von ungefähr 50° bis 250° und betragen teilweise bis zu 250°. Hierfür kann die nicht ganz ideale Kompensation der Messbereichssprünge durch das "Phase Unwrapping" verantwortlich sein (vgl. [133, p. 60 f.]). Hiermit werden zwar Messwertdifferenzen kompensiert, die sehr nahe an der Windrichtungsschwelle von 0° liegen, bei größerem Abstand zu dieser Schwelle greift das Verfahren jedoch nicht. Ein weiterer Grund kann auch das kurze Überschwingen der mechanischen Windfahne bei Windrichtungswechseln mit hoher Windgeschwindigkeit sein, von denen die akustische Messung mangels beweglicher Teile nicht betroffen ist.

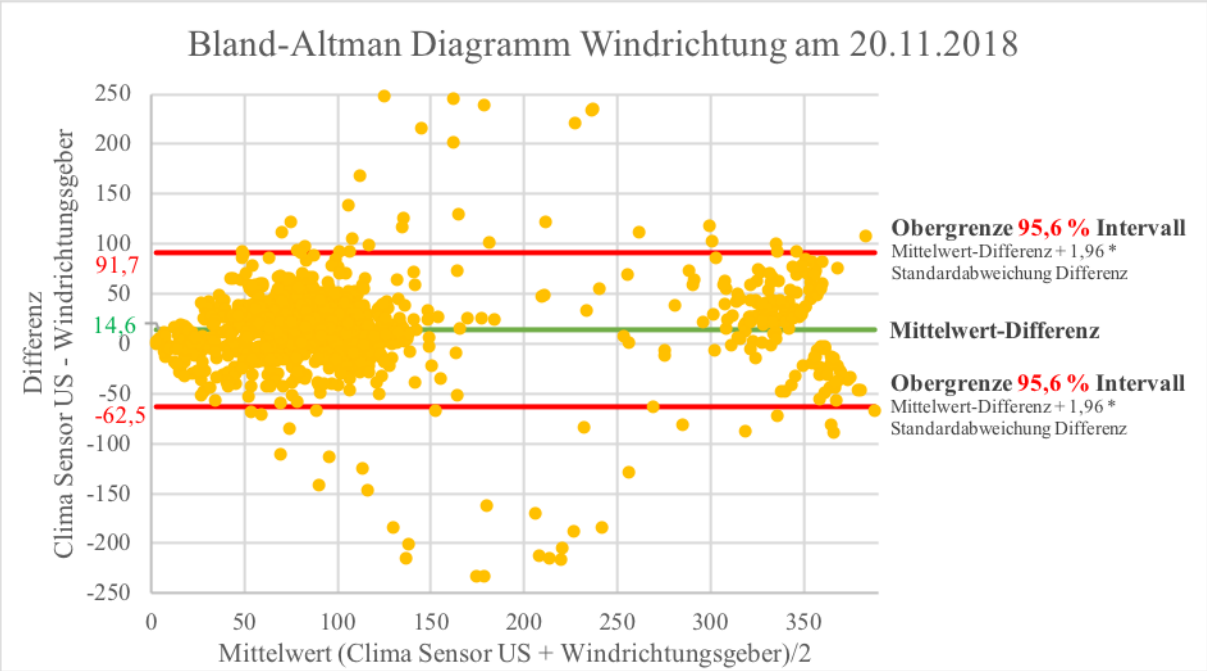


Abb. 6–15: Bland-Altman-Diagramm der Windrichtungsmessung am 20.11.2018

Zusammenfassend lässt sich sagen, dass beide Verfahren prinzipiell zu einem ähnlichen Tagesverlauf führen, jedoch eine mittlere Messwertdifferenz von knapp über 14° festgestellt werden konnte. Für diese mittlere Messwertdifferenz können mehrere Gründe gefunden werden. Zum einen ist die mechanische Windfahne der akustischen Messung speziell bei kurzen Windböen in ihrer Dynamik klar unterlegen. Hier kommt es häufiger dazu, dass die Windböe bereits wieder abgeflaut ist, bevor die mechanische Windfahne die Richtung der Böe erreicht. Dieses Verhalten zeigt sich immer wieder deutlich innerhalb des Messwertdiagramms, wenn die Peaks der Windfahne hinter denen der akustischen Messung zurückbleiben. Auch das Überschwingen der mechanischen Windfahne bei kurzen Windböen mit hoher Intensität stellt einen möglichen Grund für die Abweichungen dar. Darüber hinaus spielt die Ausrichtung der Sensoren eine entscheidende Rolle. Hierbei wirkt sich sowohl die Ausrichtung in Bezug auf die Himmelsrichtung als auch die Ausrichtung in Bezug auf den Mast gegebenenfalls negativ auf die Messergebnisse aus. Diese sollten geprüft und optimiert werden. Im Anschluss daran ist die Korrelation zu wiederholen. Bei der mathematischen Korrelation der Windrichtungsmessung kommen jedoch erschwerend die Messbereichssprünge von 360° auf 0° hinzu. Diese sorgen

speziell dann für erhebliche Messwertdifferenzen, wenn sie nur bei einem der Sensoren auftreten. Dies erschwert eine mathematisch aussagekräftige Korrelation der Verfahren und führt zu hohen mittleren Messwertdifferenzen. Hier wäre zu überlegen, den Messbereich in vier Teilbereich zu unterteilen und diese einzeln zu korrelieren (z. B. Nord von -45° bis 45°). Hiermit kann eventuell die Wirkung der Messbereichssprünge deutlich gemindert werden. Unter Berücksichtigung der genannten Faktoren kann von einem guten Korrelationsergebnis beider Verfahren gesprochen werden. Der Vergleich hat jedoch gezeigt, dass die akustische Messung aus messtechnischer Sicht erhebliche Vorteile gegenüber dem mechanischen Messverfahren aufweist. Hierzu zählen neben der Rückwirkungsfreiheit und der höheren Dynamik auch, dass die Windgeschwindigkeit im gleichen Gerät gemessen werden. Darüber hinaus sind für die Messung im Gegensatz zu Windfahne keinerlei bewegte Teile nötig, was die Messgeräte weitgehend verschleiß- und wartungsfrei macht. Auch wird für die akustische Messung keine Geräteheizung benötigt. Nachteilig bei diesem Verfahren sind jedoch die deutlich höheren Kosten beim Erwerb eines solchen Gerätes. Aus messtechnischer Sicht ist damit klar die akustische Messung zu bevorzugen, wohingegen aus ökonomischer Sicht die Windfahne die bessere Wahl darstellt.

6.5 Niederschlagssumme (Clima Sensor US und Niederschlagssammler)

Die Niederschlagserfassung der Messstation erfolgt durch zwei Sensoren mit unterschiedlichen Messverfahren. Zum einen wird die Niederschlagssumme berührungslos auf Basis eines Radars (Clima Sensor US) und zum anderen mit einem klassischen Niederschlagssammler (Kippwaage) erfasst. Da auf Basis der radarbasierten Niederschlagsmessung immer wieder deutlich höhere Niederschlagsmengen detektierten werden als mit dem Niederschlagssammler ($\Delta > 10$ mm/Tag), sollen in diesem Kapitel die Messergebnisse beider Verfahren direkt gegenübergestellt werden. Für diesen Vergleich sind im folgenden Diagramm (siehe Abb. 6–16) die Tagesverläufe der Niederschlagssummen beider Sensoren für den 09.12.2018 dargestellt. Die Wahl fällt hierbei auf diesen Tag, da er zum einen niederschlagsreich ist und wenige Tage zuvor der Clima Sensor US aufgrund eines Defekts an der Einheit der Niederschlagerfassung ausgetauscht worden ist. Ein Tag vor Einsatz des Austauschgerätes wäre damit nur bedingt aussagekräftig. Die zur Niederschlagssumme zugehörige Niederschlagsintensität ist hierbei nur für die radarbasierte Niederschlagsmessung dargestellt, da Niederschlagsintensitäten < 6 mm/h aufgrund des Sammel-Volumens der Kippwaage im Niederschlagssammler mit diesem Gerät systembedingt nicht zuverlässig erfasst werden können.

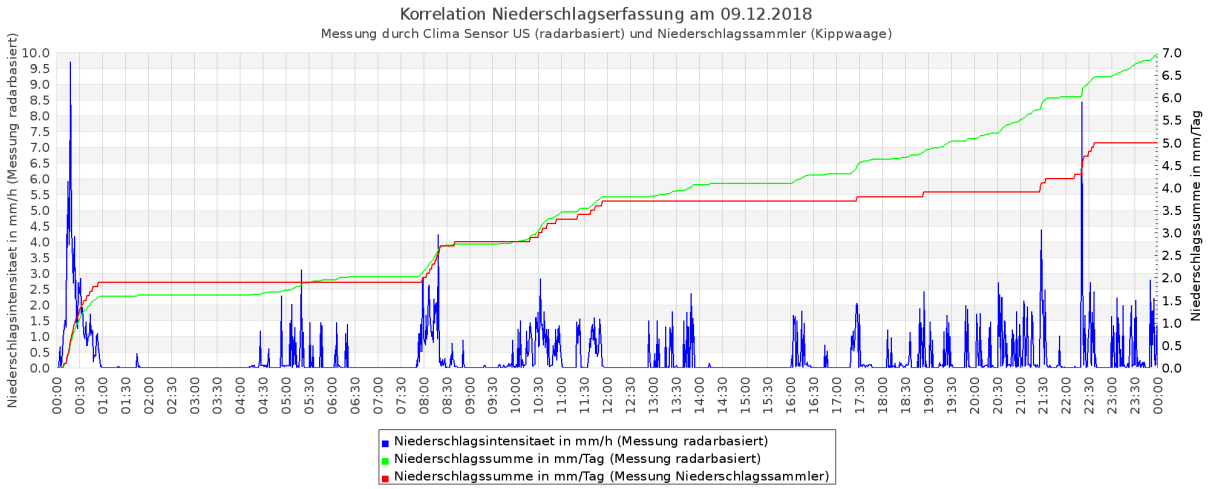


Abb. 6–16: Tagesverlauf der Niederschlagssumme und -intensität am 09.12.2018, Clima Sensor US und Niederschlagssammler

Anhand des Diagramms zeigt sich, dass die Niederschlagssummen beider Sensoren bis ungefähr 13:00 Uhr einen sehr ähnlichen Verlauf aufweisen und auch wertmäßig gut korrelieren. Dies lässt sich daran erkennen, dass bei einem vorliegenden Niederschlagsereignis (Niederschlagsintensität) beide Messkurven gemeinsam ansteigen. Es fällt jedoch auf, dass in diesem Zeitbereich vom Radar immer wieder kurze Niederschlagsereignisse detektiert werden, die sich in den Messwerten des Niederschlagssammlers nicht widerspiegeln (04:30 Uhr bis 06:30 Uhr). Ab circa 13:00 Uhr beginnen die Kurven auseinanderzudriften, da die radarbasierte Messung immer häufiger Niederschlagsereignisse detektiert, die im Verlauf des Sammlers nicht erkennbar sind. Dies führt dazu, dass das radarbasierte Messsystem zum Ende des Tages eine um ungefähr 2 mm höhere Niederschlagssumme erfasst hat, als der Niederschlagssammler. Die höhere Niederschlagssumme des Radars kann sich unter anderem damit erklären lassen, dass dieses Verfahren auch Niederschläge mit kleinster Intensität erkennen kann und diese damit zur Tagesniederschlagssumme beitragen. Die geringen Niederschlagsmengen werden vom Niederschlagssammler zwar auch aufgefangen, führen jedoch nicht direkt zum Kippen der Waage und werden somit zeitlich verzögert oder teilweise erst beim nächsten Niederschlagsereignis detektiert. Die zeitlich verzögerte Reaktion des Niederschlagssammlers lässt sich sehr gut im nachfolgenden Diagramm (siehe Abb. 6–17) erkennen, welches den Zeitraum von 00:00 Uhr bis 01:00 Uhr des gleichen Tages stark vergrößert darstellt.

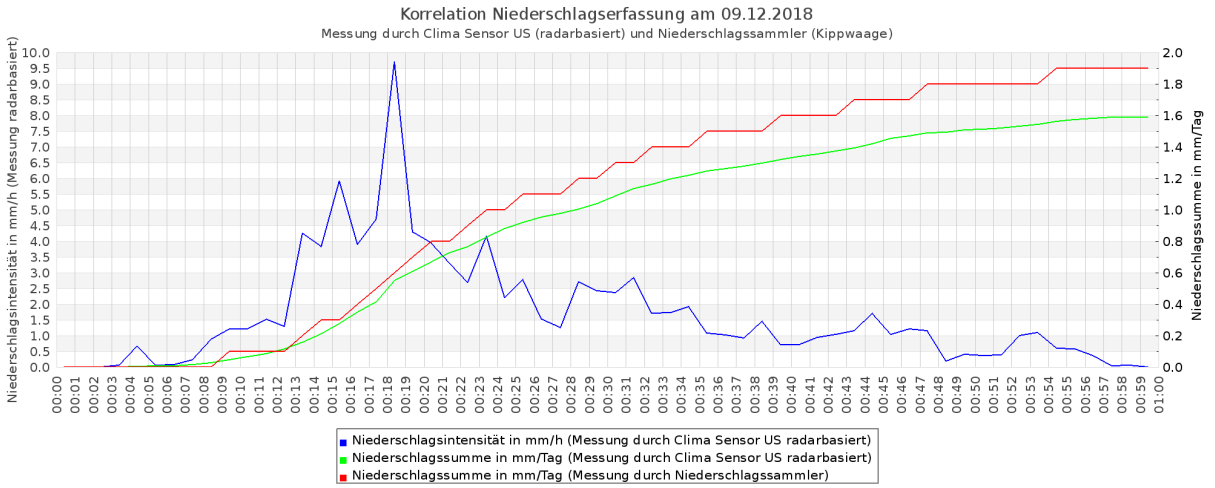


Abb. 6–17: Ausschnitt Tagesverlauf Niederschlagssumme und -intensität am 09.12.2018 00:00 Uhr bis 01:00 Uhr, Clima Sensor US und Niederschlagssammler

Während die radarbasierte Messung der Niederschlagssumme bei einem Niederschlagsereignis durch die kontinuierliche Berechnung über die aktuelle Niederschlagsintensität einen gleichmäßigen Anstieg aufweist, kommt es beim Niederschlagssammler zu einem treppenförmigen Anstieg. Dieser resultiert aus der zeitlichen Verzögerung bis zur Füllung der Messkammer der Kippwaage. Die Breite der Treppenstufen verringert sich dabei mit Zunahme der Niederschlagsintensität, da sich die Frequenz der Kippwaage erhöht. Ab einer Niederschlagsintensität von ungefähr 5 mm/h verschwinden bei einer realisierten Messwertaufnahme von 60 Sekunden die Treppenstufen gänzlich und verwandeln sich zu einer Geraden. Dies wird in der vergrößerten Darstellung im Zeitbereich von 00:15 Uhr bis 00:20 Uhr deutlich (siehe Abb. 6–17). Die Steigung dieser Gerade nimmt dabei mit steigender Niederschlagsintensität bis zu einem Maximalwert zu. Diese maximale Steigung wird erreicht, wenn der Zufluss des Niederschlags größer ist, als der Abfluss durch die Kippwaage. In diesem Fall staut sich der Niederschlag im Auffangbehälter. Laut Datenblatt des Sensors ist dies jedoch erst ab einer Niederschlagsintensität von 11 mm/min der Fall (vgl. [80, p. 15]), was in diesem Tagesverlauf nicht erreicht wird. Innerhalb der vergrößerten Darstellung erkennt man darüber hinaus, dass die Steigung der Messkurve des Niederschlagssammlers mitunter höher ist, als die des Niederschlagsradars. Dies führt dazu, dass abweichend von der Tagesniederschlagssumme (siehe Abb. 6–16) in diesem kurzen Zeitraum von einer Stunde eine höhere Niederschlagssumme durch den Niederschlagssammler gemessen wird. Hieraus lässt sich ableiten, dass die höhere Tagesniederschlagssumme des Clima Sensor US nicht in der Messung einer zu hohen Niederschlagsmenge bei einem konkreten und tatsächlich vorliegenden Niederschlagsereignis begründet liegt. Der Grund für die höhere Tagesniederschlagssumme der radarbasierten Messung liegt dagegen eher in der Detektion fehlerhafter Niederschlagsereignisse, die jedoch gar nicht aufgetreten sind. Diese fehlerhaften Detektionen führen kumuliert zu einer erhöhten Tagesniederschlagssumme. Ein möglicher Grund für die immer wieder auftretenden fehlerhaften Detektionen von Niederschlagsereignissen und das damit einhergehende Auseinanderdriften der Tagesverläufe könnte in der Erfassung von Fremdobjekten liegen. Hierzu zählen beispielsweise umherfliegende Blätter und Insekten, welche fälschlicherweise kurzzeitig als Niederschlag interpretiert werden. Dieses Phänomen kann je nach Häufigkeit des Auftretens zu teilweise unplausibel hohen Tagesniederschlagssummen führen.

Zur quantitativen Bestimmung der Korrelation beider Messverfahren wird im ersten Schritt der *Korrelationskoeffizient nach Spearman* für den Tagesgang des 09.12.2018 errechnet. Mit einem Wert von 0,98 zeigt der Korrelationskoeffizient eine starke monotone Korrelation zwischen beiden Messverläufen (p-*Wert* << 0,01). Diese starke Korrelation spiegelt zwar den gemeinsamen Anstieg beider Größen zu Tagesbeginn wider, stellt jedoch das zunehmende Auseinanderdriften der Kurven nicht dar. Zur weiteren Analyse wird daher auch hier das *Bland-*

Altman-Diagramm genutzt, welches die Differenz der Messwertpaare (Clima Sensor US - Niederschlagssammler) über dem zugehörigen Mittelwert darstellt. Die für dieses Diagramm häufig verwendeten *Limits of Agreement* dürfen hier nicht eingesetzt werden, da die Normalverteilung der Messwertdifferenzen eindeutig nicht nachgewiesen werden kann, wie das zugehörige Histogramm mit Normalverteilungskurve zeigt (siehe Abb. 6–18). Dies ist bedingt durch die Abhängigkeit der Messwerte untereinander aber bereits zu erwarten gewesen.

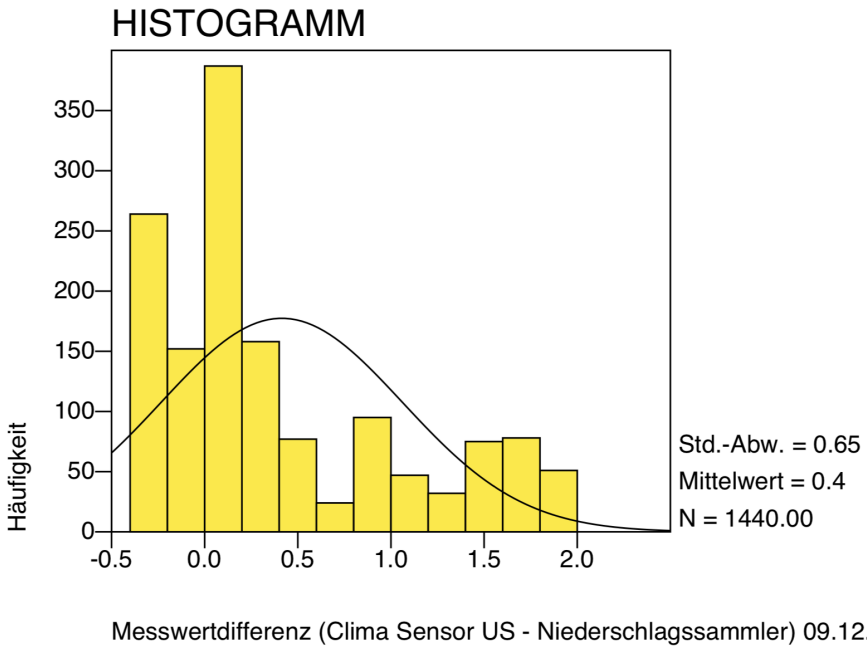


Abb. 6–18: Histogramm mit Normalverteilungskurve zum Nachweis der Normalverteilung der Messwertdifferenz (Clima Sensor US – Niederschlagssammler) der Niederschlagssumme am 09.12.2018

Das *Bland-Altman-Diagramm* (siehe Abb. 6–19) zeigt, dass bei Messwerten bis 4 mm/Tag nur eine geringe Differenz zwischen beiden Verfahren festzustellen ist. Hier schwankt die Messwertdifferenz um einen Wert von 0 mm Niederschlagshöhe.

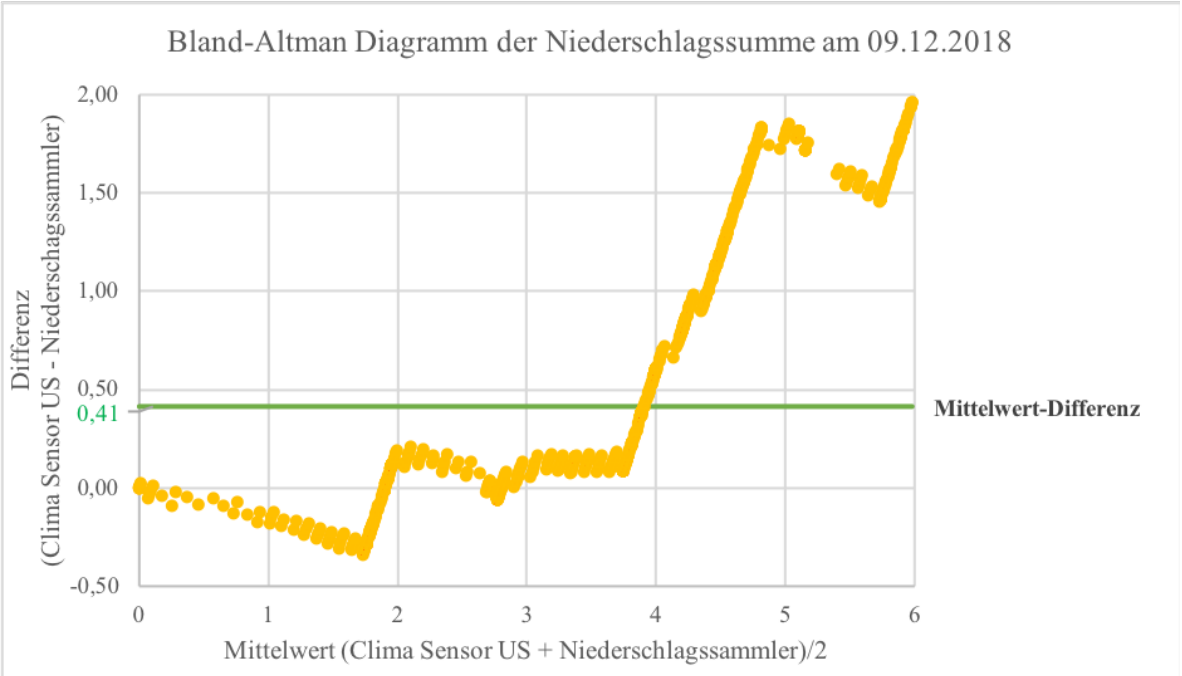


Abb. 6–19: Bland-Altman-Diagramm der Niederschlagsmessung am 09.12.2018

Hieraus lässt sich schließen, dass für diesen beispielhaften Tagesverlauf bei geringen Niederschlagssummen beide Verfahren gut miteinander korrelieren. Ab einer gemittelten Niederschlagssumme von 4 mm/Tag zeigt sich jedoch eine deutliche Tendenz zu höheren Messwerten durch den Clima Sensor US, welche sich auch durch den Mittelwert der Differenz mit einem Wert von 0,41 mm/Tag ausdrückt. Das *Bland-Altman-Diagramm* spiegelt damit eindeutig den Tagesgang (siehe Abb. 6–16) wider und zeigt die zunehmende Abweichung zwischen beiden Messverfahren mit steigender Tagesniederschlagssumme auf. Zur Überprüfung der hier festgestellten Tendenz zu höheren Messwerten durch den Clima Sensor US, werden im Folgenden die Tagesniederschlagssummen beider Verfahren über einen Zeitraum von 31 Tagen in einem *Bland-Altman-Diagramm* aufgetragen. Hierbei wird untersucht, ob das Niederschlagsradar im Zeitbereich vom 09.12.2018 bis zum 08.01.2019 immer zu höheren Messwerten neigt als der Niederschlagssammler. Da hier nur die Tagesendwerte (Tagesniederschlagssummen) miteinander verglichen werden, sind die Messwertdifferenzen weitgehend unabhängig voneinander. Trotz der Unabhängigkeit ist keine Normalverteilung der Messwertdifferenzen gegeben, wie das zugehörige Histogramm beweist (siehe Abb. 6–20).

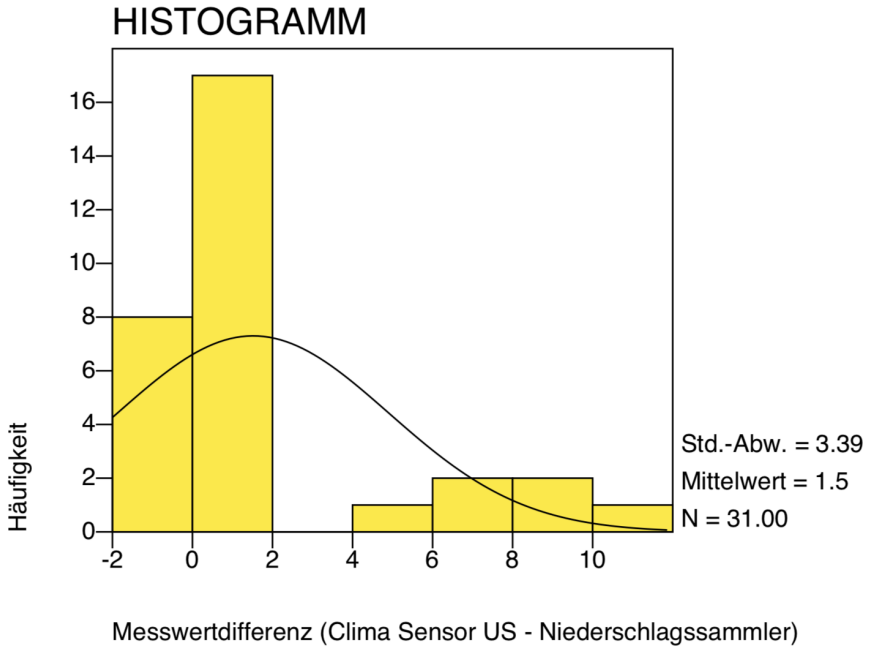


Abb. 6–20: Histogramm mit Normalverteilungskurve zum Nachweis der Normalverteilung der Messwertdifferenz (Clima Sensor US – Niederschlagssammler) der Niederschlagssumme zwischen 09.12.2018 und 08.01.2019

Deshalb dürfen auch in diesem Diagramm keine *Limits of Agreement* eingesetzt werden. Als Auswerthilfe sind ausgehend vom Mittelwert der Differenz trotzdem die Intervallgrenzen ± 1,96 * σ eingezeichnet. Diese umfassen hier jedoch nur 90,3 % der Messwertdifferenzen und nicht wie bei einer Normalverteilung ungefähr 95,44 %. Dies ist innerhalb des Diagramms kenntlich gemacht. Das Histogramm zeigt darüber hinaus bereits auf, dass die mittlere Differenz beider Verfahren im dargestellten Zeitraum von 31 Tagen +1,5 mm/Tag beträgt. Auch wird deutlich, dass die Messwertdifferenzen vergleichsweise weit um diesen Mittelwert streuen, was eine Standardabweichung von 3,39 mm zur Folge hat.

Anhand des *Bland-Altman-Diagramms* für den Beobachtungszeitraum von 31 Tagen bestätigt sich die bisherige Erkenntnis, dass beide Verfahren bei geringen Niederschlagssummen eine gute Korrelation aufweisen (siehe Abb. 6–21). Dies wird durch die kleinen Messwertdifferenzen bei kleinen Mittelwerten deutlich. Bei geringen bis mittleren Tagesniederschlagssummen von 1-2 mm/Tag zeigt sich sogar eine Tendenz zu höheren Messwerten durch den Niederschlagssammler, was sich durch die negativen Messwertdifferenzen ausdrückt. Darüber hinaus lässt sich feststellen, dass die Messwerte der Messgeräte nicht grundsätzlich bei steigenden Werten auseinanderdriften, wie zuerst vermutet. Dies wird speziell bei einem Mittelwert der Niederschlagssumme von ungefähr 6,5 mm/Tag deutlich, bei welchem die Differenz beider Verfahren bei ungefähr 0 mm/Tag liegt. Dies spricht für eine ideale Korrelation der beiden Verfahren an diesem Tag.

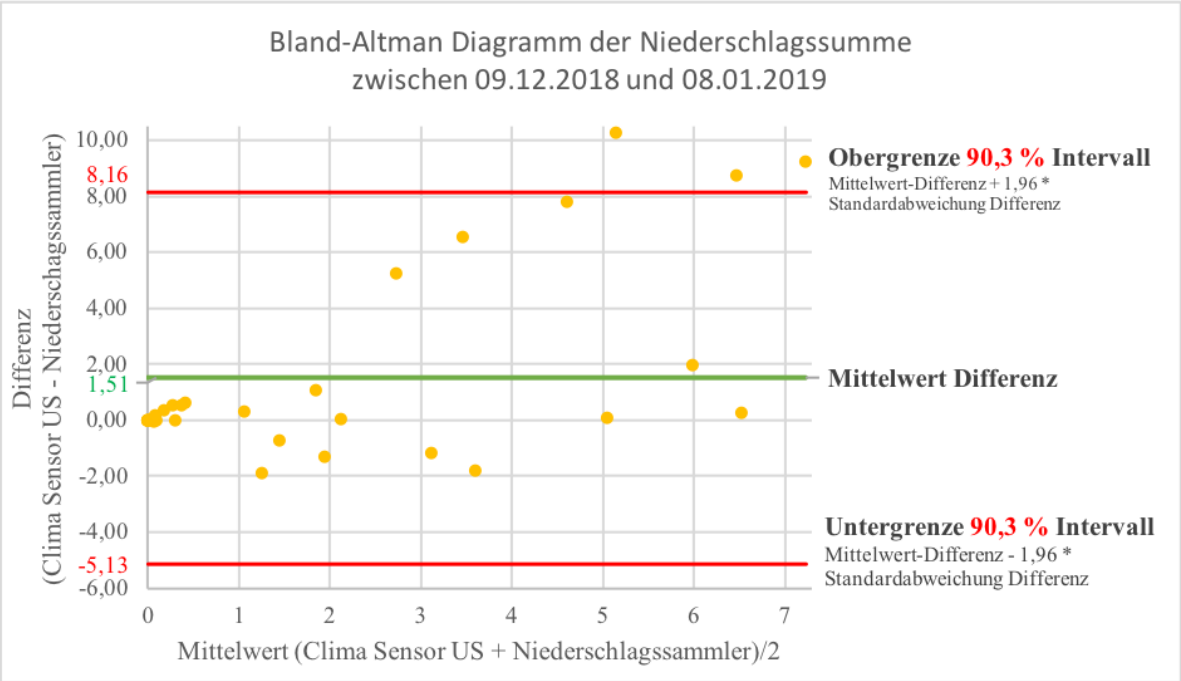


Abb. 6–21: Bland-Altman-Diagramm der Tagesniederschlagssumme vom 09.12.2018 bis 08.01.2019

Auffallend sind jedoch die mitunter starken Streuungen mit ausschließlich positiven Messwertdifferenzen, welche damit klar dem Clima Sensor US zuzuordnen sind. Hier kommt es mitunter zu Messwertdifferenzen von mehr als 10 mm/Tag, welche die Glaubwürdigkeit der Messergebnisse des Niederschlagsradars infrage stellen. Die Korrelation mithilfe des *Bland-Altman-Diagramms* für das Zeitintervall von 31 Tagen bestätigt damit zusammenfassend die Hypothese, dass große Messwertdifferenzen von mehr > 2 mm/Tag nur vom Clima Sensor US und nicht vom Niederschlagssammler hervorgerufen werden. Da es sich bei dem dargestellten Zeitbereich um einen Wintermonat ohne nennenswerten Blätter- und Insektenflug handelt, kann hierfür jedoch auch die Detektion dieser Art Fremdkörper weitgehend ausgeschlossen werden. Da durch den kürzlich erfolgten Austausch des Sensors ein Defekt ebenfalls eher auszuschließen ist, muss der Grund die festgestellte Diskorrelation an einer anderen Stelle liegen.

Betrachtet man abweichend von den bisherigen direkten Korrelationen in einer Gegenüberstellung die radarbasierte Niederschlagserfassung und die zu diesem Zeitpunkt vorherrschende Windgeschwindigkeit, zeigen sich erstaunliche Parallelen. Dies verdeutlichen die nachfolgenden Messwertdiagramme des 15. und 16.01.2019 (siehe Abb. 6–22). In der Zeit zwischen 14:00 Uhr des 15.01.2019 und 03:00 Uhr am 16.01.2019 lag bei der radarbasierten Messung ein dauerhaftes Niederschlagsereignis vor, während der Niederschlagssammler keinerlei Niederschlag detektierte. Zeitgleich wurden erhöhte Windgeschwindigkeiten von teils über 30 km/h gemessen. Nach 03:00 Uhr fällt die Windgeschwindigkeit jedoch langsam ab und fast zeitgleich verschwinden auch die detektierten Niederschlagsereignisse. Ab 04:00 Uhr steigt die Windgeschwindigkeit nochmals für ungefähr 30 Minuten deutlich an, was sich in Form von einigen Peaks erneut in der radarbasierten Niederschlagserfassung widerspiegelt. Noch auffälliger zeigt sich dieses Verhalten bei einer kurzen Windgeschwindigkeitsspitze gegen 09:30 Uhr, welche perfekt mit einem kurzen Niederschlagsereignis zur gleichen Zeit korreliert. Eine kurze Windgeschwindigkeitsspitze um 7:00 Uhr äußert sich dagegen nicht im Niederschlagsverlauf.

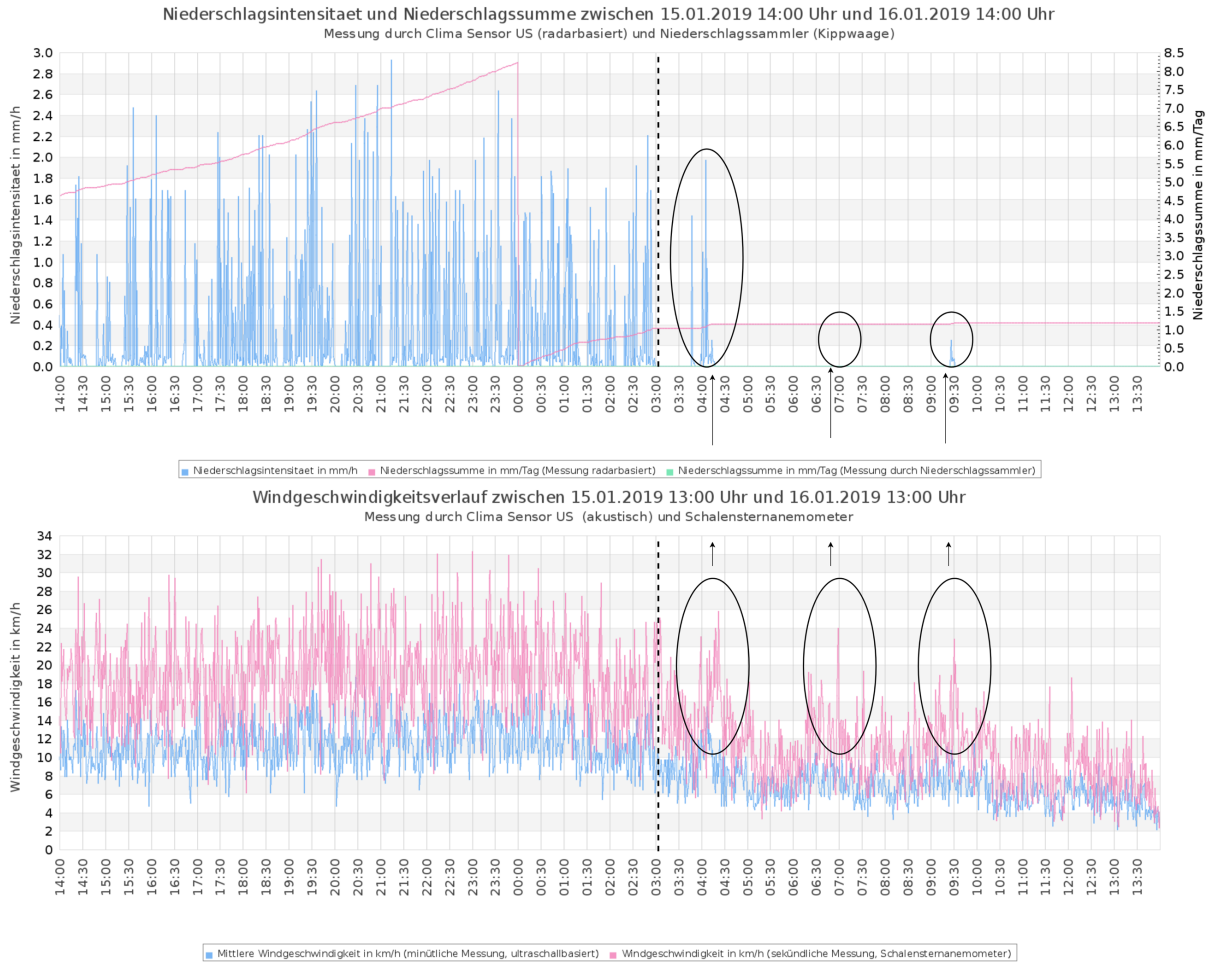


Abb. 6–22: Verlauf der Niederschlagsintensität, Niederschlagssumme und Windgeschwindigkeit zwischen 15.01.2019 14:00 Uhr und 16.01.2019 14:00 Uhr

Vergleicht man diese Erkenntnis mit der Anordnung der Sensorik am Mast (siehe Abb. 4–34), wird deutlich, dass bei hohen Windgeschwindigkeiten die dort vorhandenen Abspannungsseile des Mastes in Schwingung geraten. Diese Bewegung der Abspannseile und die gegebenfalls zusätzlich vorhandene relative Bewegung des Sensors, welche durch die Eigenbewegung des Mastes hervorgerufen wird, führen dazu, dass die vom Radar ausgesendete elektromagnetische Wellen an den Abspannseilen nicht nur reflektiert, sondern auch noch dopplerverschoben werden. Da die Analyse des Empfangssignals des Radars auf einer Auswertung der Dopplerverschiebung zwischen Sendesignal und Empfangssignal beruht, werden die Objekte

in der Umgebung nicht mehr durch die sogenannte "Moving-Target-Indication" (MTI) unterdrückt, sondern als bewegter Niederschlag wahrgenommen (siehe Kapitel 2.2.3). In Abhängigkeit der Windstärke bewegen sich die Objekte unterschiedlich schnell, was zur Detektion stark schwankender Niederschlagsintensitäten führt. In Abhängigkeit der Dauer des Vorliegens hoher Windgeschwindigkeiten führt dieser Effekt mitunter zu sehr hohen gemessenen Tagesniederschlagssummen und damit einhergehend vermutlich zu den hohen Messwertdifferenzen zwischen Niederschlagssammler und Niederschlagsradar. Der festgestellte Effekt lässt sich also vermutlich weder auf einen Defekt des Sensors noch auf die Detektion von umherfliegenden Fremdkörpern, sondern vielmehr auf die ungeeignete Montageposition am Mast im Messfeld zurückführen (vgl. [26, p. 14]). Dadurch, dass dieser Effekt jedoch nicht bei jeder Windgeschwindigkeitsspitze auftritt (siehe Abb. 6–22 7:00 Uhr), lässt sich außerdem eine zusätzliche Abhängigkeit des Phänomens von der Windrichtung vermuten. Dies kann darin begründet liegen, dass sich die Abspannungsseile nicht in alle Richtungen gleich stark bewegen.

Abschließend lässt sich nun sagen, dass der Vergleich und die Korrelation der beiden Messverfahren an einigen wenigen Tagen eine sehr gute Übereinstimmung der Messergebnisse gezeigt haben. Hier kam es speziell an einem regenreichen Tag mit einer mittlereren Niederschlagssumme von 6,5 mm/Tag zu einer Messwertdifferenz von nahezu 0 mm/Tag. An mehreren anderen Tagen haben sich dagegen sehr große Differenzen zwischen den Messergebnissen von bis zu 10 mm/Tag gezeigt. Diese hohen Messwertdifferenzen wurden jedoch immer nur von der radarbasierten Niederschlagsmessung hervorgerufen. Ein direkter Vergleich mit der Windgeschwindigkeit hat jedoch gezeigt, dass die großen Messwertdifferenzen häufig mit hohen Windgeschwindigkeiten einhergehen. Hier wird daher vermutet, dass das Radar Umgebungsobjekte detektiert, welche sich im Wind bewegen. In diesem konkreten Fall dürfte hier hauptsächlich das Abspannseil des Mastes oberhalb des Sensors verantwortlich für die fehlerhaften Messwerte sein. Da die, mit der fehlerhaften Messung einhergehenden, hohen Messwertdifferenzen die Zuverlässigkeit des radarbasierten Messsystems infrage stellen, sollte zunächst versucht werden, den Clima Sensor US entsprechen der Herstellervorgaben an einer Stelle mit möglichst wenig Umgebungsobjekten zu montieren. Gegebenenfalls wäre es jedoch bereits ausreichend, die Quertraverse um 45° zu verdrehen, sodass das Abspannseil nicht mehr direkt vom Radar bestrahlt wird. Im Anschluss daran müssen dieser Vergleich wiederholt und die Korrelation erneut eingestuft werden. Bis zu dieser Änderung bleibt die Schlussfolgerung dieses Kapitels, dass ein klassischer Niederschlagssammler aufgrund seiner geringeren Störungsanfälligkeit für die zuverlässige Erfassung der Tagesniederschlagssumme besser geeignet ist. Dieser bringt jedoch wiederum die Nachteile mit sich, dass die Niederschlagsintensität nicht oder nur schwer ermittelt werden kann. Darüber hinaus kann diese Art von Sensor kleinste Niederschlagsmengen nur unsicher (teils mit Verzögerung) detektieren. Außerdem kann auf Basis der Messergebnisse keine direkte Aussage über die Niederschlagsart getroffen werden. Aufgrund dieser Nachteile stellt eine kombinierte Niederschlagserfassung bestehend aus Niederschlagssammler und Niederschlagsradar, wie sie in dieser Anlage ausgeführt ist, die ideale Lösung dar. Trotzdem wäre es durchaus sehr interessant, die Niederschlagsereignisse mit einem dritten Messgerät, wie beispielsweise einem optoelektronischen Sensor zu vermessen, um eine weitere Referenz zu erhalten.

6.6 Temperatur (Clima Sensor US berührende Messung und akustische Messung)

Inhalt dieses Vergleiches ist es, die Messunterschiede zwischen einer klassischen berührenden Temperaturmessung und der berührungslosen akustischen Temperaturmessung (ultraschallbasiert) zu untersuchen. Beim Sensor der berührenden Temperaturmessung handelt es sich entweder um ein Halbleiterthermometer oder ein Pt100 Widerstandsthermometer. Mithilfe dieses direkten Vergleichs soll herausgefunden werden, ob die eher wenig verbreitete akustische Temperaturmessung die gleichen Messergebnisse liefert, wie die bewährte berührende Temperaturmessung. Zu beachten ist hierbei, dass beide Messkurven demselben Sensor (Clima Sensor US) entstammen, wodurch nicht abschließend sichergestellt werden kann, dass innerhalb des Sensors keine Korrektur der akustischen Temperatur erfolgt. Der Vergleich erfolgt auf Basis eines gemeinsamen Messwertdiagrammes, dass den Temperaturverlauf zwischen 17.01.2019 und 21.01.2019 darstellt (siehe Abb. 6–23). Dieser Zeitbereich ist hier dargestellt, da er ein breites Temperaturfenster von ungefähr +10 °C bis -8 °C umfasst. Dies ermöglicht es, die Messungen sowohl bei Temperaturen über als auch unter dem Schmelzpunkt von Wasser zu vergleichen. Da die Temperatur der akustischen Messung erst seit ungefähr Mitte Dezember 2018 an dieser Station aufgezeichnet wird, ist es hier nicht möglich Messergebnisse aus den Sommermonaten darzustellen. Anhand der Temperaturverläufe zeigt sich, dass beide Kurven in ihrer Form sehr gut übereinstimmen. Auch zeigen beide Kurven keine zeitliche Verschiebung zueinander, was auf eine synchrone Reaktion auf Temperaturänderung hinweist. Die akustische Messung weist jedoch speziell im ersten Drittel des dargestellten Messzeitraums etwas höhere Temperaturwerte auf, als die berührende Messung. Dies äußert sich in Form einer Verschiebung der Kurven zueinander, was beispielsweise im Zeitbereich ab 16:00 Uhr des 17.01.2019 gut zu erkennen ist. Hier liegt die Messwertdifferenz in Bereich von 1-2 Kelvin. Die Verschiebung tritt im dargestellten Zeitverlauf jedoch vornehmlich bei Temperaturen oberhalb von 0 °C auf. Aus diesem Grund sollte in den Sommermonaten ein weiterer Vergleich beider Größen durchgeführt werden. Die gerade bei tiefen Temperaturen unterhalb des Schmelzpunktes von Wasser eher als gering zu bezeichnenden Differenzen zwischen beiden Kurven sind aufgrund der Anfälligkeit auf Störgrößen der akustischen Messung (siehe Kapitel 2.2.2) als sehr positiv zu interpretieren.

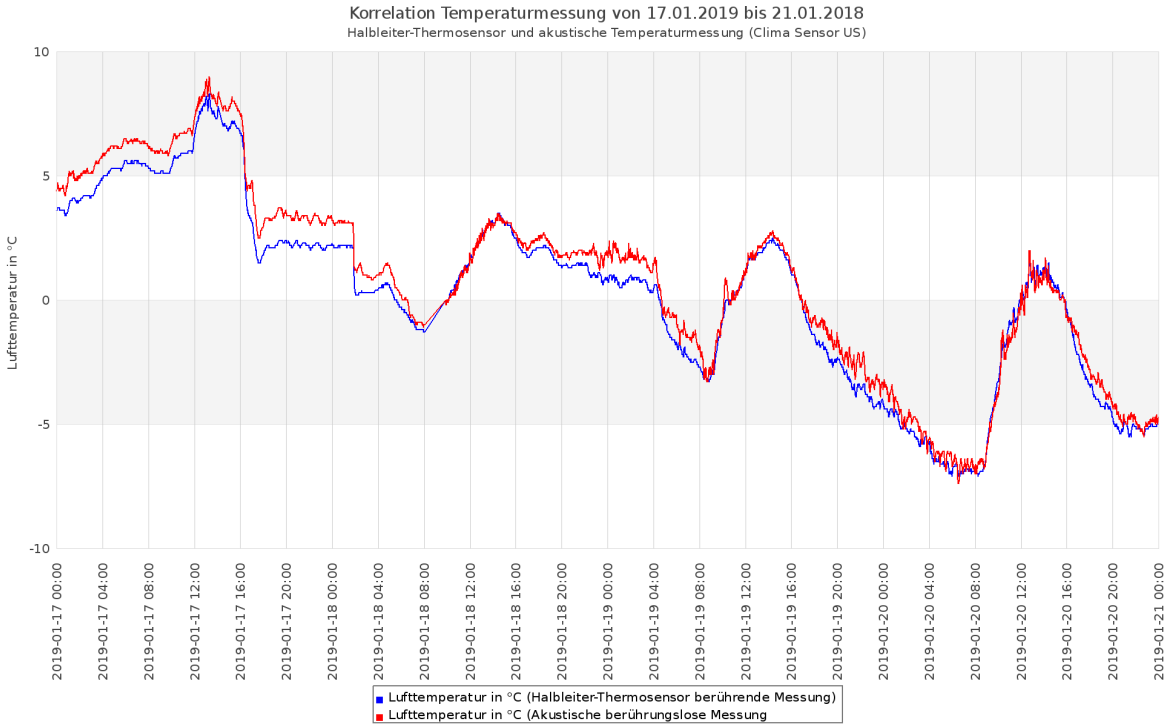


Abb. 6–23: Tagesverlauf der Temperaturmessung zwischen 17.01.2019 und 21.01.2019, akustische Temperaturmessung und berührende Temperaturmessung

Für die genauere quantitative Analyse der Korrelation wird zunächst der *Rangkorrelations-koeffizient nach Spearman* angewendet. Dieser beträgt für den dargestellten Zeitraum 0,99 (*p-Wer*t << 0,01), was einer sehr hohen positiven Korrelation entspricht. Aufgrund des vorher dargestellten Messwertdiagramms und der Messung der gleichen Messgröße an einer annähernd identischen Messstelle, ist dieser hohe Wert jedoch zu erwarten gewesen. Um eine noch präzisere Aussage über die Korrelation der Messverfahren treffen zu können, erfolgt eine Analyse auf Basis des *Bland-Altman-Diagramms*. Bei der hierfür nötigen Differenzbildung der Messwertpaare bildet die berührende Messung den Minuenden und die akustische Messung den Subtrahenden. Eine Tendenz zu positiven Messwertdifferenzen zeigt daher an, dass höhere Messwerte durch die berührende Messung verursacht sind. Bei negativen Messwertdifferenzen ist entsprechend die akustische Temperaturmessung der Verursacher. Für die Anwendung der *Limits of Agreement* werden zunächst die Messwertdifferenzen mittels eines Histogramms auf Normalverteilung geprüft (siehe Abb. 6–24). Hier wird deutlich, dass trotz der sehr großen Stichprobe von 5633 Messwerten keine Normalverteilung vorliegt. Die Randangaben des Histogramms geben zusätzlich Aufschluss über den Mittelwert der Differenz, welcher -0,5 K beträgt, und die Standardabweichung der Differenz, welche bei 0,44 K liegt. Der Mittelwert der Differenz bestätigt die anhand des Messwertdiagramms getätigte Vermutung, dass das akustische Messverfahren innerhalb dieser Stichprobe zu höheren Messwerten tendiert. Dies wird auch anhand der größten Auftretenshäufigkeit der Messwertdifferenz bei einem Wert von -1 K deutlich. Aufgrund mangelnder Normalverteilung dürfen die *LoA* nur in angepasster Form dargestellt werden. Hierzu wird der Anteil der Messwerte im Bereich von $\pm 1{,}96 * \sigma$ um den Mittelwert der Differenz berechnet. Die Berechnung ergibt, dass 96,7 % der Messwerte in diesem Differenzbereich liegen. Dieser umfasst damit ein Intervall von -1,39 K bis +0,33 K. Das Intervall ist im *Bland-Altman-Diagramm* als "96,7 % Intervall" markiert und soll hauptsächlich als Auswertungshilfe dienen.

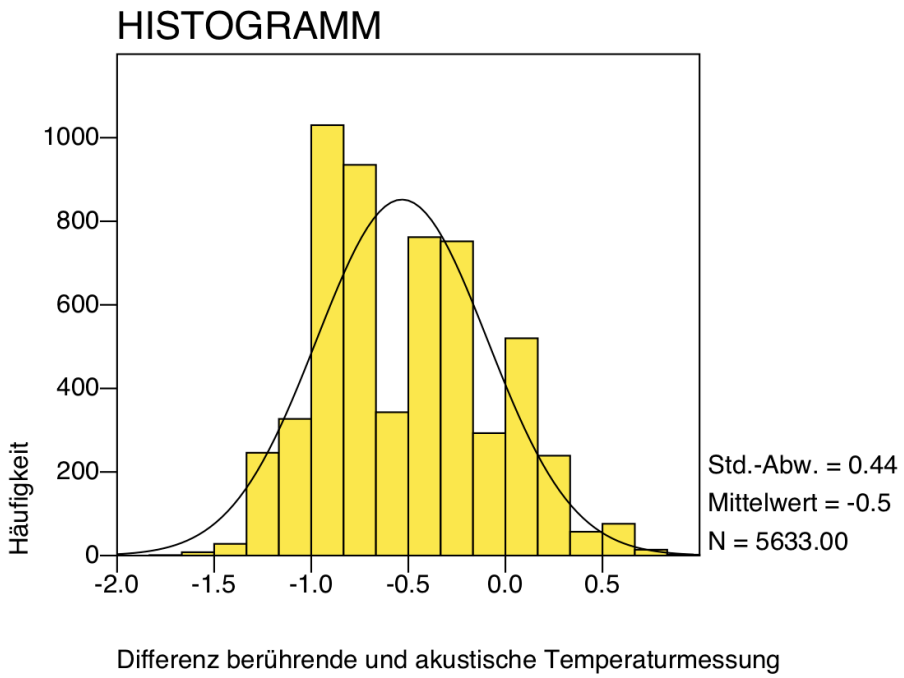


Abb. 6–24: Histogramm mit Normalverteilungskurve zum Nachweis der Normalverteilung der Messwertdifferenz (berührende Messung – akustische Messung) der Lufttemperatur zwischen 17.01.2019 bis 21.01.2019

Das *Bland-Altman-Diagramm* dieser Messung (siehe Abb. 6–25) weist im Bereich der Mittelwerte von -7,25 °C bis ungefähr +3 °C eine große Anzahl von Messwertdifferenzen oberhalb des Mittelwerts der Differenz von -0,53 K auf. Ein nicht zu vernachlässigender Anteil davon befindet sich sogar oberhalb der Schwelle von 0 K. Das bedeutet, dass in diesem Bereich teilweise höhere Messwerte durch die berührende Messung vorliegen, was anhand des

Messwertdiagramms nicht direkt ersichtlich ist. Bei Mittelwerten oberhalb von +3 °C zeigt sich dann jedoch die deutliche Tendenz zu Messwertdifferenzen unterhalb des Mittelwerts der Differenz. Dies bestätigt damit den Eindruck des Messwertverlaufs, in welchem die nennenswerten Abweichungen zwischen den beiden Messverfahren hauptsächlich bei Temperaturen oberhalb von 0 °C auftreten.

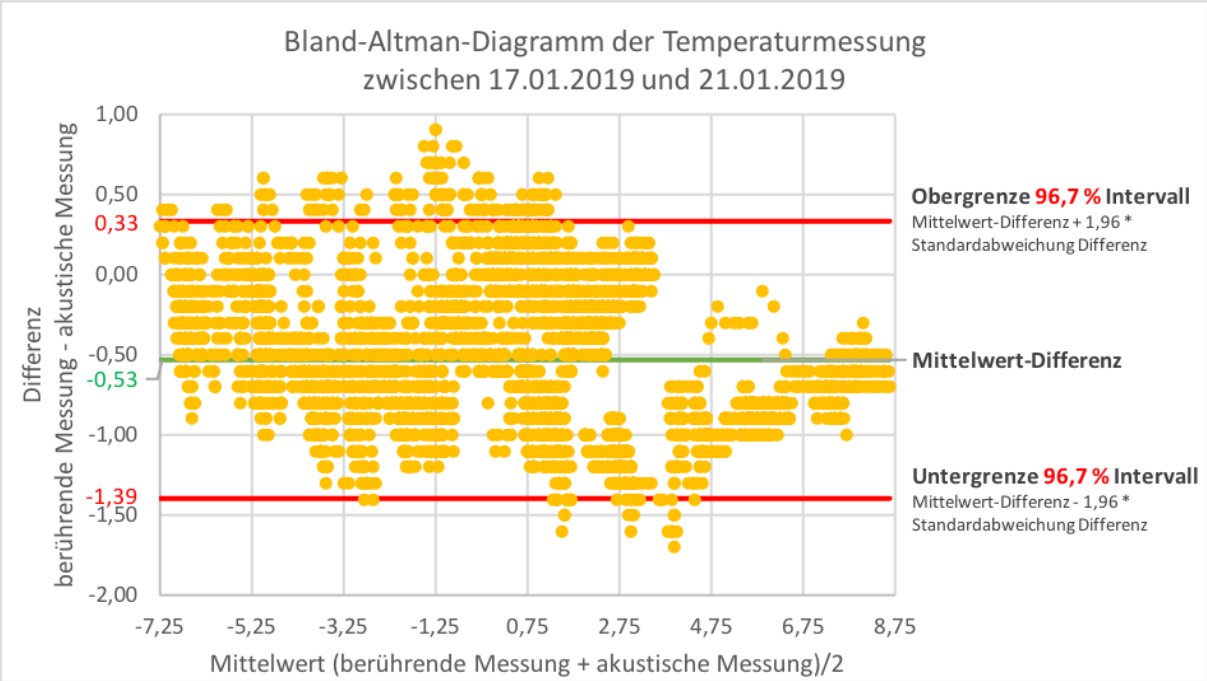


Abb. 6–25: Bland-Altman-Diagramm der Temperaturmessung vom 17.01.2019 bis 21.01.2019

Somit lässt sich klar sagen, dass die Messwertdifferenz für den hier dargestellten Zeitbereich mit steigender Temperatur zunimmt. Starke Streuungen sind durch keines der beiden Messverfahren zu verzeichnen. Die maximale Messwertdifferenz liegt bei -1,7 K und kann damit ebenfalls klar der akustischen Messung zugeordnet werden. Dies spiegelt auch das sonstige Bild des *Bland-Altman-Diagramms* wider, in welchem die absolute Mehrheit der Messwertdifferenzen im negativen Differenzbereich liegt und damit der akustischen Messung zuzuordnen ist.

Abschließend lässt sich feststellen, dass beide Messverfahren im ausgewerteten Zeitraum grundsätzlich den gleichen Verlauf mit Messwertdifferenzen von weniger als 2 K aufweisen. Gerade bei Temperaturen unterhalb von 0 °C lässt sich eine fast ideale Korrelation beider Verfahren erkennen. Es lässt sich anhand des dargestellten Verlaufs und der Auswertung mit dem *Bland-Altman-Diagramm* jedoch auch feststellen, dass bei Temperaturen oberhalb von 0 °C eine klare Tendenz zu höheren Messwerten durch die akustische Messung vorliegt. Die Differenz beider Verfahren ist speziell im Temperaturbereich zwischen circa 1 °C und 5 °C besonders groß. Im Mittel über den gesamten Zeitbereich weist die akustische Temperatur eine um 0,5 K höhere gemessene Temperatur auf. Um grundsätzliche Tendenz zu höheren Werten durch die akustische Messung weiter zu untersuchen, sollte diese Korrelation zusätzlich für einen Sommertag mit Temperaturen oberhalb von 20 °C durchgeführt werden. Hinsichtlich der äquivalenten Verwendung beider Messverfahren stellt sich zunächst die Frage der Anforderungen an die Genauigkeit. Für den Einsatz in der Meteorologie ist eine im Mittel um 0,5 K zu hoch gemessen Temperatur jedoch deutlich zu viel. Hierbei kann jedoch nicht davon ausgegangen werden, dass das Messergebnis der berührenden Messung der wahren Lufttemperatur entspricht. Beide Verfahren weisen in jedem Fall sowohl Vorteile als auch Nachteile auf. So ist die berührende Temperaturmessung nicht rückwirkungsfrei und durch die Wärmekapazität des Messfühlers auch nicht verzögerungsfrei. Bei der berührungslosen

Temperaturmessung dagegen wird keine Zeit für eine Temperaturanpassung eines Messfühlers benötigt, wodurch zumindest theoretisch speziell schnelle Temperaturänderungen gut gemessen werden können. Nachteilig bei diesem Verfahren ist jedoch wiederum, dass da die Zusammensetzung des Ausbreitungsmediums bekannt und möglichst konstant sein sollte. Darüber hinaus sind im Bereich der Meteorologie Messgeräte für die akustische Temperaturmessung durch geringe Verbreitung aktuell noch deutlich teurer als herkömmliche berührende Sensoren. Da die akustische Temperaturmessung hier jedoch eher ein Nebenprodukt der akustischen Windgeschwindigkeits- und Windrichtungsmessung ist, stellt dieses Verfahren eine durchaus interessante Alternative dar, um ohne Einbau eines zusätzlichen Temperatursensors eine gute Information über die aktuelle Lufttemperatur zu erhalten.

6.7 Photovoltaikleistung und Helligkeit (Photovoltaikzellen und Clima Sensor US)

Im Folgenden sollen die Zusammenhänge zwischen der Leistung einer Photovoltaikzelle und der Helligkeit beispielhaft analysiert werden. Hieraus soll ermittelt werden, ob es möglich ist, aus den Messwerten der Helligkeit die Leistung einer Photovoltaikzelle zu bestimmen. Dies kann beispielsweise dazu dienen, im Voraus mit wenig Aufwand und geringen Kosten die standortspezifische ideale Ausrichtung einer Photovoltaikanlage zu bestimmen. Hierzu ist im folgenden Diagramm der Tagesverlauf der PV-Leistung eines 10 W Moduls in südlicher Ausrichtung mit 47 Ω Last in Verbindung mit der Helligkeit in südlicher Richtung vom 14.10.2018 dargestellt (siehe Abb. 6–26). Die Wahl fällt dabei auf diesen Tag, da dieser den frühestmöglichen Zeitpunkt darstellt, an welchem beide Sensoren an der erweiterten Messdatenerfassung in Betrieb gewesen sind. Ein späterer Tag wäre dabei nicht sinnvoll, da die Photovoltaikleistung aufgrund des Sonnenstandes im Herbst und Winter eher geringer ausfällt.

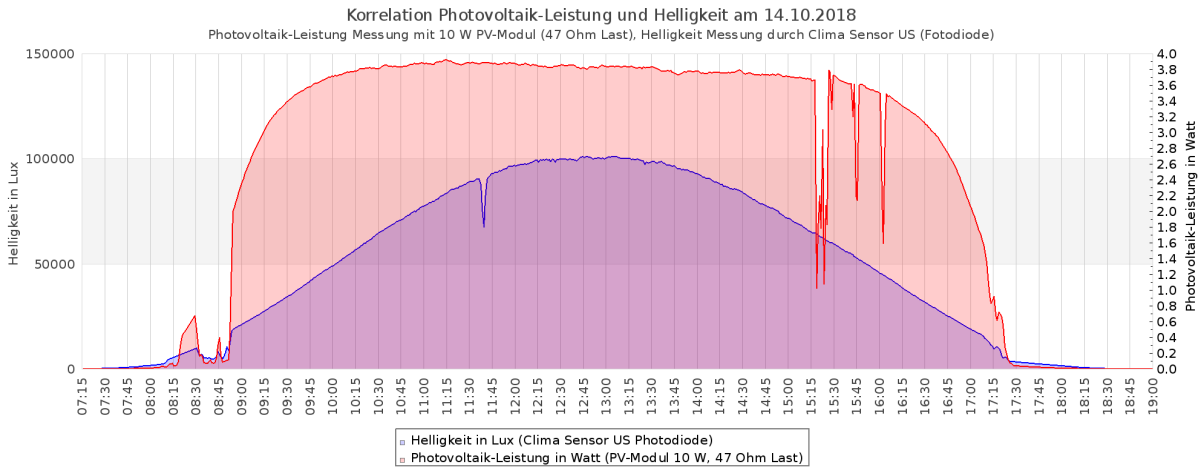


Abb. 6–26: Tagesverlauf von PV-Leistung und Helligkeit am 14.10.2018, Clima Sensor US und Photovoltaik-Messsystem

Anhand des Tagesverlaufs zeigt sich erwartungsgemäß der fast gleichzeitige Anstieg beider Größen zu Tagesbeginn (zw. 7:45 Uhr und 8:00 Uhr). Zwischen 8:30 Uhr und 8:50 Uhr zeigt sich jedoch ein synchroner Einbruch beider Größen. Während des Einbruchs verlaufen beide Größen nahezu linear und steigen ab 8:50 Uhr synchron wieder an. Am Anstieg nach dem Einbruch wird deutlich, dass in Teilen des Tagesganges ein nichtlinearer Zusammenhang zwischen Helligkeit und der Photovoltaikleistung besteht. Dies lässt sich daran ableiten, dass ab einer Helligkeitsschwelle von hier ca. 20 - 30 kLux die Leistung der PV-Zelle schlagartig auf ihren Maximalwert von ungefähr 3,9 W ansteigt, während die Helligkeit vergleichsweise langsam und linear zunimmt. Ab einer Helligkeitsschwelle von ungefähr 70 kLux stagniert die Photovoltaikleistung trotz weiterem Anstieg der Helligkeit. Dieses Verhalten ist gespiegelt am Nachmittag und frühen Abend erneut zu beobachten. Ab ca. 14:00 Uhr beginnt die Helligkeit bereits langsam und linear abzufallen, wohingegen die PV-Leistung bis fast 16:30 Uhr auf

einem konstanten Niveau von 3,8 – 3,9 W verweilt. Unterbrochen wird dieses fast konstante Leistungsplateau durch kurze Einbrüche zwischen 15:15 Uhr und 16:00 Uhr, welche sich nicht in der Helligkeit widerspiegeln. Eine Verschattung durch Wolken kann hier als Grund eher ausgeschlossen werden, da bereits aus Kapitel 6.2 bekannt ist, dass sich diese stark auf die Helligkeit auswirken würde. Eine lokale Verschattung durch Vögel, welche sich auf der Zelle niedergelassen haben, oder Blätter ist jedoch als Grund denkbar.

Im Folgenden wird der Zeitbereich zwischen 8:00 Uhr und 9:00 näher analysiert, da sich dort bereits am Tagesverlauf ein nahezu lineares Verhalten beider Größen vermuten lässt. Hierzu ist dieser Bereich aus dem Tagesverlauf extrahiert und nachfolgend dargestellt (siehe Abb. 6–27). Hier zeigt sich, dass sich bei geringen Helligkeitswerten von weniger als 20 kLux ein sehr lineares Verhalten zwischen Helligkeit und der abgegebenen Photovoltaikleistung beobachten lässt.

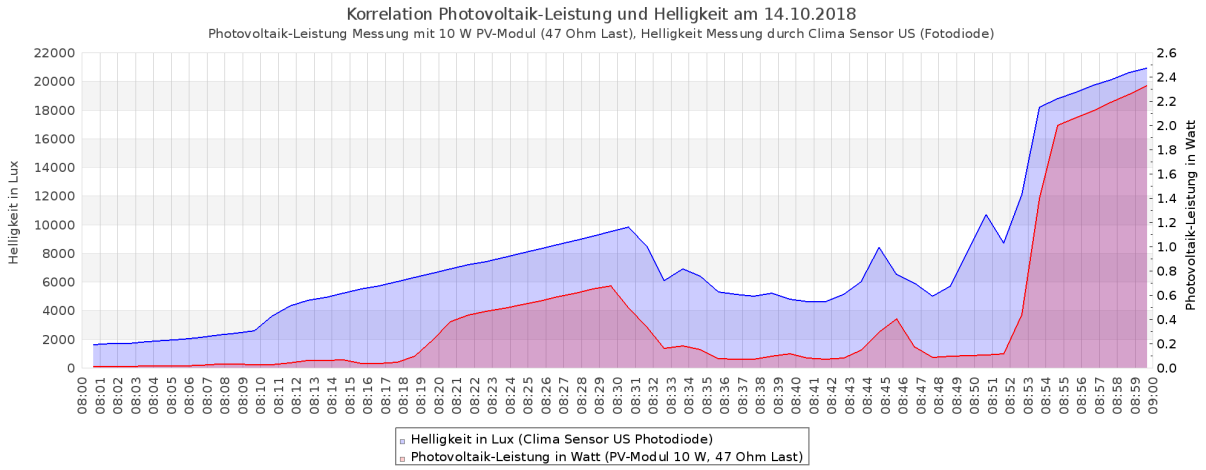


Abb. 6–27: Ausschnitt Tagesverlauf PV-Leistung und Helligkeit am 14.10.2018 8:00 Uhr bis 9:00 Uhr, Clima Sensor US und Photovoltaik-Messsystem

Sowohl die Photovoltaikleistung als auch Helligkeit steigen ab circa 8:10 Uhr mit leichtem Zeitversatz linear an, um dann fast zeitgleich gegen 8:30 Uhr wieder einzubrechen. Der Einbruch der beiden Größen dauert bis ungefähr 8:50 Uhr an und wird von einem steilen Anstieg von Helligkeit und Photovoltaikleistung gefolgt. Die Steigung flacht jedoch bereits ab 8:53 Uhr wieder ab. Hieraus lässt sich folgern, dass in diesem Zeitraum eine Verschattung durch Wolken stattgefunden hat, welche sich bei geringen Helligkeiten gleichmäßig auf beide Größen auswirkt. Das im Zeitausschnitt von 8:00 Uhr bis 9:00 Uhr dargestellte Verhalten zeigt damit deutlich, dass beide Messungen auf dem gleichen physikalischen Prinzip, dem Photoeffekt beruhen. Das Auseinanderdriften der Kennlinien ab circa 70 kLux lässt sich damit erklären, dass die Kennlinien der Fotodiode zu Bestimmung der Helligkeit stark von der der Photovoltaikzelle abweicht. Während die Fotodiode die Empfindlichkeit des menschlichen Auges nachbildet, ist die PV-Zelle auf maximalen Energieertrag optimiert. Dies erklärt auch die Stagnation der Photovoltaikleistung über einen weiten Tagesbereich von ungefähr 10:00 Uhr bis 16:00 Uhr. Die voneinander abweichenden Kennlinien resultieren dabei aus einer unterschiedlichen Dotierung. Betrachtet man beide Messwertdiagramme unter dem Gesichtspunkt der Vorhersage von Photovoltaikleistungen aus Helligkeitswerten, stellt man fest, dass bei niedrigen Helligkeitswerten die Photovoltaikleistung gut aus diesen abgeleitet werden kann. Durch das Auseinanderdriften der Kennlinien ist dies bei höheren Helligkeiten jedoch erschwert. Zusätzlich kann anhand der dargestellten Messwerte nicht abgeleitet werden, wie sich eine plötzliche leichte Verschattung bei vorher großen Helligkeitswerten auf die PV-Leistung auswirkt. Hierzu ist eine weitere Analyse notwendig bei anderen Bestrahlungsverhältnissen notwendig.

Der geschilderte Zusammenhang der Linearität bei kleinen Helligkeitswerten (< 20 kLux) und Nichtlinearität bei großen Helligkeitswerten (> 20 kLux) soll im Folgenden mathematisch nachgewiesen werden. Hierfür wird erneut der *Korrelationskoeffizient nach Spearman* berechnet (siehe Kapitel 6.2). Für den hier dargestellten Zusammenhang beträgt dieser 0,93 (*p-Wert* << 0,01), was einer starken monotonen Abhängigkeit beider Größen entspricht. Sowohl die Helligkeit als auch die PV-Leistung bewegen sich also in die gleiche Richtung, tun dies aber nicht zwangsweise mit der gleichen Rate.

Zusammenfassend lässt sich feststellen, dass ein klar erkennbarer Zusammenhang zwischen der Helligkeit und der Leistung eines Photovoltaikmoduls vorliegt. Dies hat sich speziell bei einer Helligkeit unterhalb von 20 kLux gezeigt, bei welcher eine deutlich lineare Abhängigkeit beider Größen veranschaulicht werden konnte. Da sich innerhalb dieses Bereichs auch gezeigt hat, dass sich eine Verschattung gleichsam auf beide Größen auswirkt, wäre eine näherungsweise Berechnung der Photovoltaikleistung aus der gemessenen Helligkeit (und umgekehrt) in diesem Bereich grundsätzlich denkbar. Für die Beurteilung des Verhaltens im nichtlinearen Bereich des Tagesverlaufs muss zunächst die Wirkung der Verschattung anhand weiterer Auswertungen nachgewiesen werden.

6.8 Zusammenfassung

Das zu Beginn dieses Kapitels gesetzte Ziel war der Vergleich und die Korrelation der von dieser Messstation erfassten Messwerte. Hierbei sollte die Übereinstimmung von Messwerten untersucht werden, die mit unterschiedlichen Messverfahren aufgenommen wurden. Hierbei ging es speziell darum, die Messwerte der kompakten Wetterstation Clima Sensor US mit der neu integrierten Referenzsensorik abzugleichen. Darüber hinaus sollten jedoch auch Messwerte miteinander verglichen werden, die zur gleichen meteorologischen Kategorie gehören aber keine direkte Äquivalenz aufweisen. Hiermit sollte ermittelten werden, ob von einer Größe auf die andere Größe geschlossen werden kann. Den Start dieses Kapitels bildete die Analyse des Zusammenhangs von UV-Strahlung und Helligkeit. Dieser ergab, dass beide Größen zwar einen sehr ähnlichen Tagesverlauf aufweisen, sich die Bewölkung jedoch nicht gleichsam auf beide Größen auswirkt. Während die Helligkeit bereits bei einer leichten Beschattung durch eine dünne Wolkenschicht stark einbricht, wirkt sich eine solche auf den Tagesverlauf der UV-Strahlung nur gering bis gar nicht aus. Es kann im Gegenteil sogar dazu kommen, dass die UV-Strahlung durch eine dünne und durchbrochene Wolkenschicht lokal verstärkt wird. Aus diesem Grund ist es nicht möglich, zuverlässig von einer der beiden Größen auf die andere zu schließen. Im Anschluss daran wurden die Ergebnisse der akustischen Windgeschwindigkeits-messung mit denen des mechanischen Schalensterns verglichen. Hierbei zeigte sich eine gute Korrelation beider Verfahren. Über den gesamten Zeitbereich lagen die Messwerte der akustischen Messung jedoch so gut wie immer etwas oberhalb der Messwerte des Schalensterns, was zu einer mittleren Messwertdifferenz von 0,73 m/s führt. Als möglich Gründe wurden hierfür unteranderem die deutlich höhere Dynamik der berührungslosen Messung bei kurzen Windböen, die zu überwindende Losbrechkraft des Schalensterns aus dem Stillstand und die nicht rückwirkungsfreie Messung des Schalensterns ermittelt. Speziell der letztgenannte Grund führt dazu, dass ein Teil der Windenergie in Reibung statt in Drehzahl der Schalen umgesetzt wird. Für den Zusammenhang der Reibung wurde ein linearer Regressionsansatz aufgestellt, welcher es ermöglicht, die Windgeschwindigkeit der akustischen Messung näherungsweise aus der Windgeschwindigkeit des Schalensterns zu berechnen. Ein ähnliches Bild zeigte sich bei der Korrelation der Windrichtungsmessungen. Auch für die dort analysierten Messergebnisse zeigte sich eine Verschiebung der Tagesverläufe zueinander. Hierbei wurde eine mittlere Messwertdifferenz von knapp über 14° ermittelt. Auch bei diesem Vergleich werden die Gründe in der deutlich höheren Dynamik der akustischen Messung vermutet, da die Abweichungen bei kurzen Windböen besonders deutlich sichtbar sind. Darüber hinaus kann hier jedoch auch eine nicht ideale Ausrichtung beider Geräte bezogen auf

die Himmelsrichtung eine entscheidende Rolle spielen. Beide Vergleiche haben das Potenzial und die großen Vorteile der hohen Dynamik der akustischen Messung bei kurzen Windböen und der Rückwirkungsfreiheit der Messung im Vergleich zu den herkömmlichen mechanischen Messverfahren gezeigt. Etwas negativer im Sinne der Korrelation hat sich der Vergleich der radarbasierten Niederschlagsmessung mit der Messung Niederschlagssammlers hervorgetan. Hier erfolgte einerseits ein Vergleich anhand eines beispielhaften Tagesverlaufs, welcher bereits Tendenzen zu höheren Messwerten durch das Niederschlagsradar zeigte. Eine anschließend durchgeführte Analyse der Tagesniederschlagssummen für ein Zeitintervall von 31 Tagen bestätigte diese Tendenz teilweise. Die Auswertung zeigte eine sehr gute Korrelation der Messungen an Tagen mit geringen Niederschlagssummen und auch an wenigen Tagen mit höhen Niederschlagssummen. An einigen anderen Tagen zeigte der Vergleich jedoch unplausible hohe Messergebnisse durch das Niederschlagsradar. Diese äußerten sich in teilweise bis zu 10 mm/Tag höheren Niederschlagssummen hervorgerufen durch den Clima Sensor US. Im weiteren Verlauf der Analyse der Messergebnisse zeigt sich, dass die hohen Messergebnisse des Niederschlagsradars durch fehlerhafte Detektionen hervorgerufen werden. Verantwortlich hierfür scheint vornehmlich das Abspannungsseil oberhalb des Clima Sensor US zu sein, was gerade bei hohen Windgeschwindigkeiten zu schwingen beginnt und dann als Niederschlag detektiert wird. Hier sollte zunächst die Positionierung des Clima Sensor US so verändert werden, dass eine solche fehlerhafte Detektion nicht mehr möglich ist und anschließend eine erneute Korrelation der Messergebnisse durchgeführt werden. Zusätzlich zu den sensorübergreifenden Vergleichen wurde eine Korrelation der berührenden Temperaturmessung mit der akustischen Temperaturmessung durchgeführt. Diese ergab eine gute Übereinstimmung beider Verfahren, zeigte jedoch im Mittel eine um ungefähr 0,5 K höhere Temperatur durch die akustische Messung. Die Differenzen traten jedoch hauptsächlich bei Temperaturen oberhalb von 0 °C auf und sollten durch weitere Vergleiche bei höheren Lufttemperaturen validiert werden. Dieses Verfahren bietet damit eine rückwirkungsfreie und theoretisch verzögerungsfreie Möglichkeit der Bestimmung der Lufttemperatur auf Basis eines Ultraschall-Anemometers. Alle Ergebnisse dieser direkten Vergleiche und Korrelationen sind dabei durch aussagekräftige *Bland-Altman-Diagramme* untermauert. Den Abschluss des Kapitels bildet ein Vergleich von Helligkeit und der Leistung einer Photovoltaikzelle. Hierbei wurde deutlich, dass sich beide Größen bei geringen Helligkeitswerten nahezu linear verhalten. Bei höheren Helligkeitswerten zeigte sich dagegen ein stark nichtlineares Verhalten, was sich durch das Auseinanderdriften der Tagesgänge äußert und aus den unterschiedlichen Kennlinien resultiert (Dotierung). Somit ist ein direktes Ableiten der Photovoltaikleistung aus der Helligkeit (und umgekehrt) nur bei geringen Helligkeitswerten möglich.

7 Fehlerkatalog (Hörnlein)

7.1 Aufgetretene Fehlerbilder und deren Lösung (Hörnlein)

Im Laufe der hier dokumentierten Konzeptionierung, Realisierung und Validierung der Messstation sind immer wieder unerwartete Fehler, Probleme und Schwachstellen zu verzeichnen gewesen. Um einem möglichen nachfolgenden Betreuer der Anlage einige Anhaltspunkte zu geben, sind hier die Wichtigsten dieser Vorkommnisse zusammen mit der zugehörigen Lösung (sofern vorhanden) sortiert nach der betroffenen Komponente aufgelistet.

7.1.1 Energieversorgung

7.1.1.1 Geringe Netzeinspeisung des Wechselrichters SolarInvert Winsol 500-12 AC HY trotz hoher Windgeschwindigkeiten (> 30 km/h)

Der Wechselrichter Winsol 500-12 AC HY an dem die *Solarex* Photovoltaikanlage und die Kleinwindkraftanlage angeschlossen sind, speist trotz Windgeschwindigkeiten oberhalb von 30 km/h nur sehr geringe Leistungen ein. Bei diesem Fehlerbild ist die Ausgangsspannung des Gleichrichters für die Windkraftanlage zu gering für den Arbeitsbereich des Wechselrichters. Ein erster Lösungsansatz in Absprache mit dem Hersteller sieht die Anpassung der Kennlinie des Wechselrichters in Richtung einer niedrigeren Spannungsebene vor. Diese Anpassung konnte jedoch im Rahmen der Arbeit noch nicht realisiert werden.

7.1.1.2 Kein Ladevorgang des Senec Home Li 5.0 Energiespeichers trotz Leistungsüberschuss durch die regenerativen Energieerzeuger

Bereits kurz nach Inbetriebnahme des Energiespeichers fiel auf, dass der regenerative Energieerzeuger in Form der *Solarex* Photovoltaikanlage mehrheitlich ins Stromnetz der Hochschule einspeiste, anstatt den Akkus des Energiespeichers aufzuladen. Die Rücksprache mit dem Hersteller ergab, ein Mindestleistungsüberschuss von 70 W durch die regenerativen Energieerzeuger im Netz vorhanden sein muss, damit die Einschaltschwelle des Batteriewechselrichters im Energiespeicher überschritten wird. Diese Problematik wurde durch die Installation einer weiteren und leistungsfähigeren Photovoltaikanlage gelöst.

7.1.2 Sensorik

7.1.2.1 UV-Sensor

Der UV-Sensor lieferte bereits kurze Zeit nach der Inbetriebnahme bei völliger Dunkelheit unplausible Messwerte wie beispielsweise UVB-Strahlungsleistungen von > 0,1 W/m^2 (UV-Index > 4). Dieser Fehlerfall konnte selbst nicht behoben werden, da ein Defekt an der Hauptplatine vorlag. Der Sensor wurde durch den Hersteller auf Kulanz ausgetauscht.

7.1.2.2 Clima Sensor US

Bei den Messergebnissen des Clima Sensor US kam es sporadisch zu sehr hohen Niederschlagsintensitäten und damit einhergehenden nicht mehr plausiblen Niederschlagssummen, welche mitunter 300 mm/Tag betrugen. Als sich diese Vorkommnisse ab Oktober 2018 häuften und zusätzlich keine Helligkeitswerte mehr erfasst wurden, erfolgte Ende November ein Austausch des Gerätes, woraufhin der Fehler vorerst behoben war. Bei der Überprüfung des eingesendeten Gerätes durch den Hersteller wurden jedoch keine Defekte festgestellt. Bereits kurze Zeit nach dem Austausch zeigte jedoch auch das Austauschgerät

Auffälligkeiten bei der Niederschlagsdetektion, wenn auch nicht in solch ausgeprägter Form. Die Auffälligkeiten äußern sich dadurch, dass über Tage hinweg ein dauerhaftes Niederschlagsereignis mit geringer Intensität (0,5-2 mm/h) detektiert wird. Dies führt jedoch zu deutlich kleineren Tagesniederschlagssummen als vor dem Austausch des Gerätes und auch bei der Helligkeitsmessung gibt es keine Auffälligkeiten. Eine daraufhin gestartete Fehlersuche in Verbindung mit der Korrelation vorhandener Messergebnisse (siehe Kapitel 6.5) brachte die Erkenntnis, dass dieser Effekt hauptsächlich bei hohen Windgeschwindigkeiten oberhalb von 25 km/h zu verzeichnen ist. Durch Verknüpfung des Fehlerbildes mit der Abhängigkeit von der Windgeschwindigkeit und der Funktionsweise des Niederschlagsradars wurde klar, dass dieser Effekt durch die Schwingungen der Abspannungsseile im Wind ausgelöst wird. Abhilfe könnte hier eine neue Position des Sensors schaffen, in welcher keine Störungen durch bewegte Objekte zu erwarten sind.

7.1.3 Industriesteuerung (Messdatenerfassung und Visualisierung)

7.1.3.1 Nach Softwareupdate von Twincat 3 lässt sich das SPS-Projekt nicht mehr in die Steuerung laden

Nach einem Update der Entwicklungsumgebung *Twincat 3* konnte das bestehende SPS-Projekt nicht mehr kompiliert und in die Steuerung geladen werden. Die Fehlermeldung lies auf ein Kommunikationsproblem zur *EtherCAT*-Schnittstelle schließen. Eine Rückfrage beim Support ergab, dass es bei diesem Update in seltenen Fällen zur Beschädigung des Echtzeit-Treibers der *EtherCAT*-Schnittstelle kommen kann. Über Fernwartung wurde der Treiber durch den Support repariert und die Steuerung anschließend wieder in Betrieb genommen.

7.1.3.2 Nach Reihenfolgeänderung der Klemmen am Buskoppler sind diese nicht mehr ansprechbar

Im Rahmen des Aufbaus des Schaltschrankes im Messfeld wurde nachträglich die Reihenfolge der Ein-/Ausgangsklemmen am Buskoppler geändert, um eine bessere Verdrahtung zu gewährleisten. Bei der Inbetriebnahme zeigt sich dann jedoch, dass einzelne Klemmen zwar über die Hardwarekonfiguration der Steuerungssoftware ansprechbar waren, aber nicht mehr die spezifizierte Funktion ausführten. So schaltete beispielsweise die digitale Ausgangsklemme (EL2008) ihre Ausgänge nicht mehr ein. Bei der Fehlersuche zeigt sich dann, dass einige der verbauten Klemmen (z. B. EL3681 Digital-Multimeter-Klemme) die Powerkontakte nicht zu den nächsten Klemmen weiterreichen, was eine Ansteuerung von Klemmen mit hohem Strombedarf unmöglich macht. Die Lösung dieses Problems bestand darin, die Klemmen so zu sortieren, dass alle Klemmen mit Weiterleitung der Powerkontakte vor den Klemmen ohne Weiterleitung angeordnet sind (bezogen auf den Buskoppler).

7.1.3.3 Verbindung vom Database Server zur Datenbank fehlgeschlagen

Bei der anfänglichen Konfiguration des *Database Servers* zum Verbindungsaufbau zur Datenbank konnte trotz vermeintlich richtiger Zugangsdaten keine Verbindung aufgebaut werden. Die daraufhin folgende Fehlersuche mithilfe eines Netzwerkanalyseprogramms ergab, dass die Datenbank den Verbindungswunsch ablehnte. Die Lösung des Problems lag darin, dass für die Datenbank ein weiterer Benutzer exklusiv für den Zugriff von einem externen Gerät angelegt werden musste. Mit Anpassung der Zugangsdaten im *Database Server* auf den neuen Benutzer konnte der erfolgreiche Verbindungsaufbau realisiert werden. Die Zugangsdaten für den externen "Benutzer 2" können dem Anhang entnommen werden (siehe A6).

7.1.3.4 Verbindungsabbruch zwischen Database Server und Datenbank bei Auslesevorgang

Das anfängliche Konzept der Messwertübertragung zur Datenbank sah vor, dass nach dem Schreiben eines neuen Datensatzes dieser auch wieder aus der Datenbank ausgelesen werden sollte. Mithilfe des Auslesens sollte überprüft werden, ob der Schreibvorgang erfolgreich war. Bei Ablauf dieser Kommunikationsbeziehung brach jedoch in unregelmäßigen Abständen die Verbindung zur Datenbank ab und konnte auch erst nach Stunden wiederaufgebaut werden. Dieser Abbruch der Verbindung ging mit einer Arbeitsspeicherauslastung des Industrie-PCs von nahe 100 % einher. Eine Analyse des Datenverkehrs mit einem Netzwerkanalyseprogramm ergab, dass die Datenbank den ausgelesenen Datensatz teils hunderte bis tausende Male aussendete, was zum Speicherüberlauf des *Database Servers* und damit zum Absturz der Steuerung führte. Durch Entfernen des Auslesebefehls aus den SPS-Programmen konnte das Problem zumindest vorerst behoben werden. Eine endgültige Lösung, die das Auslesen von Datensätzen aus der Datenbank wieder ermöglicht, wurde bisher noch nicht gefunden.

7.1.3.5 Speicherüberlauf Industrie-PC bei Betrieb der Visualisierung

Beim Betrieb der webbasierten Visualisierung (*TC3 HMI*) kam es nach einer Laufzeit von einigen Tagen immer wieder zum Arbeitsspeicherüberlauf des Industrie-PCs, was mit einem Absturz der Steuerung verbunden war. Ausgelöst wurde der Speicherüberlauf durch den Browser, welcher bereits nach zwei bis drei Tagen über 500 Megabyte Arbeitsspeicher belegte. Auf Rückfrage beim Support von *Beckhoff* wurde mitgeteilt, dass dieses Problem bereits bekannt sei, aber mit dem letzten Update des *HMI Servers* behoben worden sei. Ein gemeinsames Update des *HMI Servers* und des *HMI Engineerings* brachte schließlich deutliche Besserung. Trotz des Updates erzeugt die Visualisierung eine vergleichsweise hohe Arbeitsspeicherauslastung zwischen 100 und 200 Megabyte. Bei Überschreiten eines Schwellwerts von ungefähr 200 Megabyte werden jedoch Teile des Arbeitsspeichers wieder freigegeben, was einen dauerhaft stabilen Betrieb der Steuerung gewährleistet.

7.1.4 Messdatenspeicherung - Fehler bei der Berechnung der Messwertdiagramme nach Update des Datenbanksystems

Nach einem Softwareupdate der Datenbank brach die Berechnung eines Messwertdiagramms für die Darstellung der Windgeschwindigkeit mit der Fehlermeldung ab, dass keine Elemente aus der Datenbank gelesen werden konnten. Eine Änderung des Sortierparameters der Datenbank-Tabelle von "Timestamp" auf "ID" für den Auslesevorgang löste das Problem. Da alle anderen Auslesevorgänge jedoch weiterhin mit dem Sortierparameter "Timestamp" problemlos funktionieren, kann der Grund für die Fehlermeldung nicht abschließend festgestellt werden.

7.1.5 Messdatendarstellung - Homepage des *Campuswetters* lässt sich nicht aufrufen

In der Vergangenheit kam es gelegentlich dazu, dass die Homepage des *Campuswetters* kurzzeitig nicht verfügbar war. Für diesen Fall ist zunächst zu prüfen, ob über VPN eine Verbindung zum Server hergestellt werden kann und ob der Login auf dem Server möglich ist. Ist dies nicht der Fall, wird der Server vermutlich gerade neu gestartet oder es liegt ein generelles Problem innerhalb des Hochschulnetzes vor. Ist der Login auf dem Server möglich, ist zu prüfen, ob nur eine Seite des *Campuswetters* nicht verfügbar ist oder ob alle Seiten vom Ausfall betroffen sind. Sind alle Seiten ausgefallen, sollte Hilfestellung beim ZKI gesucht werden. Die hierfür nötige Liste der Ansprechpartner kann dem Anhang A7.1 entnommen werden. Ist lediglich eine Seite ausgefallen, ist die zugehörige PHP-Datei händisch über die Kommandozeile auszuführen und die daraus resultierende Fehlermeldung zu prüfen. Anhand der Fehlermeldung muss dann gegebenenfalls die Korrektur des Skripts erfolgen.

7.2 Leitfaden zur Fehlersuche (Hörnlein)

Die in dieser Arbeit thematisierte Wetterstation ist zu einem komplexen System aus verschiedensten Komponenten gewachsen, bei welchem sinnbildlich gesprochen alle Zähne ineinandergreifen müssen, um einen reibungslosen Betrieb zu gewährleisten. Gerade in einem solch vielschichtigen System kann es jedoch immer wieder zu unvorhersehbaren Problemen und Ausfällen kommen, die einen unerfahrenen Betreiber vor eine lange Fehlersuche stellen. Um diese Fehlersuche zu vereinfachen, wurde der im Folgenden (siehe Abb. 7–1) dargestellte Fehlersuchbaum entwickelt, welcher auch durch die Aufgabenstellung gefordert ist. Dieser stellt als beispielhaftes Szenario den Ausfall der aktuellen Wetterdaten auf der Homepage des *Campuswetters* dar und gibt in Abhängigkeit des tatsächlich vorliegenden Problems verschiedene Lösungswege vor. Ein solcher Fehlerbaum kann leider nicht alle Szenarien abdecken, lässt sich jedoch auch auf andere Fehlerbilder adaptieren.

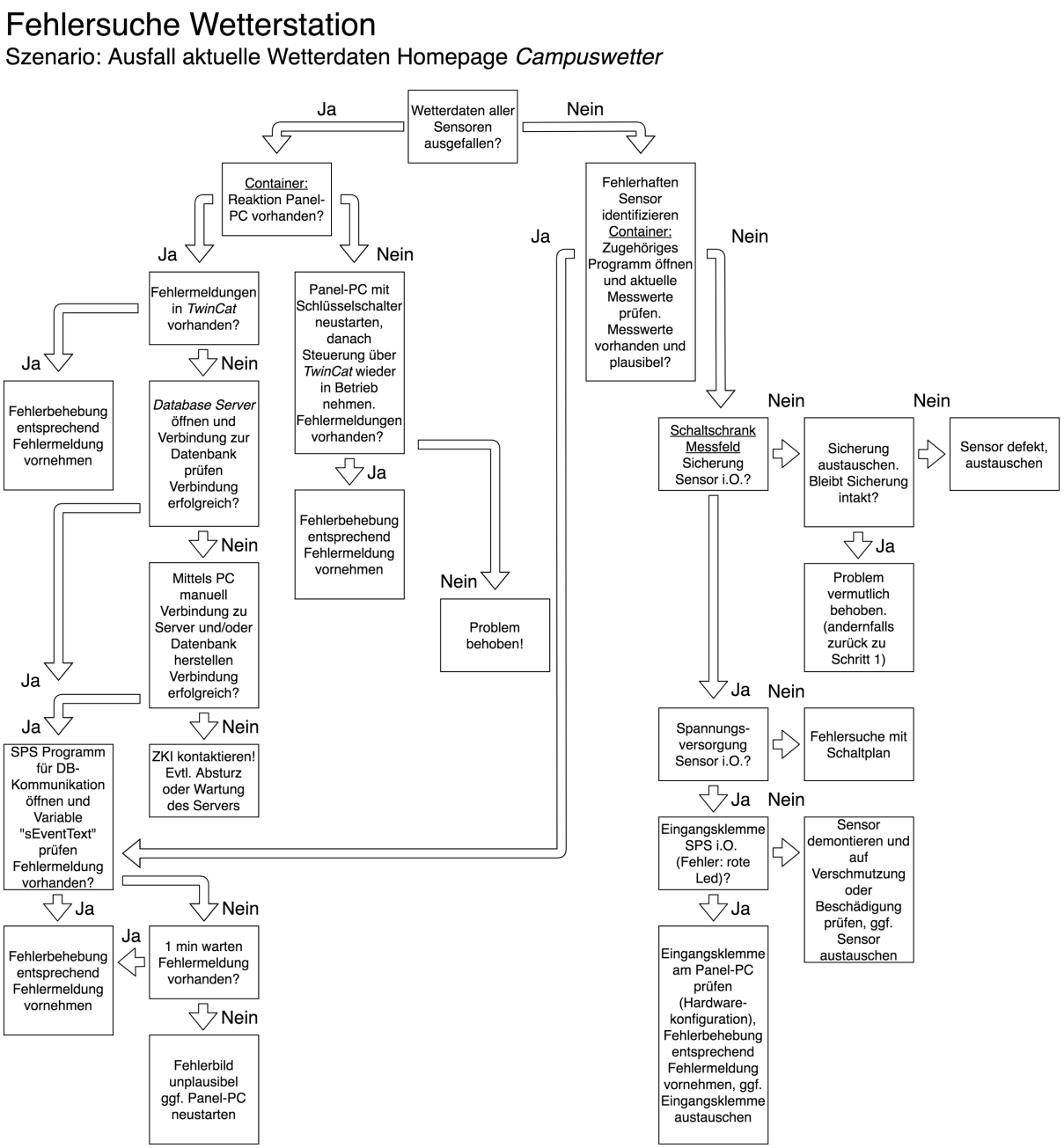


Abb. 7–1: Fehlersuchbaum für das Szenario: Ausfall der aktuellen Wetterdaten auf der Homepage des Campuswetters

8 Zusammenfassung und Ausblick (Hörnlein)

Diese Arbeit stellt die Dokumentation der Konzeptionierung, Realisierung und Validierung der hochschuleigenen Wetterstation am Campus Herrenkrug dar. Den Ausgangspunkt hierfür bildete ein erster autarker Prototyp, bestehend aus einem Multi-Sensor-System und der zugehörigen Messdatenerfassung, der bereits im Jahr 2016 in Betrieb ging. Durch einige nicht korrigierbarer Schwachstellen des Prototyps wie zum Beispiel Instabilitäten beim Dauerbetrieb im Außeneinsatz und die schwierige Erweiterbarkeit kam es bereits nach vergleichsweise kurzer Betriebszeit zur Idee einer erweiterten Wetterstation.

Die erkannten Schwachstellen des Prototyps ermöglichten es, wertvolle Erfahrungen im Bereich der meteorologischen Messtechnik und der Konzeptionierung einer für den Dauerbetrieb geeigneten Messdatenerfassung im Außenbereich zu sammeln. Darüber hinaus war es auf dieser Basis möglich, eine detaillierte Anforderungsanalyse für eine neue Messdatenerfassung zu erstellen. Neben dem zuverlässigen und dauerhaften Messbetrieb standen bei der Konzeptionierung die flexible Erweiterbarkeit und ein normgerechter Aufbau im Vordergrund. Ausgehend von diesem Konzept wurde die erweiterte Wetterstation mit einem Industrie-PC als Kernkomponente realisiert. Auf diesem PC wurde eine Soft-SPS realisiert, die es ermöglicht, über das industrielle Kommunikationssystem *EtherCAT* meteorologische Sensorik mit unterschiedlichen elektrischen Schnittstellen dezentral im Messfeld anzubinden. Die Messwerte werden dabei von der dezentralen Peripherie im Messfeld an die Steuerung im Container übertragen. Dabei war es möglich, die bestehende Sensorik zu übernehmen und neue Messsysteme und Sensoren zu integrieren. Entsprechend der Aufgabenstellung wurden ein UV-Sensor, Referenzsensorik für die Wind- und Niederschlagsmessung sowie ein Messsystem zur Bestimmung der himmelsrichtungsabhängigen Leistung von Photovoltaikzellen montiert und erfolgreich eingebunden. Für das zuverlässige Einlesen und Verarbeiten der Messdaten der Sensorik wurde ein umfangreiches Steuerungsprojekt auf der Soft-SPS realisiert. Für die fachgerechte Unterbringung der Komponenten der Messdatenerfassung wurden Schaltschränke im Container und am Mast im Messfeld geplant und realisiert, die den industriellen Standards entsprechen und umfangreich durch einen Schaltplan dokumentiert sind. Das realisierte Steuerungssystem bietet neben dem reinen Messbetrieb die Möglichkeit, alle aktuellen Messwerte der Sensoren auf einer strukturierten und nutzerfreundlichen Visualisierung darzustellen, was ebenfalls im Rahmen dieser Arbeit erstellt wurde. Durch die große Anzahl von Schnittstellen des ausgewählten Industrie-PCs konnte ein externes Speichersystem in Form einer Datenbank auf einem Server der Hochschule an die Steuerung angebunden werden. Dies ermöglicht es, die Messwerte mit einer messwertabhängigen variablen Taktrate in die Datenbank zu schreiben und dort dauerhaft zu speichern. Durch den Einsatz des Datenbanksystems ist es so möglich, automatisiert eine Wetterhistorie für den Standort zu generieren. Ausgehend von der Datenbank werden die Wetterdaten für die stationseigene Website aufbereitet und dort in Form von aktuellen Messwerten und Messwertdiagrammen für die vergangenen 24 Stunden und den vorherigen Monat dargestellt. Aufgrund einiger Sicherheitsbestimmungen und des hohen technischen Aufwandes war es nicht möglich, nutzerspezifische, interaktive und frei skalierbare Diagramme auf der Homepage einzubinden. Aus diesem Grund wurde zur Realisierung der Aufgabenstellung auf Messwertdiagramme zurückgegriffen, die sich minütlich aktualisieren. Aus den Messwertdiagrammen des vergangenen Monats wird darüber hinaus ein frei einsehbares Wetterarchiv gebildet.

Für die Energieversorgung der neu implementierten Wetterstation wurde ein Konzept entwickelt, dass sich vornehmlich an regenerativen Energieformen orientiert. Dieses Konzept soll einerseits den Faktor der Nachhaltigkeit der Station berücksichtigen und andererseits Möglichkeiten zur Untersuchung der Zusammenhänge von meteorologischen Größen und den Erträgen der Energieerzeuger bieten. Zur Realisierung wurde zunächst die bereits im Ausgangszustand auf dem Dach des Containers befindliche Photovoltaikanlage vermessen,

dokumentiert und wieder in Betrieb genommen. Zusätzlich wird diese durch eine neuere und leistungsfähigere Anlage ergänzt. Für beide Anlagen wurden im Zuge des Projektes passende Wechselrichter ausgewählt, montiert und in Betrieb genommen. Außerdem wurde eine kompakte Windenergieanlage am Container montiert und in das Energiesystem eingebunden. Sämtliche hierfür benötigten mechanischen Halterungen wurden in Kooperation mit dem Institut für Maschinenbau geplant und anschließend gefertigt. Um auch beim Ausbleiben von Wind- und Sonnenenergie Strom aus regenerativen Energien nutzen zu können, wurde das System mit einem Energiespeicher ausgestattet. Dieser ermöglicht es, 5 kWh regenerativer Energie zu puffern. Ergänzt wird der Energiespeicher durch einen festen Anschluss am Stromnetz der Hochschule. Alle hierfür nötigen installationstechnischen Einrichtungen, wie die nötige Unterverteilung und ein System zur Ableitung von Überspannungen inklusive einer umfangreichen Erdungsanlage, wurden ebenfalls geplant und errichtet. Um auch die nötige Rechtssicherheit für den dauerhaften Betrieb der Anlage zu gewährleisten, wurde zum Abschluss der baulichen Maßnahmen erfolgreich eine vollständige und unabhängige Abnahme nach der *DIN VDE 0100-600* durchgeführt. Die Anlage mit allen Komponenten entspricht damit den geltenden Regeln und Normen der Elektrotechnik.

Nach Abschluss der Errichtung wurde die Anlage erfolgreich in Betrieb genommen. Im Anschluss daran erfolgte die Erprobung anhand erster Messdaten, welche im vollen Umfang erfolgreich war. Die Erprobung stützte sich dabei auf Referenzdaten des *Deutschen Wetterdienstes* vom Standort Magdeburg, die mit den Wetterdaten des *Campuswetters* über einen Zeitraum von zwei Wochen verglichen wurden. Dies erfolgte dabei sensor- und messwertspezifisch anhand von gemeinsamen Messwertdiagrammen.

Die gesammelten Messdaten ermöglichten es weiterhin, erste Vergleiche und Korrelationen mit der Referenzsensorik durchzuführen. Dort zeigte sich, dass die Messergebnisse der akustischen Windgeschwindigkeits- und Windrichtungsmessung des Clima Sensor US zwar in ihrer Form sehr gut mit denen des herkömmlichen Schalensternanemometers und der Windfahne übereinstimmen, es aber eine Verschiebung zwischen den Messkurven gibt. Hierbei zeigten sich durchgängig höhere Messwerte durch die akustische Messung. Bei der Korrelation der Niederschlagsmessungen (radarbasiert und Kippwaage) zeigten sich über einen längeren Zeitraum von einem Monat deutliche Tendenzen zu höheren Messwerten durch das Niederschlagsradar. Ein anschließender Vergleich der durch das Radar detektierten Niederschlagsereignisse mit der Windgeschwindigkeit veranschaulichte jedoch, dass große Messwertdifferenzen zwischen den beiden Systemen immer mit hohen Windgeschwindigkeiten einhergehen. Dieser Effekt scheint jedoch abhängig von der Windrichtung zu sein. Zusätzlich wurde die berührende Temperaturmessung mit der akustischen Temperaturmessung verglichen. Hierbei wurde ein Zeitraum von mehreren Tagen mit einem weiten Temperaturfenster zugrunde gelegt. Der Vergleich zeigte eine gute Korrelation beider Verfahren trotz der Empfindlichkeit der akustischen Messung auf Störgrößen. Es zeigte sich jedoch, dass die Messwertdifferenzen im dargestellten Zeitraum mit der Temperatur zunehmen, weshalb eine Korrelation mit Messwerten aus den Sommermonaten wiederholt werden sollte. Unabhängig von der Korrelation mit der direkten Referenzsensorik wurde zusätzlich die Helligkeit mit der UV-Strahlung und der Photovoltaikleistung anhand von Tagesgängen verglichen. Hierbei zeigte sich, dass die UV-Strahlung und die Helligkeit zwar sehr ähnliche Tagesverläufe aufweisen, die beiden Größen jedoch unterschiedlich auf Bewölkung reagieren. Dies führt dazu, dass es nicht zuverlässig möglich ist, von einer Größe auf die andere zu schließen. Anders sieht es beim Vergleich von Helligkeit und Photovoltaikleistung aus. Hier wurde deutlich, dass gerade bei niedrigen Helligkeitswerten unterhalb von 25 kLux beide Kurven nahezu ideal korrelieren. Bei Überschreitung dieser Helligkeitsschwelle kommt es zum exponentiellen Anstieg der Photovoltaikleistung, während die Helligkeit weiter nahezu linear ansteigt. Bei diesem Vergleich wurde festgestellt, dass sich eine Verschattung unterhalb der Helligkeitsschwelle auf beide Größen gleich auswirkt. Die Auswirkung der Verschattung bei

höheren Helligkeitswerten konnte nicht untersucht werden. Aus diesen Erkenntnissen lässt sich schließen, dass es gerade bei geringen Helligkeitswerten möglich ist, von einer Größe auf die Andere zu schließen.

Ergänzt werden die Realisierung, Erprobung und Validierung durch einen Fehlerkatalog, in dem alle wichtigen aufgetretenen Probleme aufgelistet sind. An den Katalog wurde ein beispielhafter Fehlersuchbaum angehängt. Beides soll dazu dienen, nachfolgende Betreiber der Messstation bei der Behebung von Defekten zu unterstützen.

Zusammenfassend lässt sich erkennen, dass die gestellte Aufgabenstellung fast voll umfänglich erfüllt werden konnte. Lediglich die frei skalierbare Messdatendarstellung hinsichtlich Messgröße und Zeitraum konnte nicht mit allen möglichen Freiheitsgraden realisiert werden. Im Rahmen dieses Projektes ist eine Anlage entstanden, die durch ihre Funktionen, flexible Bauweise und Erweiterbarkeit einen idealen Technologieträger und Demonstrator für das Institut Elektrotechnik und weitere studentische Projekte bildet.

Die Anlage bietet ausgehend vom aktuellen Entwicklungsstand zahlreiche perspektivische Erweiterungsmöglichkeiten. Angefangen bei der Energieversorgung wäre zunächst die Einbindung der beiden Wechselrichter in das Steuerungssystem möglich. An diesem sind bereits die nötigen Eingangsklemmen vorgerüstet und die Übertragungsleitungen bis zu den Wechselrichtern verlegt. Im Rahmen des zeitlichen Umfangs war es nicht mehr möglich, diese Arbeiten abschließend durchzuführen, da die hierfür nötige Softwareversion auf dem Wechselrichter der Firma *SolarInvert* zum Zeitpunkt der Abgabe dieser Arbeit noch nicht verfügbar war. Auch der zweite Wechselrichter konnte mangels detaillierter Informationen zu den elektrischen Schnittstellen und verwendeten Protokollen nicht an die Messdatenerfassung angebunden werden. Zusätzlich zur Anbindung der Wechselrichter sollte ein Messsystem zur separaten Leistungsmessung der beiden Photovoltaikanlagen und der Windkraftanlage konzipiert und realisiert werden. Hierüber wäre es dann auch möglich, die tatsächlichen Wirkungsgrade der Wechselrichter zu bestimmen. Für eine weitere Erforschung des Energiekonzepts wäre es darüber hinaus interessant eine Lösung für die Abfrage der Messdaten des Energiespeichers, wie beispielsweise für die Einspeiseleistung, den aktuellen Hausverbrauch und den Autarkiegrad zu finden und diese Werte ebenfalls in der Datenbank zu speichern. Die Speicherung der Messdaten aus diesen Systemen würde großes Potenzial bieten, um die gemessene Helligkeit mit dem Ertrag der beiden Photovoltaikanlagen oder die eingespeiste Leistung der Windenergieanlage mit der gemessenen Windgeschwindigkeit zu korrelieren. Auch für die Industriesteuerung bieten sich noch potenzielle Erweiterungen an. Hierzu zählt beispielsweise die abschließende Erweiterung der Visualisierung um eine gezielte Abfrage von Messwerten aus der Datenbank. Darüber hinaus bietet die Visualisierung die Möglichkeit, Messwerte in einem frei wählbaren Umfang auf der Steuerung zu speichern und diese in dynamisch skalierbaren Messwertdiagrammen darzustellen, was langfristig ebenfalls implementiert werden sollte. Durch die flexible Anbindung weiterer Sensorik bietet es sich außerdem an, die Wetterstation um weitere meteorologische Messtechnik zu ergänzen. Möglich wäre hier unter anderem die Komplettierung der Strahlungsmessung durch Integration eines Globalstrahlungssensors. Auch ein Sensor zur Messung der Sonnenscheindauer wäre eine sinnvolle Erweiterung. Diese Sensoren würden es ermöglichen, weitere Untersuchungen im Bereich der Strahlungszusammenhänge anzustellen und diese in einen Zusammenhang mit der Leistungsfähigkeit der Solaranlagen zu stellen. Darüber hinaus wäre es sinnvoll einen weiteren Sensor zur Niederschlagsmessung einzubinden, dessen Messung auf einem in dieser Anlage noch nicht vorhandenen Messverfahren beruht. Möglich wäre hier beispielsweise ein optoelektronischer Sensor. Mit diesem könnte die in dieser Arbeit durchgeführte Korrelation von Niederschlagsradar und klassischem Niederschlagssammler weiter validiert werden. Zunächst sollte jedoch die Ausrichtung der bestehenden Sensorik geprüft und optimiert werden. Dabei muss ein Hauptaugenmerk auf die Ausrichtung der Windrichtungssensorik in Bezug auf

die Himmelsrichtung gelegt werden. Außerdem könnte die Ausrichtung des Photovoltaik-Messsystems weiter verbessert werden. Die bereits getätigten Messungen könnten zudem durch Messreihen mit anderem Neigungswinkel ergänzt werden. Die wichtigste Änderung bei der Ausrichtung stellt jedoch die Neupositionierung des Clima Sensor US dar. Dieser muss in eine Position gebracht werden, in welcher sich die Abspannung des Mastes nicht mehr negativ auf die radarbasierte Niederschlagsmessung auswirken kann. Die Website des *Campuswetters* bietet ebenfalls viel Potenzial für Erweiterungen und Verbesserungen. Zunächst sollten die technischen Informationen zur Wetterstation überarbeitet und um die zusätzliche Sensorik und die neue Messdatenerfassung erweitert werden. Möglich wäre hier beispielsweise eine kurze Zusammenfassung aller Bestandteile der Anlage auf der Hauptseite mit anschließender Weiterleitung zu spezifischen Seiten für Sensorik, Messdatenerfassung und Energieversorgung. Das Wetterarchiv, welches alle Monatsverläufe der relevanten meteorologischen Messgrößen seit Bestehen der Station darstellt, müsste mit Fokus auf eine übersichtliche Darstellung und das einfachere Auffinden eines gesuchten Monats neu strukturiert werden. Darüber hinaus wäre zu überlegen, die Startseite mit weiteren Impressionen der Anlage und Informationen zu aktuellen Vorhaben zu erweitern. Auch die bereits seit längerer Zeit geplante Wetterkamera auf dem Dach der Laborhalle zur Beobachtung des Wettergeschehens über Magdeburg könnte im Rahmen einer Erweiterung implementiert werden. Hier wäre es denkbar, aktuelle Bilder auf der Startseite des *Campuswetters* darzustellen und diese gegebenenfalls in Form einer zusätzlichen Historie auf dem Datenserver zu speichern. Im Folgenden sind die wichtigsten Punkte für mögliche zukünftige Erweiterungen und Verbesserungen stichwortartig aufgelistet:

- Anbinden der Kommunikationsschnittstellen der Wechselrichter an die Messdaten-erfassung für die Akquirierung von Messdaten aus den regenerativen Energien
- Realisierung eines Messsystems für die separate Leistungsmessung der Photovoltaikanlagen und der Windkraftanlage
- Realisierung einer Messdatenabfrage am Energiespeicher (Einspeiseleistung, Hausverbrauch, Autarkiegrad)
- Erweiterung der Visualisierung auf dem Panel-PC um Messwertdiagramme und eine Messwertabfrage aus der Datenbank
- Erweiterung der meteorologischen Messtechnik um einen Globalstrahlungssensor, einen Sensor zur Messung der Sonnenscheindauer und eine optoelektronische Niederschlagserfassung
- Korrektur der Ausrichtung der Windrichtungssensorik bezogen auf die Himmelsrichtung
- Korrektur der Ausrichtung des Photovoltaik-Messsystems bezogen auf die Himmelsrichtung und Messwertaufnahme mit anderen Neigungswinkeln
- Umpositionierung des Clima Sensor US in weitere Entfernung zur Abspannung des Mastes, anschließend erneute Korrelation mit Niederschlagssammler
- Erweiterung der Website *Campuswetter* um weitere technische Informationen zur Anlage und einem übersichtlichen Wetterarchiv
- Startseite des *Campuswetters* mit weiteren Impressionen der Anlage und Informationen zu aktuellen Vorhaben füllen
- Wetterkamera auf dem Dach der Laborhalle 16 zur Aufnahme des Wettergeschehens über Magdeburg, Einbindung der Aufnahmen in die Webdarstellung

Abschließend lässt sich sagen, dass im Rahmen dieses studentischen Projekts eine Wetterstation entstanden ist, die bereits jetzt die Basis für eine Vielzahl von Untersuchungsmöglichkeiten hinsichtlich des Wettergeschehens und dem Zusammenwirken mit regenerativen Energieformen bietet. Ausgehend von den aufgezählten perspektivischen Erweiterungsmöglichkeiten lässt die Anlage jedoch noch viel Raum für die Weiterentwicklung. Hier bleibt zu hoffen, dass sich weiterhin Studierende finden, die sich für dieses Projekt begeistern und die offengebliebenen Aufgaben lösen möchten.

9 Literaturverzeichnis

[1] J. F. Viktor Wesselak, Thomas Schabbach, Thomas Link, *Regenerative Energietechnik*. 2013.

[2] Enercon, "Produktportfolio Enercon," 2018. [Online]. Available: https://www.enercon.de/fileadmin/Redakteur/Medien-Portal/broschueren/pdf/EC_Datenblaetter_WEA_de.pdf. [Accessed: 23-Feb-2019].

[3] Phaesun, "Produktkatalog Phaesun," *Hauptkatalog*, 2018. [Online]. Available: https://www.phaesun.com/fileadmin/user_upload/transfer/Hauptkatalog Phaesun 2018_2019.pdf. [Accessed: 23-Feb-2019].

[4] A. Betz, *Windenergie und ihre Ausnutzung durch Windmühlen*, Original. 1926.

[5] S. Heier, *Windkraftanlagen*, 6. Auflage. Springer Vieweg, 2018.

[6] K. Mertens, *Photovoltaik: Lehrbuch zu Grundlagen,Technologie und Praxis*. 2013.

[7] Renewable Energy Concepts, "Sonnenbahndiagramm Magdeburg," 2019. [Online]. Available: http://www.renewable-energy-concepts.com/fileadmin/scripts/sonnenstandsdiagramm_image.php?lat=52.1234241&lng=11.6062725&address= 39110 Magdeburg, Deutschland. [Accessed: 23-Feb-2019].

[8] Solaranlage Ratgeber, "Photovoltaik-Module im Vergleich," 2019. [Online]. Available: https://www.solaranlage-ratgeber.de/photovoltaik/photovoltaik-technik/photovoltaik-module-im-vergleich. [Accessed: 23-Feb-2019].

[9] Felicitas Pfuhl, "Bericht CIGS-Module," 2017. [Online]. Available: https://www.enbausa.de/solarenergie/aktuelles/artikel/das-solyndra-modul-schneidet-beim-test-schlecht-ab-1355.html. [Accessed: 23-Feb-2019].

[10] R. Haselhuhn, "Normgerechte Installation von PV-Anlagen," *Elektropraktiker*, 2006. [Online]. Available: https://www.elektropraktiker.de/ep-2006-09-741-744.pdf?eID=tx_nawsecuredl&falId=7603&hash=2322ac1088051a507f26c8e21a9bd7a1. [Accessed: 27-Feb-2019].

[11] J. Weniger, J. Bergner, T. Tjaden, and V. Quaschning, *Dezentrale Solarstromspeicher für die Energiewende*. Berlin: BMV Berliner Wissenschafts-Verlag, 2015.

[12] VDE (FNN), "FNN- Hinweis - Anschluss und Betrieb von Speichern am Niederspannungsnetz," 2016. [Online]. Available: https://www.vde.com/resource/blob/972830/bcb00e83abc88c6ed0d4a26572063f92/hinweis-speicher-data.pdf. [Accessed: 20-Feb-2019].

[13] A. U. Schmiegel, D. Beitrag, S. D. Pv-speichersystem, and A. Sol-ion-, "Erfahrungen im Feld mit PV-Speichersystemen," *Elektropraktiker*, 2012. [Online]. Available: https://www.elektropraktiker.de/pv-2012-05-41-43.pdf?eID=tx_nawsecuredl&falId=14894&hash=8d64040380c252f626227d04c5f1995d. [Accessed: 23-Feb-2019].

[14] Deutscher Wetterdienst, "RICHTLINIE Automatische nebenamtliche Wetterstationen im DWD," 2017. [Online]. Available: https://www.dwd.de/DE/derdwd/beobachter/richtlinie_auto_na_wetterstationen.pdf?__blob=publicationFile&v=6. [Accessed: 02-Feb-2019].

[15] B. Klose, *Meteorologie - Eine interdisziplinäre Einführung in die Physik der Atmosphäre*, 1st ed. Oldenburg, 2008.

[16] Dipl.-Met. Dorothea Paetzold, "Die Temperaturmessung - Wetterdienst.de," *Deutscher Wetterdienst*. [Online]. Available: https://www.wetterdienst.de/Deutschlandwetter/Thema_des_Tages/Die+Temperaturmessung. [Accessed: 28-Jan-2019].

[17] Prof. Dr. Hans Christian Hofsäss, "LP – Schallwellen und die Schallgeschwindigkeit in verschiedenen Medien," *Universität Göttingen*. [Online]. Available: https://lp.uni-goettingen.de/get/text/5138. [Accessed: 28-Jan-2019].

[18] P. A. Tipler and G. Mosca, *Physik*, 7th ed. Springer Spektrum.

[19] WIKA Alexander Wiegand SE & Co. KG, “Pt100, Pt1000 oder NTC - WIKA-Blog,” 2015. [Online]. Available: https://blog.wika.de/know-how/pt100-pt1000-oder-ntc-welches-messelement-ist-das-richtige/. [Accessed: 08-Dec-2018].
[20] P. D. W. Hansch and D. P. S. Simon, “Temperatursensoren in Mikrosystemen.” [Online]. Available: https://dokumente.unibw.de/pub/bscw.cgi/d8184222/MST-05_Kontakttemperatursensoren.pdf. [Accessed: 25-Jan-2019].
[21] M. Muth, “Temperatursensoren - Halbleitersensoren.” [Online]. Available: http://www.michael-muth.de/lectures/TempSens/chap05.html. [Accessed: 24-Jan-2019].
[22] Wetterdienst.de, “Die Niederschlagsmessung - Wetterdienst.de.” [Online]. Available: https://www.wetterdienst.de/Deutschlandwetter/Thema_des_Tages/Die+Niederschlagsmessung. [Accessed: 21-Oct-2018].
[23] A. Baumgartner and H.J. Liebscher, *Lehrbuch der Hydrologie*. 1990.
[24] T. Foken, *Angewandte Meteorologie : Mikrometeorologische Methoden*, 3rd ed. Berlin, Heidelberg: Springer Spektrum, 2016.
[25] H. Löffler, “Meteorologische Bodenmesstechnik,” 2012. [Online]. Available: https://www.dwd.de/DE/leistungen/pbfb_verlag_leitfaeden/pdf_einzelbaende/leitfaden6_pdf.pdf?__blob=publicationFile&v=3. [Accessed: 30-Oct-2018].
[26] Adolf Thies Gmbh, “4.920x.00.000_Clima-Sensor-US,” 2010. [Online]. Available: https://www.biral.com/wp-content/uploads/2015/01/4.920x.00.000.pdf. [Accessed: 04-Nov-2018].
[27] M. der M. U. Thomas Sävert, Andreas Wagner und Stefan Laps, “Windskalen, Beaufort-Skala unwetterzentrale.de,” 10AD. [Online]. Available: http://www.unwetterzentrale.de/uwz/901.html. [Accessed: 19-Nov-2018].
[28] Adolf Thies Gmbh, “4.382x.xx.xxx_Ultrasonic_Anemometer 2D,” 2010. [Online]. Available: https://www.biral.com/wp-content/uploads/2015/01/4.382x.xx_.xxxUS2D.pdf. [Accessed: 28-Feb-2019].
[29] siehe V. Wikipedia-Autoren, “Luftfeuchtigkeit,” *Wikipedia, Die freie Enzyklopädie.* [Online]. Available: https://de.wikipedia.org/wiki/Luftfeuchtigkeit. [Accessed: 16-Feb-2019].
[30] Zentralanstalt für Meteorologie und Geodynamik, “Energiebilanz der Erde,” *ZAMG*. [Online]. Available: https://www.zamg.ac.at/cms/de/klima/informationsportal-klimawandel/klimasystem/umsetzungen/energiebilanz-der-erde. [Accessed: 16-Feb-2019].
[31] Deutscher Wetterdienst, “Globalstrahlung, die Energie der Sonne,” 2012. [Online]. Available: https://www.rfsolar.eu/wp-content/uploads/DWD-Broschuere_Globalstrahlung-Die-Energie-der-Sonne.pdf. [Accessed: 16-Feb-2019].
[32] Deutscher Wetterdienst, “Definition des UV Index,” *Deutscher Wetterdienst*. [Online]. Available: https://www.dwd.de/DE/klimaumwelt/ku_beratung/gesundheit/uv/download/uv_def.pdf?__blob=publicationFile&v=5. [Accessed: 06-Mar-2019].
[33] Hochschule Magdeburg Stendal, “Campusplan Hochschule Magdeburg Stendal (Standort Magdeburg).” [Online]. Available: https://www.hs-magdeburg.de/fileadmin/user_upload/Grafiken/Campusplan/Campus_Standort_Magdeburg.pdf. [Accessed: 15-Feb-2019].
[34] U.I. Lapp GmbH, “Produktinformation H07RN-F.” [Online]. Available: https://www.lappkabel.de/produkte/online-kataloge-shop/anschluss-und-steuerleitungen/raue-einsatzbedingungen/gummileitungen/h07rn-f.html?format=pdf. [Accessed: 28-Feb-2019].
[35] Sensirion Ag, “Steckbarer Feuchtesensor für einfache Austauschbarkeit,” 2018. [Online]. Available: https://www.sensirion.com/de/ueber-uns/newsroom/news-und-pressemitteilungen/detail/news/steckbarer-feuchtesensor-fuer-einfache-austauschbarkeit/. [Accessed: 29-Nov-2018].

[36] Adolf Thies Gmbh, “Clima Sensor US - Katalog.” [Online]. Available: https://www.thiesclima.com/db/dnl/ClimaSensor-US-9-2017-d.pdf. [Accessed: 15-Feb-2019].
[37] M. Schleicher, “Digitale Schnittstellen und Bussysteme,” 2008. [Online]. Available: https://www.jumo.net/attachments/JUMO/attachmentdownload?id=4367. [Accessed: 08-Jan-2019].
[38] Adolf Thies Gmbh, “9.1700.81.000_PC-Programm-Thies-Device-Utility,” 2010. [Online]. Available: https://www.thiesclima.com/de/Download/. [Accessed: 05-Nov-2018].
[39] Adolf Thies Gmbh, “4.920x.00.000_Clima-Sensor-US-Kurzanleitung,” 2010. [Online]. Available: http://docplayer.net/59583665-Clima-sensor-us-4-920x-00-00x.html. [Accessed: 05-Jan-2019].
[40] S. Pfützner, S. Schweigel, and P. Neumann, “Autarke Sensorik Wetterstation,” 2016. [Online]. Available: https://www.hs-magdeburg.de/fileadmin/user_upload/Einrichtungen/ZHH/projekte/kleifoe/2016_pfuetzner_Dokumentation.pdf. [Accessed: 05-Nov-2018].
[41] K. Bödeker and R. Kindermann, “Prüfung elektrischer Geräte nach DIN VDE 0701-0702,” 2008. [Online]. Available: http://pc03-lsw.ee.hm.edu/~thies/Arbeitsschutz/Gefährdungsbeurteilung/DIN VDE 0701 0702/VDE 0701-0702_1.pdf. [Accessed: 27-Feb-2019].
[42] K. Bödeker, “Elektroinstallation Baucontainer,” *Elektropraktiker*, 2006. [Online]. Available: https://www.elektropraktiker.de/ep-2006-11-903-904.pdf?eID=tx_mspdamlinks&dlid=59158&hash=97c7cbc33059f3081e1a941bfa62fa1a. [Accessed: 17-Feb-2019].
[43] Elektrotechnik Hillebrand, “Inbetriebnahme elektrischer Anlagen nach DIN VDE 0100 - 600,” *Elektrotechnik Hillebrand*. [Online]. Available: https://hillebrand-elektrotechnik.de/html/Vorschriften/Inbetriebnahme_nach_600_FarbeHE.pdf. [Accessed: 27-Dec-2019].
[44] W. Baade and S. Bonhagen, “Messen und Prüfen - Prüfung elektrischer Anlagen nach DIN VDE 0100-600,” *Elektropraktiker*, 2008. [Online]. Available: https://www.elektropraktiker.de/ep-2008-09-802-805.pdf?eID=tx_nawsecuredl&falId=8385&hash=ceb9cab2abcf0e8e56cd667f46a21063. [Accessed: 17-Feb-2019].
[45] Simens AG, “Leitungsschutzschalter Technik-Fibel,” *www.siemens.de/lowvoltage/sentron*, 2014. [Online]. Available: https://www.lowvoltage.siemens.com/infocenter/doc/Leitungsschutzschalter---Technik-Fibel_6849.pdf. [Accessed: 27-Feb-2019].
[46] DEHN + Söhne GmbH & Co. KG, “Überspannungsschutz ist Pflicht!” [Online]. Available: https://www.dehn.de/sites/default/files/media/files/2018-06/sd_89_uberspannungsschutz-ist-pflicht_1216-online.pdf. [Accessed: 17-Feb-2019].
[47] I. ELEKTRO+, “Schutz gegen elektrischen Schlag,” 2018. [Online]. Available: https://www.voltimum.de/sites/www.voltimum.de/files/pdflibrary/schutz-gegen-elektrischen-schlag.pdf. [Accessed: 27-Feb-2019].
[48] VDE, “Strombelastbarkeit von Kabeln und Leitungen - DIN-VDE 0298-4,” *VDE-Verlag*. [Online]. Available: https://www.vde-verlag.de/buecher/leseprobe/9783800746910_PROBE_01.pdf. [Accessed: 27-Feb-2019].
[49] I. Kasikci, *Strombelastbarkeit von Kabeln und Leitungen*, vol. 5. 2015.
[50] H. Hübsche, D. Jagla, and H. Wickert, *Elektroinstallation für die gesamte Ausbildung*, 3, Auflage ed. Westermann Schroebel Diesterweg Schöningh GmbH, 2009.
[51] Elektropraktiker, “Verlegung von H07RN-F in Wänden,” *Elektropraktiker*, 2001. [Online]. Available: elektropraktiker verlegung von h07rn-f in wänden. [Accessed: 28-Feb-2019].

[52] D. M. Dzieia, H. Hübscher, D. Jagla, J. Klaue, H.-J. Petersen, and H. Wickert, *Elektronik Tabellen Energie- und Gebäudetechnik*, 2012 1. Au. Westermann.
[53] H. Schüssele, "Erdung und Erdungsmessung," *Elektropraktiker*, 2007. [Online]. Available: https://www.elektropraktiker.de/ep-2007-01-38-41.pdf?eID=tx_nawsecuredl&falId=7730&hash=02495c67b694161c9b62de72f1d5882d. [Accessed: 18-Feb-2019].
[54] Fluke Deutschlang GmbH, "Erdungswiderstand," *Brochure Erdungswiderstand*. [Online]. Available: https://www.recom.ch/shop/DBFiles/12091-ger-fluke-earth-brochure-w.pdf. [Accessed: 27-Dec-2019].
[55] R. Tormählen, "DIN EN 62305-3," 2012. [Online]. Available: http://www.vdb.blitzschutz.com/mhb/MHB_2016-09//16 Ergaenzende Beitraege zur Norm/16-4 Neuausgabe des Beiblatts 3 zur DIN EN 62305-3.pdf. [Accessed: 28-Feb-2019].
[56] Phaesun Gmbh, "HY-400-12 Small Wind Turbine User Manual." [Online]. Available: http://www.produktinfo.conrad.com/datenblaetter/1100000-1199999/001193890-an-01-en-WINDKRAFTANLAGE_PN_HY_400_12.pdf. [Accessed: 19-Feb-2019].
[57] HELUKABEL GmbH, "Helutherm ® 145." [Online]. Available: https://www.helukabel.de/opc/workarea/suppliers/STD/documents/pdf/db/1DB_50999_de.pdf. [Accessed: 28-Feb-2019].
[58] U.I. Lapp GmbH, "Produktinformation H1Z2Z2-K." [Online]. Available: https://www.lappkabel.de/produkte/online-kataloge-shop/anschluss-und-steuerleitungen/besondere-anwendungen/photovoltaik/h1z2z2-k.html?format=pdf. [Accessed: 28-Feb-2019].
[59] Gesamtverband der deutschen Versicherungswirtschaft e. V., "Photovoltaikanlagen," 2017. [Online]. Available: https://shop.vds.de/de/download/0436327fe280c144e89353ef3be626d9/. [Accessed: 18-Feb-2019].
[60] LG, "Datenblatt LG330N1C-A5 NeON 2." [Online]. Available: https://www.photovoltaik4all.de/media/pdf/60/c1/fa/Datenblatt_LG_LGxxxN1C-A5_NeON-2_330-340_Siegel_DE.pdf. [Accessed: 19-Feb-2019].
[61] Multi-Contact - STÄUBLI GROUP, "Kupplungsbuchse, -stecker MC4." [Online]. Available: https://www.memodo.de/media/pdf/07/49/79/memodo_zubehoer_mc4_6d5bb9bc685570f68808516ff74d3076.pdf. [Accessed: 01-Mar-2019].
[62] Solarinvert GmbH, "Technisches Handbuch Wechselrichter," *Time*, 2006. [Online]. Available: https://solarinvert.de/downloads/wechselrichter/. [Accessed: 19-Feb-2019].
[63] Tyco Electronics Corporation, "Introducing SOLARLOK PV4 Connector," 2012. [Online]. Available: http://www.mouser.com/pdfdocs/TE_PV4_CONNECTOR_1112.PDF. [Accessed: 01-Mar-2019].
[64] Solarinvert GmbH, "Technisches Handbuch SolarInvert Control Center (SICC)." [Online]. Available: https://solarinvert.de/downloads/wechselrichter/. [Accessed: 03-Mar-2019].
[65] KOSTAL Solar Electric GmbH, "Datenblatt PIKO MP plus 1.5-1 - 4.6-2," 2018. [Online]. Available: https://www.kostal-solar-electric.com/-/media/document-library-folder---kse/2018/06/08/06/52/db_piko-mp-plus_de.pdf?la=de-de&hash=92A0A82A7504E5376E74C632A1B61C75A697E8A4. [Accessed: 19-Feb-2019].
[66] KOSTAL Solar Electric GmbH, "Installations- und Bedienungsanleitung PIKO MP plus 1.5-1 - 4.6-2," 2018. [Online]. Available: https://www.kostal-solar-electric.com/de-de/download/download#PIKO MP plus/PIKO MP plus 1.5-1/Deutschland/Betriebsanleitung/. [Accessed: 20-Feb-2019].

[67] PHOENIX CONTACT GmbH & Co. KG, “SUNCLIX-Steckverbinder zum Einsatz in Photovoltaikanlagen,” 2018. [Online]. Available: https://www.phoenixcontact.com/online/portal/de/?uri=pxc-oc-itemdetail:pid=1774674&library=dede&pcck=P-20-06-10-06&tab=2&selectedCategory=ALL. [Accessed: 01-Mar-2019].
[68] Senec.IES, “Datenblatt SENEC.HOME LI,” 2018. [Online]. Available: http://schneider-solar.de/wp-content/uploads/2018/03/SENEC_Home_Datenblatt.pdf. [Accessed: 05-Mar-2019].
[69] Senec.IES, “SENEC Web-Portal.” [Online]. Available: https://mein-senec.de/endkunde. [Accessed: 05-Mar-2019].
[70] S. Bonhagen, “Die neue VDE-AR-N 4105,” *BFE Oldenburg*, 2011. [Online]. Available: https://www.gipsprojekt.de/featureGips/SW-Emden/EnwgTool/Stromnetz/EEG/Einspeisemanagement/Einspeisemanagement/AR_N_4105_kurz.pdf. [Accessed: 27-Feb-2019].
[71] WAGO Kontakttechnik GmbH & Co. KG, “TOPJOB S FÜR DIE GEBÄUDEINSTALLATION.” [Online]. Available: https://www.wago.com/infomaterial/pdf/60272475.pdf. [Accessed: 01-Mar-2019].
[72] P. Zahlmann and J. Birkl, “Installationsvorschriften für Überspannungsschutz-einrichtungen ! Installationsvorschriften für Über - spannungsschutzeinrichtungen,” 2009. [Online]. Available: https://www.dehn.de/sites/default/files/media/files/2018-06/sd_70_d_installationsvorschriften_ueberspannungsschutz.pdf. [Accessed: 28-Feb-2019].
[73] Senec.IES, “SENEC.HOME LI ORIGINAL INSTALLATIONSANLEITUNG,” 2016. [Online]. Available: http://www.senec-suedwest.de/wp-content/uploads/2016/09/Installationsanleitung-SENEC.Home-Li-vor-September-2016.pdf. [Accessed: 20-Feb-2019].
[74] Adolf Thies Gmbh, “7.1416.10.xx_UVAB-Sensor-E 1.1,” 2010. [Online]. Available: http://www.skypowerinternational.com/uploads/documents/7.1416.10.xxx e.pdf. [Accessed: 06-Nov-2018].
[75] Ensinger GmbH, “UV beständige Kunststoffe.” [Online]. Available: https://www.ensingerplastics.com/de-de/halbzeuge/technische-kunststoffe-auswahl/uv-bestaendig. [Accessed: 05-Jan-2019].
[76] U.I. Lapp GmbH, “Produktinformation UNITRONIC ® LiYCY.” [Online]. Available: https://www.lappkabel.de/produkte/online-kataloge-shop/datenuebertragungssysteme/datenleitungen-niederfrequenz/din-farbcode/unitronic-liycy.html. [Accessed: 05-Jan-2019].
[77] Adolf Thies Gmbh, “7.1416.10.041_UVAB-Sensor-E.1.1-Installationsanleitung,” 2010. [Online]. Available: http://www.skypowerinternational.com/uploads/documents/7.1416.10.xxx_SiliziumUVAB-SensorE1.1_e.pdf. [Accessed: 06-Nov-2018].
[78] Adolf Thies Gmbh, “4.3519.00.141_Windgeschwindigkeitsgeber,” 2010. [Online]. Available: https://www.ib-mut.de/fileadmin/docs/de/produkte/4.3519.xx.140...961_WG-compact_analog_deu.pdf. [Accessed: 08-Nov-2018].
[79] Adolf Thies Gmbh, “4.3129.60.151_Windrichtungsgeber,” 2010. [Online]. Available: http://www.skypowerinternational.com/uploads/documents/4.3129.60.xxx.WR-Geber-compact_analog_GMR_eng.pdf. [Accessed: 07-Nov-2018].
[80] Adolf Thies Gmbh, “5.4032.35.008_Niederschlagssammler,” 2010. [Online]. Available: https://www.biral.com/wp-content/uploads/2015/01/5.4032.35.xxx_.pdf. [Accessed: 06-Nov-2018].
[81] Adolf Thies Gmbh, “Impulskorrektur Niederschlagssammler - Internes Dokument.”

[82] Franz Binder GmbH & Co. Elektrische Bauelemente KG, “Produktdatenblatt Miniatur Steckverbinder Serie 423 M16 IP67,” 2019. [Online]. Available: https://www.binder-connector.de/de/produkte/miniatur-steckverbinder/m-16-steckverbinder-ip-67/kabelstecker-mit-schirmring-schirmbar-pg-7-kabeldurchlass-4-6-mm-mit-ul-zulassung/#9951251507. [Accessed: 06-Jan-2019].
[83] U.I. Lapp GmbH, “Produktinformation ÖLFLEX ® CLASSIC 400 P.” [Online]. Available: https://www.lappkabel.de/produkte/online-kataloge-shop/anschluss-und-steuerleitungen/raue-einsatzbedingungen/erhoehte-mechanische-und-chemische-bestaendigkeit/oelflex-classic-400-p.html. [Accessed: 28-Feb-2019].
[84] Modbus, “MODBUS over Serial Line Specification & Implementation guide,” *Communications*, 2002. [Online]. Available: www.modbus.org. [Accessed: 08-Jan-2019].
[85] Camille Bauer AG, “Modbus-Grundlagen,” 2006. [Online]. Available: https://www.camillebauer.com/src/download/Modbus Grundlagen.pdf. [Accessed: 31-Jan-2019].
[86] Phaesun Solar, “Solar Modules Sun Plus,” 2015. [Online]. Available: http://www.produktinfo.conrad.com/datenblaetter/1300000-1399999/001348653-da-01-de-PHAESUN_SOLARMODUL_SUN_PLUS_10___10W_12V.pdf. [Accessed: 11-Nov-2018].
[87] U.I. Lapp GmbH, “Produktinformation ÖLFLEX ® SOLAR XLS-R.” [Online]. Available: https://www.lappkabel.de/produkte/online-kataloge-shop/anschluss-und-steuerleitungen/besondere-anwendungen/photovoltaik/oelflex-solar-xls-r.html. [Accessed: 03-Mar-2019].
[88] Phoenix Contact, “Relay Module - RIF-1-RPT-LDP-24DC / 2X21 - 2903334 Relay Module - RIF-1-RPT-LDP-24DC / 2X21 - 2903334 Technical data,” 2015. [Online]. Available: http://www.produktinfo.conrad.com/datenblaetter/550000-574999/558658-da-01-de-RELAISMODUL_RIF_1_RPT_LDP_24DC_2X21.pdf. [Accessed: 19-Nov-2018].
[89] Beckhoff Automation, “Installations- und Betriebsanleitung für CP27xx,” 2015. [Online]. Available: https://infosys.beckhoff.com/content/1031/ipcinfosys/pdf/CP27xx.pdf. [Accessed: 21-Feb-2019].
[90] Beckhoff Automation, “ek110x, ek15xx - Buskoppler,” 2017. [Online]. Available: https://download.beckhoff.com/download/document/io/ethercat-terminals/ek110x_ek15xxde.pdf. [Accessed: 21-Feb-2019].
[91] Beckhoff Automation, “EL10xx , EL11xx - Digitale Eingangsklemmen,” 2016. [Online]. Available: https://download.beckhoff.com/download/document/io/ethercat-terminals/el10xx_el11xxde.pdf. [Accessed: 21-Feb-2019].
[92] Beckhoff Automation, “EL20xx , EL2124 - Digitale Ausgangsklemmen,” 2019. [Online]. Available: https://download.beckhoff.com/download/document/io/ethercat-terminals/EL20xx_EL2124de.pdf. [Accessed: 21-Feb-2019].
[93] Beckhoff Automation, “EL31xx-00xx - Analoge Eingangskarte,” 2017. [Online]. Available: https://download.beckhoff.com/download/document/io/ethercat-terminals/el31xxde.pdf. [Accessed: 21-Feb-2019].
[94] Beckhoff Automation, “EL600x , EL602x - Serielle Schnittstellenklemmen,” 2017. [Online]. Available: https://download.beckhoff.com/download/document/io/ethercat-terminals/el600x_el602xde.pdf. [Accessed: 21-Feb-2019].
[95] Beckhoff Automation, “EL3681 - Digital-Multimeter-Klemme,” 2018. [Online]. Available: https://download.beckhoff.com/download/document/io/ethercat-terminals/el3681de.pdf. [Accessed: 20-Feb-2019].
[96] Beckhoff Automation, “EtherCAT System-Dokumentation,” 2018. [Online]. Available: https://download.beckhoff.com/download/document/io/ethercat-terminals/ethercatsystem_de.pdf. [Accessed: 22-Feb-2019].

[97] Beckhoff Automation, “ZB9032 | Industrial-Ethernet-/EtherCAT-Leitung, geschirmt, PUR, 1 x 4 x AWG26, schleppkettentauglich, CAT5, grün.” [Online]. Available: https://download.beckhoff.com/download/Document/io/accessories/zb9032_de.pdf. [Accessed: 22-Feb-2019].
[98] siehe V. Wikipedia-Autoren, “EtherCAT,” *Wikipedia, Die freie Enzyklopädie*. [Online]. Available: https://de.wikipedia.org/w/index.php?title=EtherCAT&oldid=185663194. [Accessed: 07-Feb-2019].
[99] Beckhoff Automation, “Funktionsprinzip - EtherCAT,” 2016. [Online]. Available: https://www.beckhoff.de/default.asp?ethercat/aufbau.htm. [Accessed: 22-Feb-2019].
[100] U.I. Lapp GmbH, “Produktinformation H07V-K < VDE >.” [Online]. Available: https://www.lappkabel.de/produkte/online-kataloge-shop/anschluss-und-steuerleitungen/schaltschrank-einzeladern/vielseitige-anwendungen/h07v-k-2.html?format=pdf. [Accessed: 28-Feb-2019].
[101] Rittal, “Schranksysteme TS 8 / SE 8.” [Online]. Available: https://www.rittal.com/imf/none/5_1094/Rittal_Technisches_Systemhandbuch_Schranksysteme_TS_8SE_8_5_1094/. [Accessed: 22-Feb-2019].
[102] Weidmüller Interface GmbH & Co. KG, “Datenblatt PRO ECO 480W 24V 20A,” 2019. [Online]. Available: https://catalog.weidmueller.com/procat/Product.jsp;jsessionid=F3E705C8D9C8658966EA5EBE081BBDEB?productId=(%5B1469510000%5D)&page=Product. [Accessed: 01-Mar-2019].
[103] Fibox Oy, “CAB P 806030,” 2019. [Online]. Available: http://www.fibox.de/catalog/product/1441/8104308_GER1.pdf. [Accessed: 23-Feb-2019].
[104] Weidmüller Interface GmbH & Co. KG, “Datenblatt PRO ECO 240W 24V 10A,” 2019. [Online]. Available: https://catalog.weidmueller.com/procat/Product.jsp;jsessionid=F3E705C8D9C8658966EA5EBE081BBDEB?productId=(%5B1469490000%5D)&page=Product. [Accessed: 01-Mar-2019].
[105] Beckhoff Automation, “TF6255 TC3 Modbus RTU,” 2015. [Online]. Available: https://download.beckhoff.com/download/Document/automation/twincat3/TF6255_TC3_Modbus_RTU_DE.pdf. [Accessed: 25-Nov-2018].
[106] ZKI - Hochschule Magdeburg Stendal, “VPN - AnyConnect-Client.” [Online]. Available: https://www.hs-magdeburg.de/hochschule/einrichtungen/zki/netzwerk-und-accounts/vpn.html. [Accessed: 02-Feb-2019].
[107] FileZilla, “Documentation - FileZilla Wiki.” [Online]. Available: https://wiki.filezilla-project.org/Documentation. [Accessed: 02-Feb-2019].
[108] Braun Heider GmbH, “Linux, Unix Shell Befehle,” 2018. [Online]. Available: https://www.shellbefehle.de/befehle/. [Accessed: 13-Jan-2019].
[109] The phpMyAdmin devel team, “phpMyAdmin Documentation,” 2019. [Online]. Available: https://rtdcommunitypublic.blob.core.windows.net/media/pdf/phpmyadmin/latest/phpmyadmin.pdf. [Accessed: 02-Feb-2019].
[110] Beckhoff Automation, “TF6420 TC3 Database Server,” 2018. [Online]. Available: https://download.beckhoff.com/download/document/automation/twincat3/TF6420_TC3_Database_Server_DE.pdf. [Accessed: 14-Jan-2019].
[111] Beckhoff Automation, “TE2000 TC3 HMI Engineering,” 2018. [Online]. Available: https://download.beckhoff.com/download/document/automation/twincat3/TE2000_TC3_HMI_DE.pdf. [Accessed: 25-Dec-2018].
[112] The PHP Group, “PHP: Ressourcen - Manual.” [Online]. Available: http://php.net/manual/de/language.types.resource.php. [Accessed: 22-Jan-2019].

[113] Asial Corporation, “JpGraph - Most powerful PHP-driven charts.” [Online]. Available: https://jpgraph.net/. [Accessed: 21-Nov-2018].
[114] Asial Corporation, “JpGraph Manual,” 2016. [Online]. Available: https://jpgraph.net/download/manuals/chunkhtml/index.html. [Accessed: 05-Dec-2018].
[115] Openstreetmap und Mitwirkende, “Standort Wetterstation DWD Magdeburg,” *openstreetmap.org*, 2019. [Online]. Available: https://www.openstreetmap.org/way/135405324#map=14/52.1275/11.6348. [Accessed: 23-Feb-2019].
[116] Bernd Krüger, “Sonnenstand - Magdeburg (Breite: 52.1277, Länge: 11.6292).” [Online]. Available: https://www.cactus2000.de/sun/city.php?id=Magdeburg&year=2018&month=10&c=DE. [Accessed: 03-Mar-2019].
[117] Wetterstation Berlin, “UV-Index für Berlin.” [Online]. Available: http://wetterstation-berlin.de/uv-index. [Accessed: 07-Mar-2019].
[118] DWD, “DWD Wetterstation 3126 - Magdeburg.” [Online]. Available: https://cdc.dwd.de/rest/metadata/station/html/812300702503. [Accessed: 23-Feb-2019].
[119] C. Wagner and A. Eggert, “Statistische Methoden in den Umweltwissenschaften Korrelationsanalysen Kreuztabellen und χ^2-Test Themen,” *Vorlesung Leipniz-Institut für Ostseeforschung Warnemünde*. [Online]. Available: https://www.io-warnemuende.de/tl_files/scripte/statistikseminar/IOW_Seminar_2012_Statistik6_Korrelation.pdf. [Accessed: 16-Jan-2019].
[120] D. Giavarina, “Understanding Bland Altman analysis,” *Biochemia Medica*, 2015. [Online]. Available: https://www.researchgate.net/publication/279217848_Understanding_Bland_Altman_analysis. [Accessed: 09-Jan-2019].
[121] NCSS and LLC, “NCSS Statistical Software Bland-Altman Plot and Analysis,” 1999. [Online]. Available: https://ncss-wpengine.netdna-ssl.com/wp-content/themes/ncss/pdf/Procedures/NCSS/Bland-Altman_Plot_and_Analysis.pdf. [Accessed: 03-Jan-2019].
[122] Berufsverband der Deutschen Dermatologen e. V., “BVDD - Vorsicht Sonnenbrand!,” *Euromelanoma*. [Online]. Available: https://www.euromelanoma.de/jsp_public/cms2/index.jsp?did=2095. [Accessed: 04-Mar-2019].
[123] C. Stick, “Die ultraviolette Sonnenstrahlung, aktinische 1) Komponente des Reizklimas,” 1995. [Online]. Available: https://www.uni-kiel.de/med-klimatologie/pdftexte/uvreizklima.pdf. [Accessed: 06-Mar-2019].
[124] Wikipedia contributors, “Electromagnetic absorption by water,” *Wikipedia, The Free Encyclopedia.*, 2019. [Online]. Available: https://en.wikipedia.org/w/index.php?title=Electromagnetic_absorption_by_water&oldid=884056642. [Accessed: 04-Mar-2019].
[125] Minitab GmbH, “Lineare, nichtlineare und monotone Beziehungen.” [Online]. Available: https://support.minitab.com/de-de/minitab/18/help-and-how-to/statistics/basic-statistics/supporting-topics/basics/linear-nonlinear-and-monotonic-relationships/. [Accessed: 26-Jan-2019].
[126] J. Hain, “Abhängigkeit zweier Merkmale Allgemeine Situation.” [Online]. Available: https://www.uni-wuerzburg.de/fileadmin/10040800/user_upload/hain/SPSS/Abhaengigkeit.pdf. [Accessed: 25-Dec-2018].
[127] Hans-Jürgen Andreß (Universität and Bielefeld), “Nullhypothese,” 2001. [Online]. Available: http://eswf.uni-koeln.de/glossar/node149.html. [Accessed: 11-Jan-2019].

[128] P. D. G. Lind, “Was ist ein Korrelationskoeffizient (r)?,” 2003. [Online]. Available: http://www.uni-konstanz.de/ag-moral/evaluation/korrelationskoeff.htm. [Accessed: 12-Jan-2019].
[129] K. Cohen, L., Manion, L. and Morrison, *Research Methods in Education*. 2007.
[130] E. Ebermann, “Signifikanz der Korrelation,” *Universität Wien*, 2010. [Online]. Available: https://www.univie.ac.at/ksa/elearning/cp/quantitative/quantitative-108.html. [Accessed: 06-Feb-2019].
[131] D. C. Zaiontz, “Bland-Altman Plot,” *Real Statistics Using Excel*. [Online]. Available: http://www.real-statistics.com/reliability/bland-altman-analysis/bland-altman-plot/. [Accessed: 06-Feb-2019].
[132] Hans Jürgen Andreß, “Signifikanzniveau (Irrtumswahrscheinlichkeit),” *Glossar Universität Köln*, 2001. [Online]. Available: http://eswf.uni-koeln.de/glossar/node151.html. [Accessed: 26-Jan-2019].
[133] P. D. techn. S. Hantscher, “Internes Vorlesungsskript des Hochschule Magdeburg Stendal - Bildgebendes Radar,” 2018.
[134] K. Remiorz, “Bei Wind und Wetter im Einsatz,” *treffpunkt campus*, 2017. [Online]. Available: https://www.hs-magdeburg.de/fileadmin/user_upload/Einrichtungen/Pressestelle/files/tc/tc_94_web.pdf . [Accessed: 26-Feb-2019].
[135] Photovoltaik4all.de, “Onlineshop photovoltaik4all.de,” 2019. [Online]. Available: https://www.photovoltaik4all.de/. [Accessed: 23-Feb-2019].
[136] Amsys GmbH & Co. KG, “Differenzdrucksensoren - Amsys GmbH & Co. KG.” [Online]. Available: https://www.amsys.de/produkte/drucksensoren/differenzdrucksensoren/. [Accessed: 09-Dec-2018].
[137] Nolta GmbH, “Piezoelektrischer Druckgeber.” [Online]. Available: http://www.nolta.de/akademie/online-akademie/. [Accessed: 09-Dec-2018].
[138] Solarinvert GmbH, “SI Modbus Spezifikationen.” [Online]. Available: https://solarinvert.de/downloads/wechselrichter/. [Accessed: 19-Nov-2018].

10 Richtlinien und Normen

10.1 DIN VDE

DIN VDE 0100 – Errichten von Niederspannungsanlage	
Teil	**Bezeichnung**
0100-410:2018-10	Schutzmaßnahmen – Schutz gegen elektrischen Schlag
0100-420:2016-02	Schutzmaßnahmen – Schutz gegen thermische Auswirkungen
0100-430:2017-05	Schutzmaßnahmen – Schutz bei Überstrom
0100-443:2016-10	Schutz bei transienten Überspannungen infolge atmosphärischer Einflüsse oder von Schaltvorgängen
0100-540:2012-06	Auswahl und Errichtung elektrischer Betriebsmittel – Erdungsanlagen und Schutzleiter
0100-600:2017-06	Prüfungen
0100-712:2016-10	Anforderungen für Betriebsstätten, Räume und Anlagen besonderer Art – Photovoltaik-(PV)-Stromversorgungssysteme
0100-534:2016-10	Überspannungsschutzeinrichtungen

Sonstige	
Teil	**Bezeichnung**
0105-100:2015-10	Betrieb von elektrischen Angaben
0298-4:2013-06	Verwendung von Kabeln und isolierten Leitungen für Starkstromanlagen
0641-11:2006-03	Elektrisches Installationsmaterial – Leitungsschutzschalter für Hausinstallationen und ähnliche Zwecke
0701-0702:2008-06	Prüfung nach Instandsetzung, Änderung elektrischer Geräte – Wiederholungsprüfung elektrischer Geräte
AR-N 4105:2018-11	Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz

10.2 DIN und DIN EN

Norm	**Bezeichnung**
DIN 18014:2014-03	Fundamenterder – Planung, Ausführung und Dokumentation
DIN 18015-2:2010-11	Elektrische Anlagen in Wohngebäuden – Teil 2: Art und Umfang der Mindestausstattung
DIN EN 60751:2009-05	Industrielle Platin-Widerstandsthermometer und Platin-Temperatursensoren (IEC 60751:2008); Deutsche Fassung EN 60751:2008
DIN EN 62305-3:2016-04	Blitzschutz - Teil 3: Schutz von baulichen Anlagen und Personen
DIN EN 81346-2:2017-08	Industrielle Systeme, Anlagen und Ausrüstungen und Industrieprodukte - Strukturierungsprinzipien und Referenzkennzeichnung - Teil 2: Klassifizierung von Objekten und Kennbuchstaben für Klassen (IEC 3/1305/CDV:2017); Deutsche Fassung prEN 81346-2:2017
DIN EN 28601:1993-02	Datenelemente und Austauschformate; Informationsaustausch; Darstellung von Datum und Uhrzeit
DIN EN 61131-3:2014-06	Speicherprogrammierbare Steuerungen - Teil 3: Programmiersprachen

11 Anhang

A1 Anhangsverzeichnis

A1 Anhangsverzeichnis 234
A2 Einleitung 234
A3 Schaltplan meteorologische Messstation *Campuswetter* 235
A3.1 Unterverteilung 235
A3.2 Regenerative Energien 246
A3.3 Schaltschrank Container 252
A3.4 Schaltschrank Messfeld 262
A3.5 EtherCAT und Ethernet Übersichten 277
A4 Leitungsübersicht 280
A5 Prüfprotokoll DIN VDE 0100-600 Januar 2019 284
A6 Zugangsdaten *Campuswetter* 289
A7 Ansprechpartner *Campuswetter* 290
A7.1 Intern 290
A7.2 Extern 291
A8 Inventarisierungsnummern *Campuswetter* 294
A8.1 Industriesteuerung Beckhoff 294
A8.2 Sensorik 294
A8.3 Energieversorgung 295
A8.4 Sonstiges 295
A9 Erdungsplan Container 296
A10 Zeichnung Halterung Photovoltaik-Messsystem 297
A11 Programmablaufplan für das SPS-Programm "PVModule" 298
A12 Nachwuchswissenschaftlerpreis 2018 Hörnlein 299
A13 Nachwuchswissenschaftlerpreis 2018 Kohrs 300
A14 *Campuswetter* im Treffpunkt Campus 301

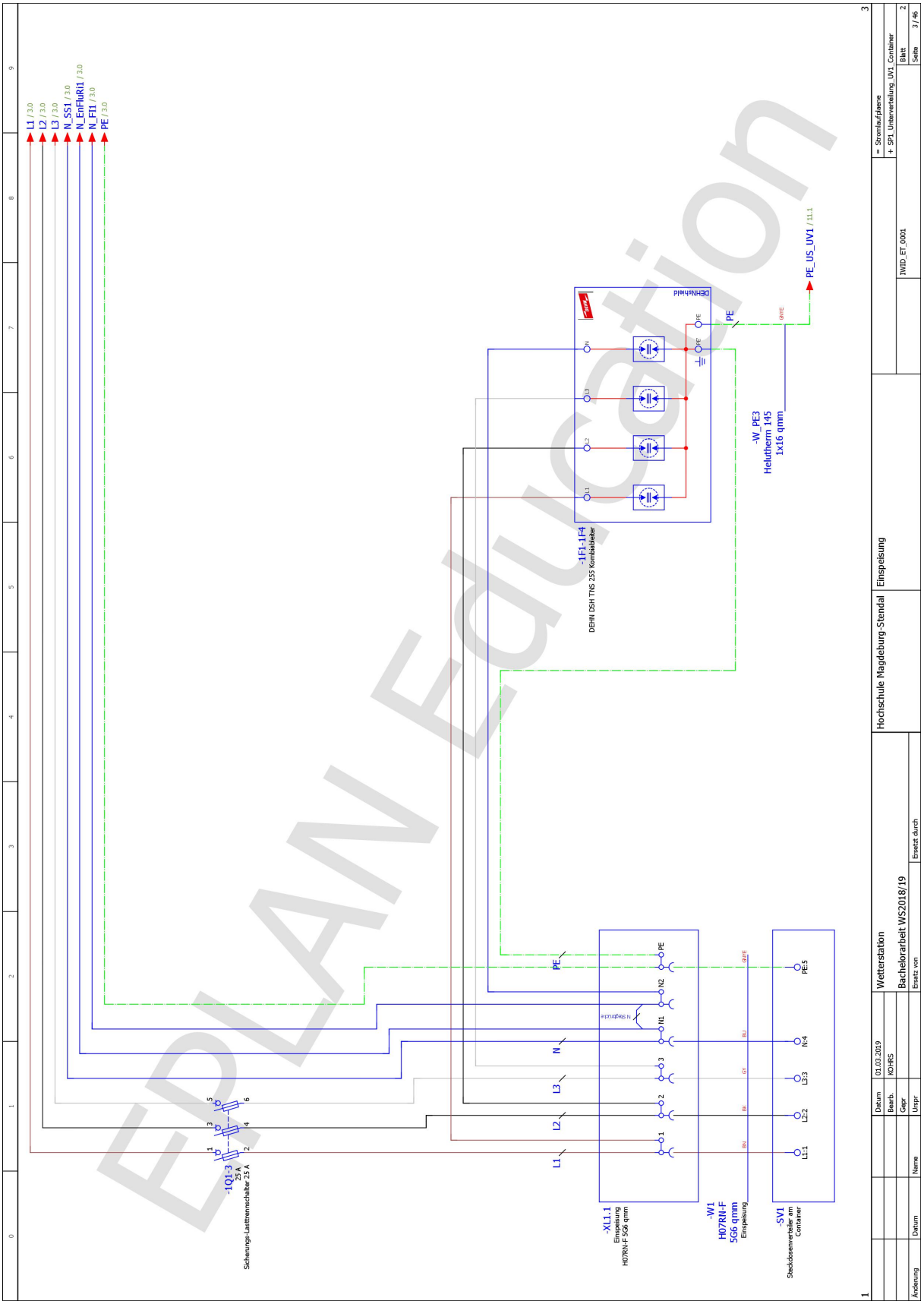
A2 Einleitung

Der Anhang enthält neben den Dokumenten und Schaubildern die einen direkten Bezug zum Hauptteil dieser Arbeit aufweisen, zusätzliche wichtige Auflistungen und Informationen für den Betrieb der Anlage. Hierzu zählen unter anderem eine Auflistung der Zugangsdaten und der Ansprechpartner für Anfragen bei möglichen späteren Erweiterungen oder konkreten Fehlerfällen. Darüber hinaus erfolgt auch eine Auflistung der Inventarisierungsnummern aller aktuell buchhalterisch geführten Komponenten. In dieser Liste befindet sich auch die Information über die Anbringungsstelle der Nummer dem Objekt. Dieser Anhang enthalt aufgrund des Umfangs dieser Arbeit jedoch nur die wichtigsten Dokumente. Zu der Arbeit wird daher ein erweiterter Anhang in digitaler Form gereicht. Dieser enthält weitere anlagenbezogene Dokumente, aber auch Datenblätter der Komponenten und eine umfangreiche Fotosammlung der Entstehung. Die Struktur des digitalen Anhangs orientiert sich dabei an der Struktur der Kapitel, das heißt, die darin enthaltenen Ordner tragen sowohl den äquivalenten Namen als auch Kapitelnummer.

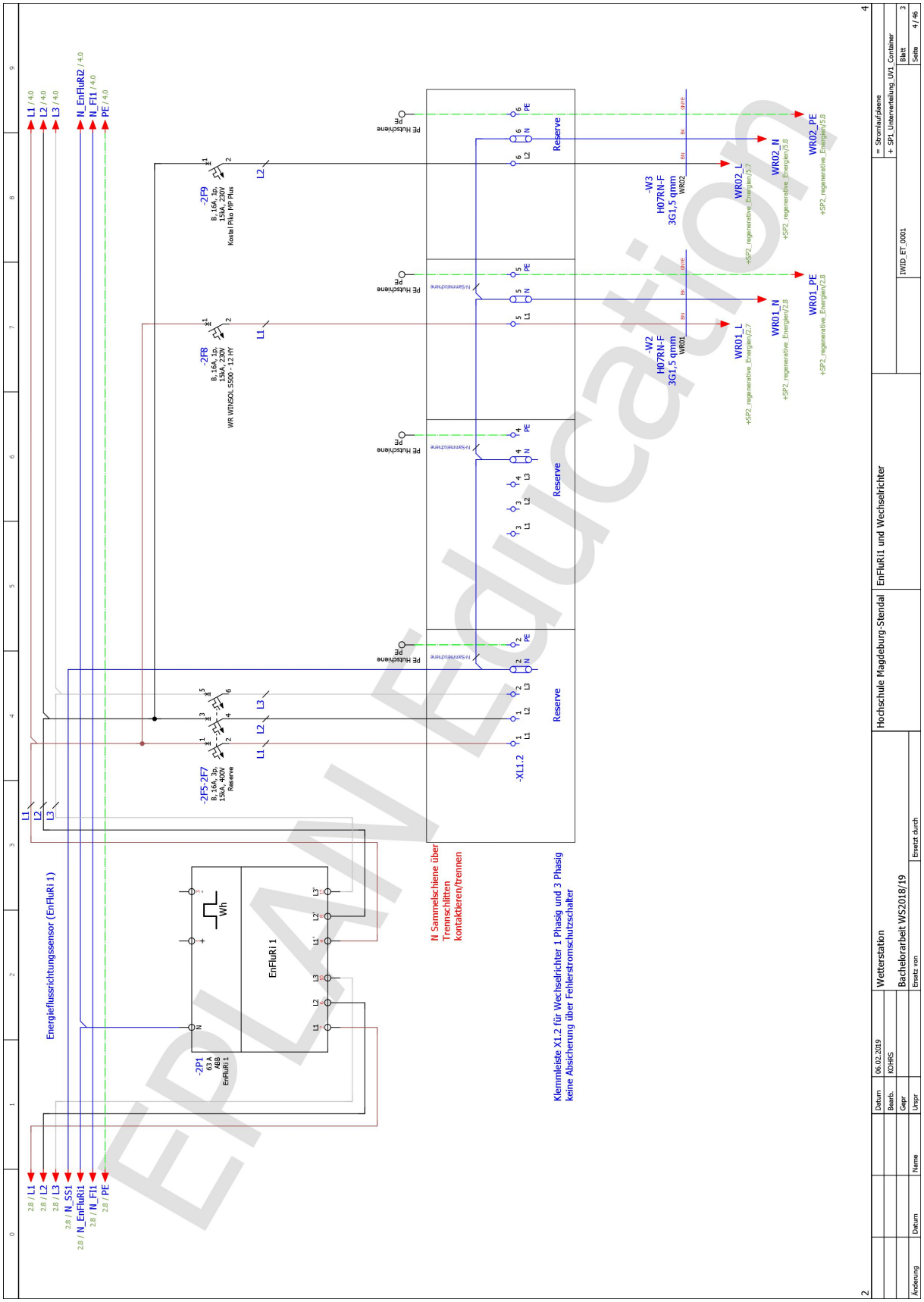
A3 Schaltplan meteorologische Messstation *Campuswetter*

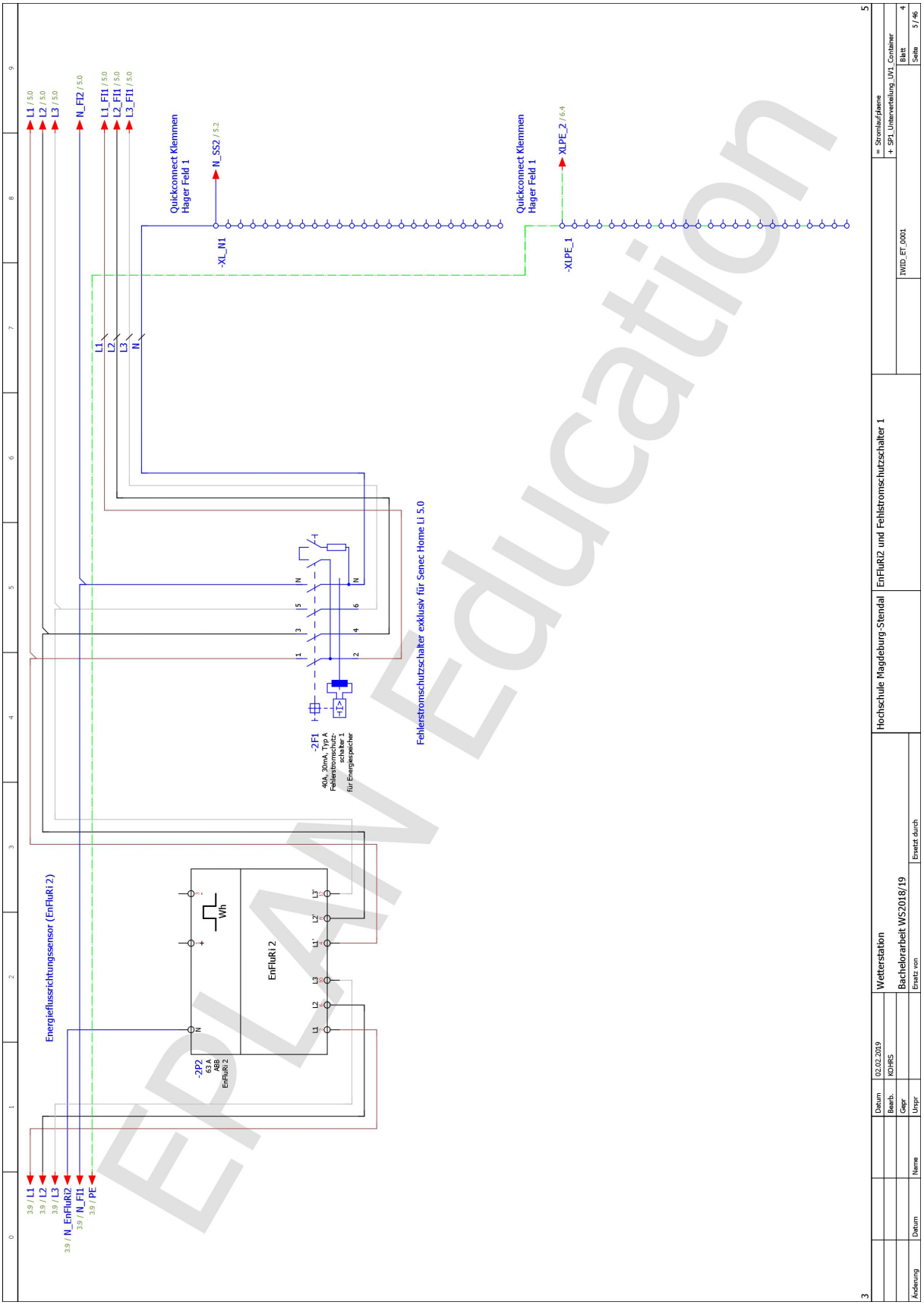
A3.1 Unterverteilung



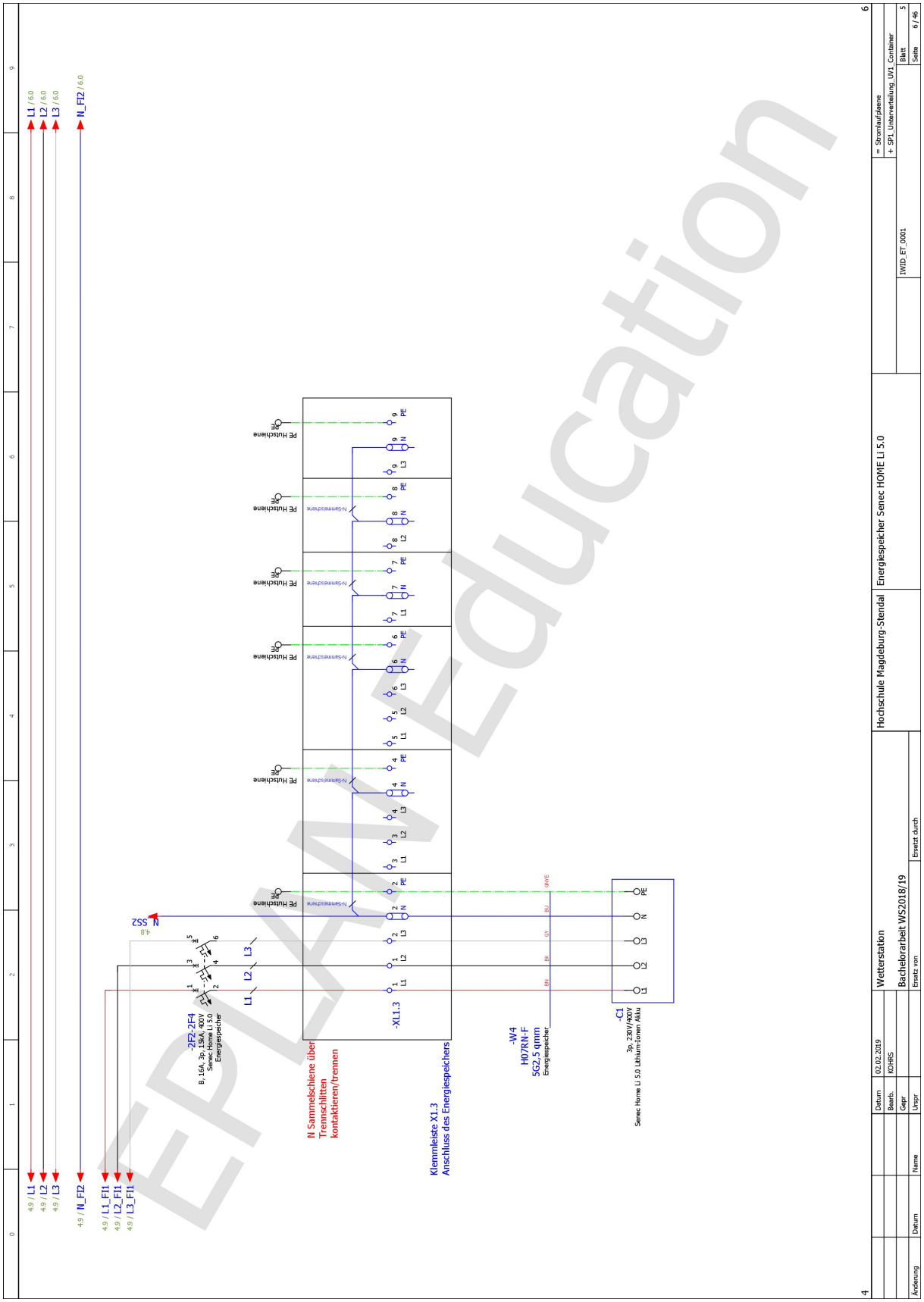


EPLAN Education

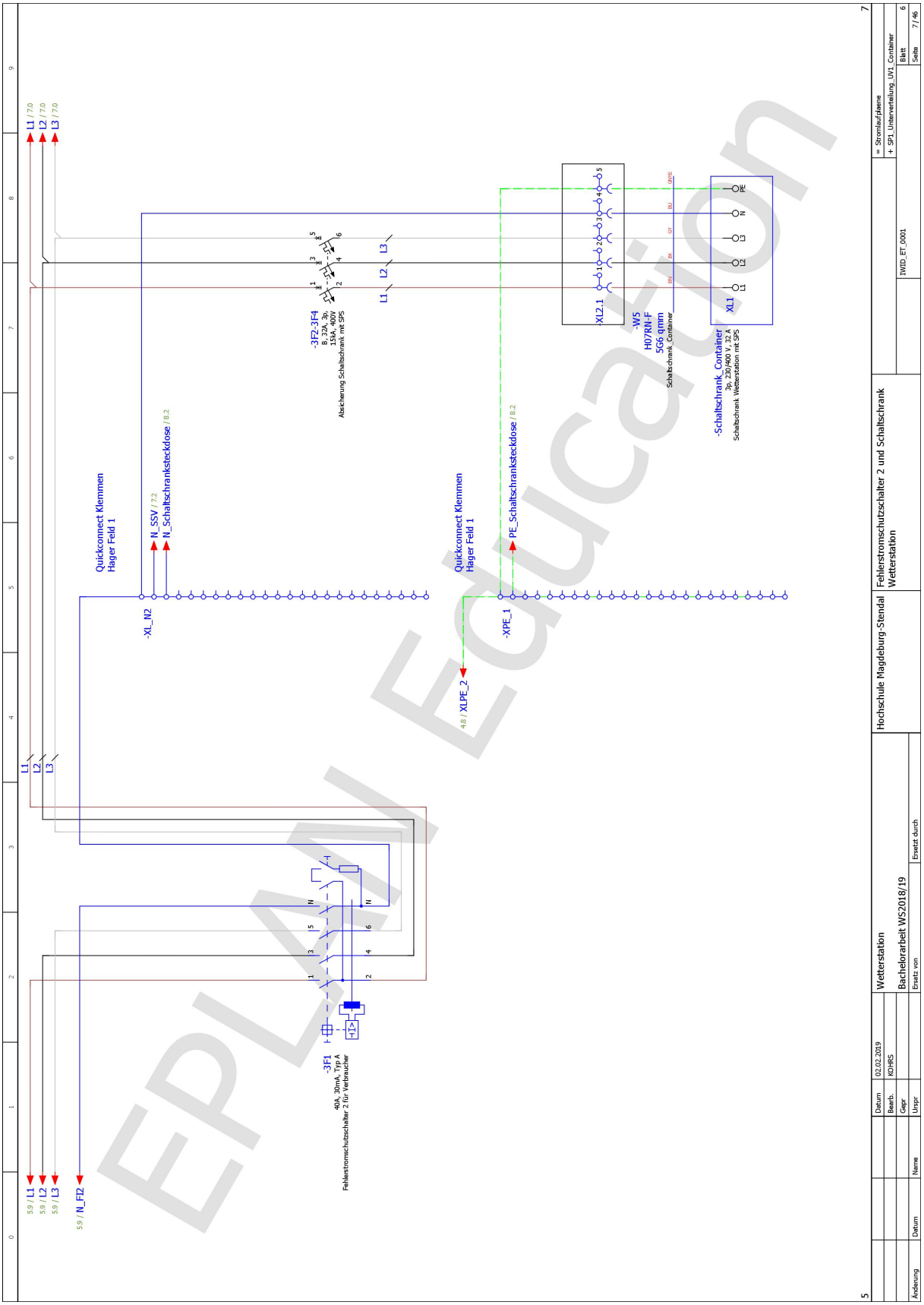

Energieflussrichtungssensor (EnFluRi 1)
EnFluRi 1
Wh
-2P1
63 A
ABB
EnFluRi 1
L1 /4.0
L2 /4.0
L3 /4.0
N_EnFluRi2 /4.0
N_Fl1 /4.0
PE /4.0
2.8 / L1
2.8 / L2
2.8 / L3
2.8 / N_SS1
2.8 / N_EnFluRi1
2.8 / N_Fl1
2.8 / PE
-2F5-2F7
B 16A 3p
15kA 400V
Reserve
-2F8
B 16A 3p
15kA 230V
WR WINSOL S500 - 12 HY
-2F9
B 16A 3p
15kA 230V
Kostal Piko MP Plus
-XL1.2
N Sammelschiene über
Trennschilten
kontaktieren/trennen
Klemmleiste X1.2 für Wechselrichter 1 Phasig und 3 Phasig
keine Absicherung über Fehlerstromschutzschalter
PE Hutschiene
N-Sammelschiene
Reserve
-W2
H07RN-F
3G1,5 qmm
WR01
-W3
H07RN-F
3G1,5 qmm
WR02
WR01_L
WR01_N
WR01_PE
WR02_L
WR02_N
WR02_PE
+SP2_regenerative_Energien/2.7
+SP2_regenerative_Energien/2.8
+SP2_regenerative_Energien/5.7
+SP2_regenerative_Energien/5.8
Hochschule Magdeburg Stendal
EnFluRi1 und Wechselrichter
= Stromlaufebene
+ SP1_Unterverteilung_UV1_Container
1WID_ET_0001
Blatt 3
Seite 4 / 46
Wetterstation
Bachelorarbeit WS2018/19
Datum 06.02.2019
Bearb. KDHRS
Gepr
Urspr
Ersatz von
Ersetzt durch
Änderung
Datum
Name
EPLAN Education

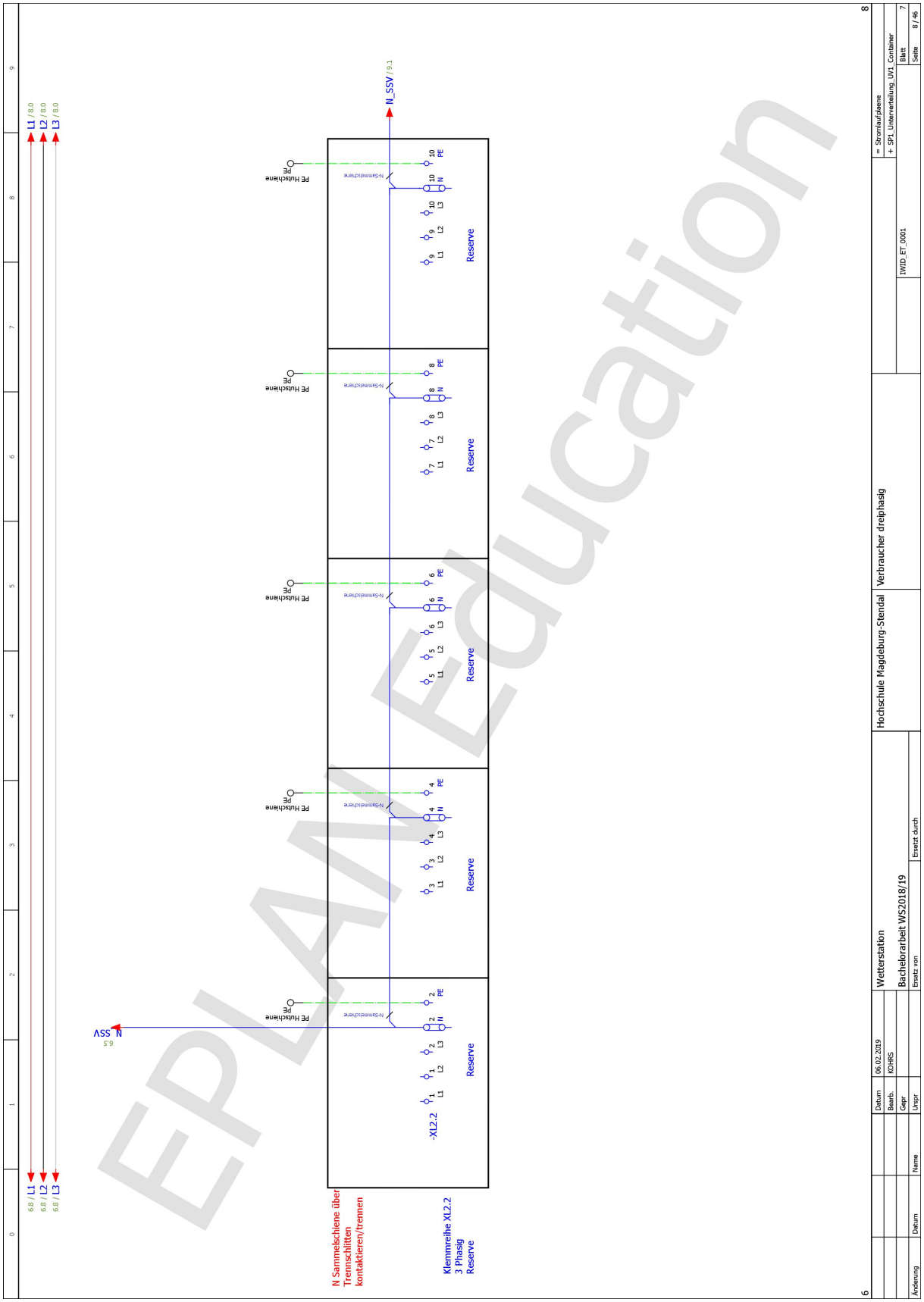


EPLAN Education

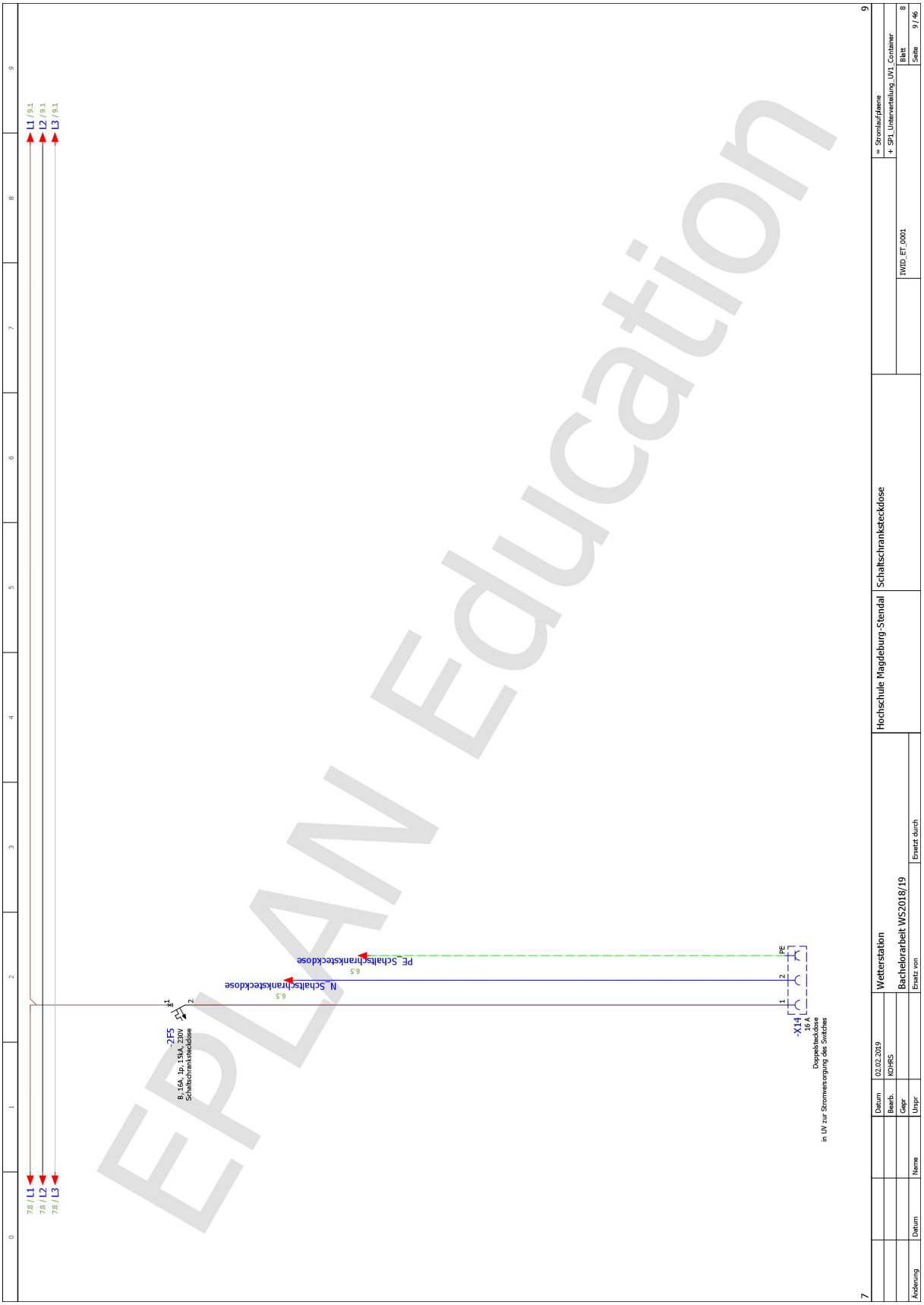


EPLAN Education

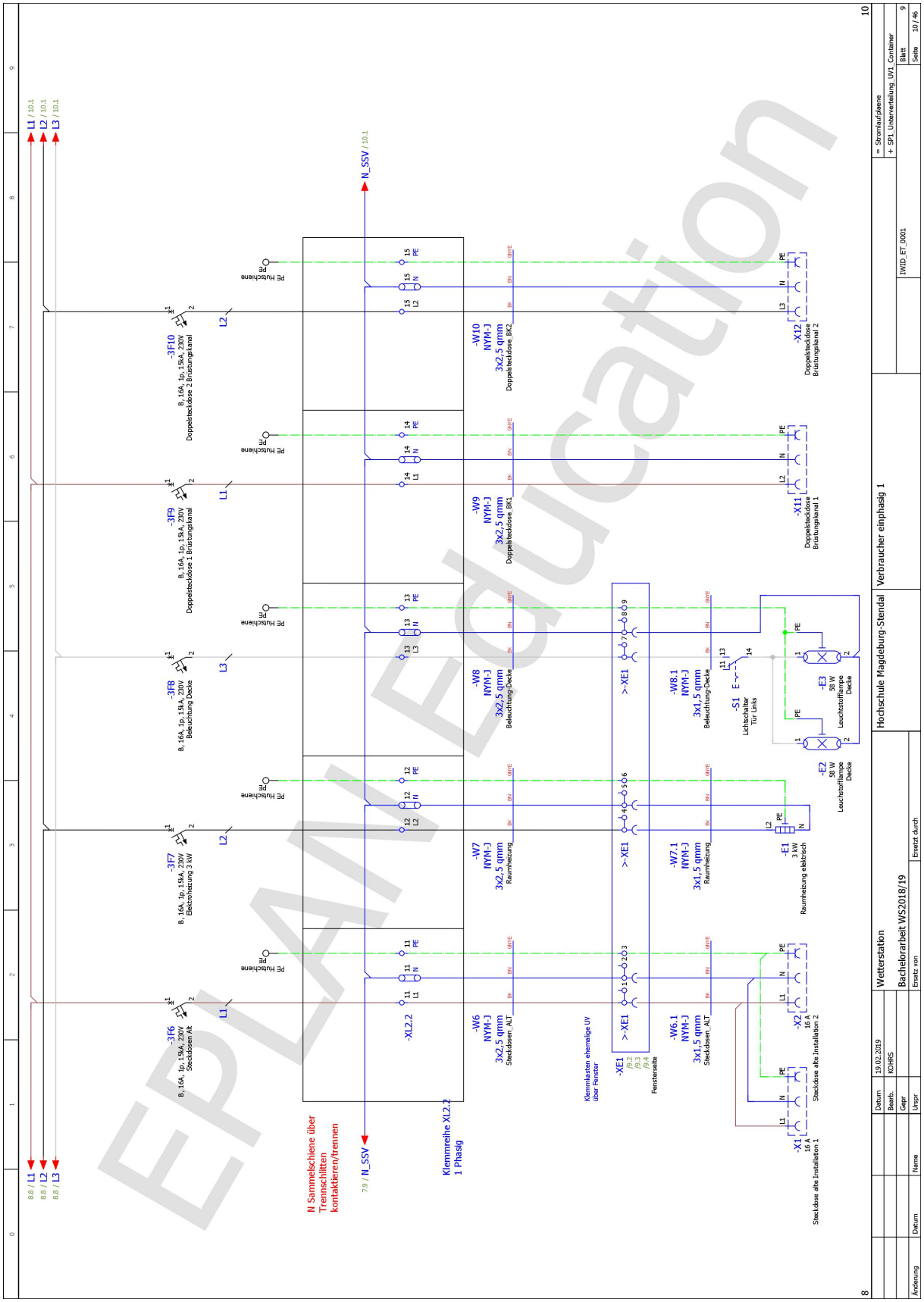

L1 / 7.0
L2 / 7.0
L3 / 7.0
Quickconnect Klemmen
Hager Feld 1
N_SSV / 7.2
N_Schaltschranksteckdose / 8.2
-XL_N2
-3F2-3F4
B, 32A, 3p,
10kA, 400V
Absicherung Schaltschrank mit SPS
Quickconnect Klemmen
Hager Feld 1
PE_Schaltschrankstecksdose / 8.2
-XPE_1
4.8 / XLPE_2
-W5
H07RN-F
5G6 qmm
Schaltschrank_Container
XL2.1
-Schaltschrank_Container
3p, 230/400 V, 32 A
Schaltschrank Wetterstation mit SPS
XL1
-3F1
40A, 30mA, Typ A
Fehlerstromschutzschalter 2 für Verbraucher
5.9 / L1
5.9 / L2
5.9 / L3
5.9 / N_FI2
Hochschule Magdeburg-Stendal
Fehlerstromschutzschalter 2 und Schaltschrank Wetterstation
Wetterstation
Bachelorarbeit WS2018/19
02.02.2019
KOHRS
= Stromlaufplanne
+ SP1_Unterverteilung_UV1_Container
1WID_ET_0001
Blatt 6
Seite 7 / 46
Datum
Bearb.
Gepr.
Urspr.
Name
Änderung
Ersatz von
Ersetzt durch
EPLAN Education

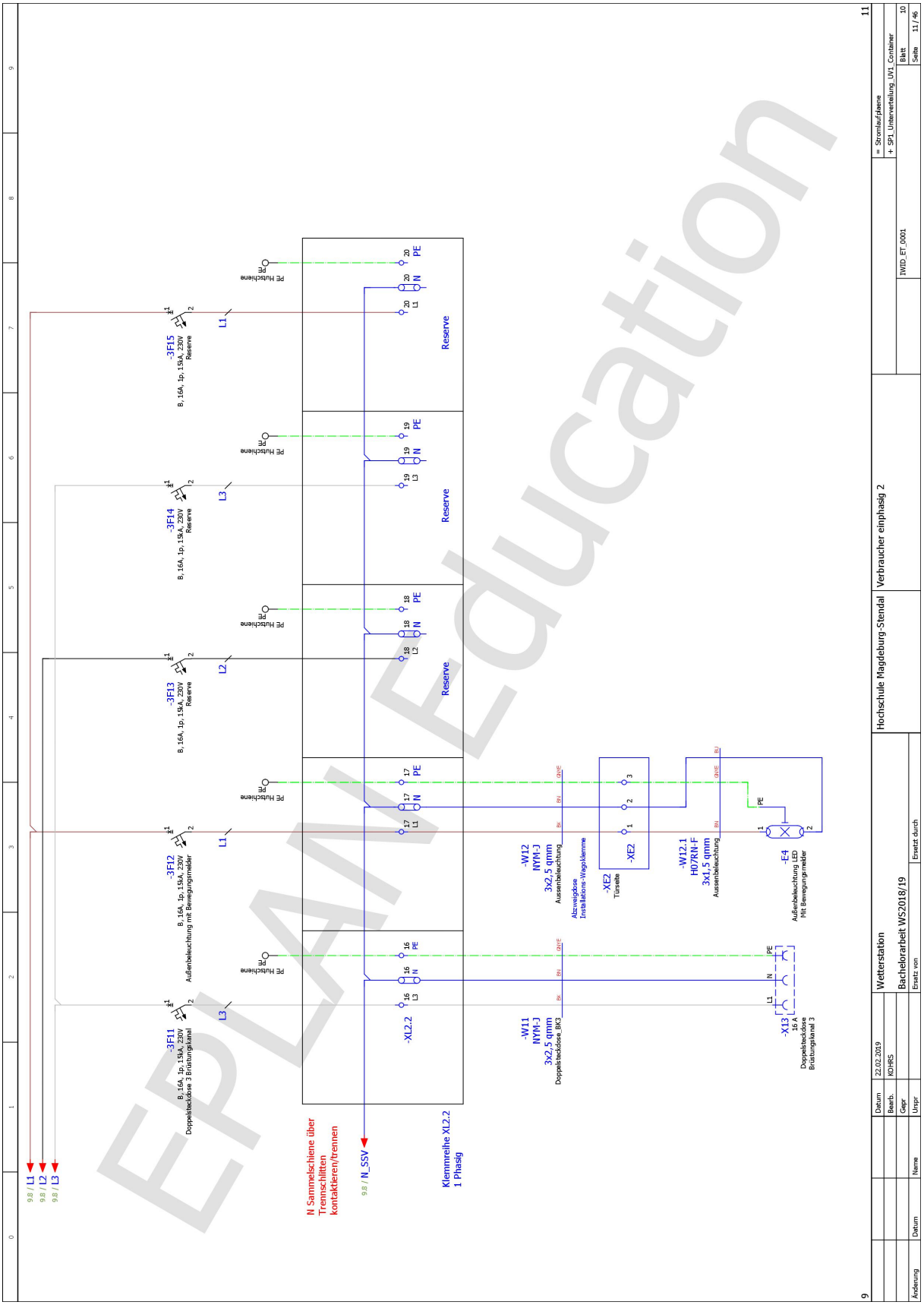


EPLAN Education

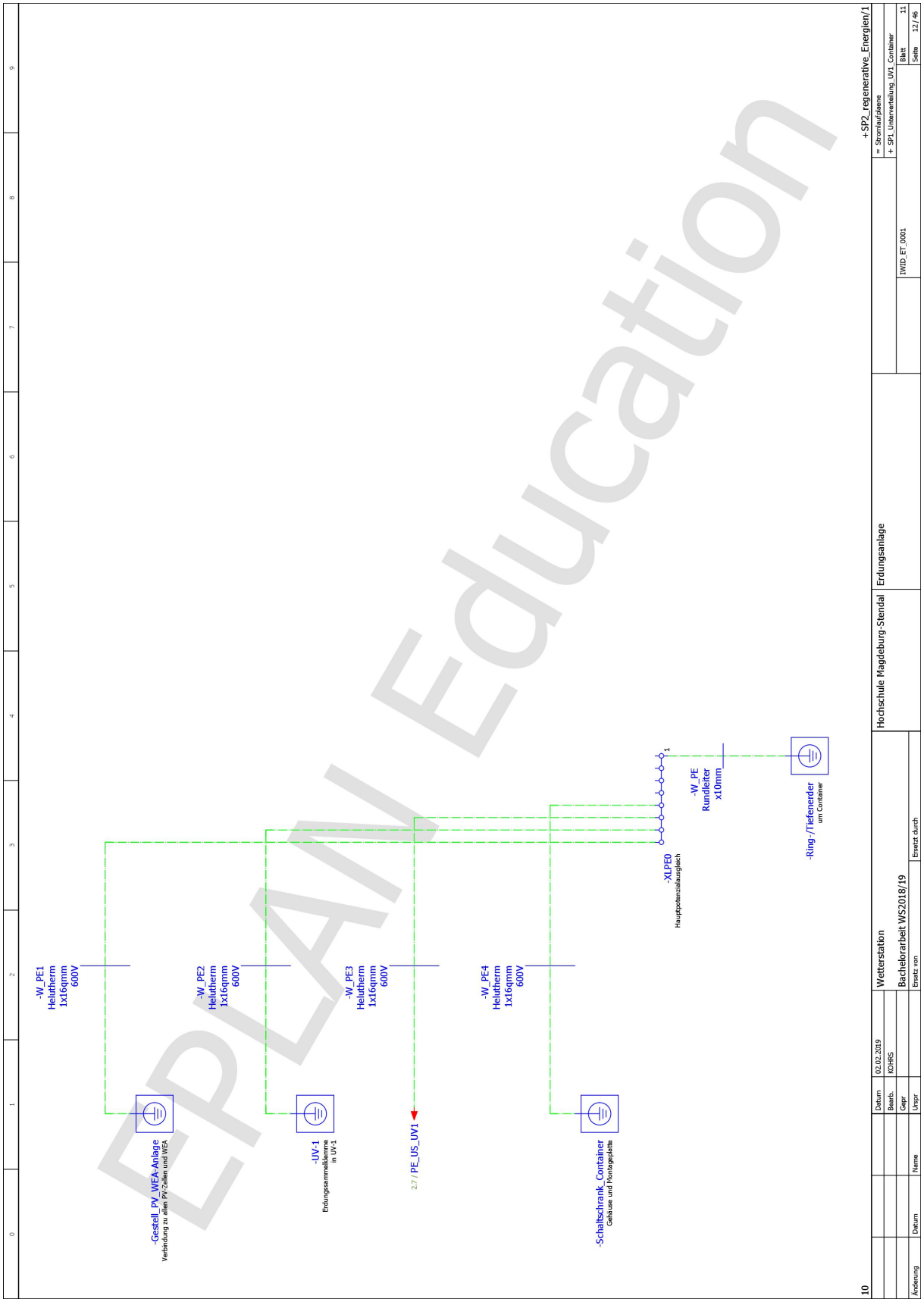


EPLAN Education


L1 / 10.1
L2 / 10.1
L3 / 10.1
N_SSV / 10.1
N Sammelschiene über Trennschlitten kontaktieren/trennen
7.9 / N_SSV
Klemmreihe XL2.2 1 Phasig
-3F6 B, 16A, 1p, 15kA, 230V Steckdosen Alt
-3F7 B, 16A, 1p, 15kA, 230V Elektroheizung 3 kW
-3F8 B, 16A, 1p, 15kA, 230V Beleuchtung Decke
-3F9 B, 16A, 1p, 15kA, 230V Doppelsteckdose 1 Brüstungskanal
-3F10 B, 16A, 1p, 15kA, 230V Doppelsteckdose 2 Brüstungskanal
PE Hutschiene
-XL2.2
-W6 NYM-J 3x2,5 qmm Steckdosen_ALT
-W7 NYM-J 3x2,5 qmm Raumheizung
-W8 NYM-J 3x2,5 qmm Beleuchtung Decke
-W9 NYM-J 3x2,5 qmm Doppelsteckdose_BK1
-W10 NYM-J 3x2,5 qmm Doppelsteckdose_BK2
Klemmleisten ehemalige UV über Fenster
-XE1 >-XE1
Fensterseite
-W6.1 NYM-J 3x1,5 qmm Steckdosen_ALT
-W7.1 NYM-J 3x1,5 qmm Raumheizung
-W8.1 NYM-J 3x1,5 qmm Beleuchtung Decke
-S1 Lichtschalter Tür Links
-E1 3 kW Raumheizung elektrisch
-E2 58 W Leuchtstofflampe Decke
-E3 58 W Leuchtstofflampe Decke
-X1 16 A Steckdose alte Installation 1
-X2 16 A Steckdose alte Installation 2
-X11 Doppelsteckdose Brüstungskanal 1
-X12 Doppelsteckdose Brüstungskanal 2
Hochschule Magdeburg Stendal
Verbraucher einphasig 1
Wetterstation
Bachelorarbeit WS2018/19
19.02.2019
KDHRS
= Stromlaufebene
+ SPL_Unterverteilung_UV1_Container
IWID_ET_0001
Blatt 9
Seite 10 / 46
EPLAN Education



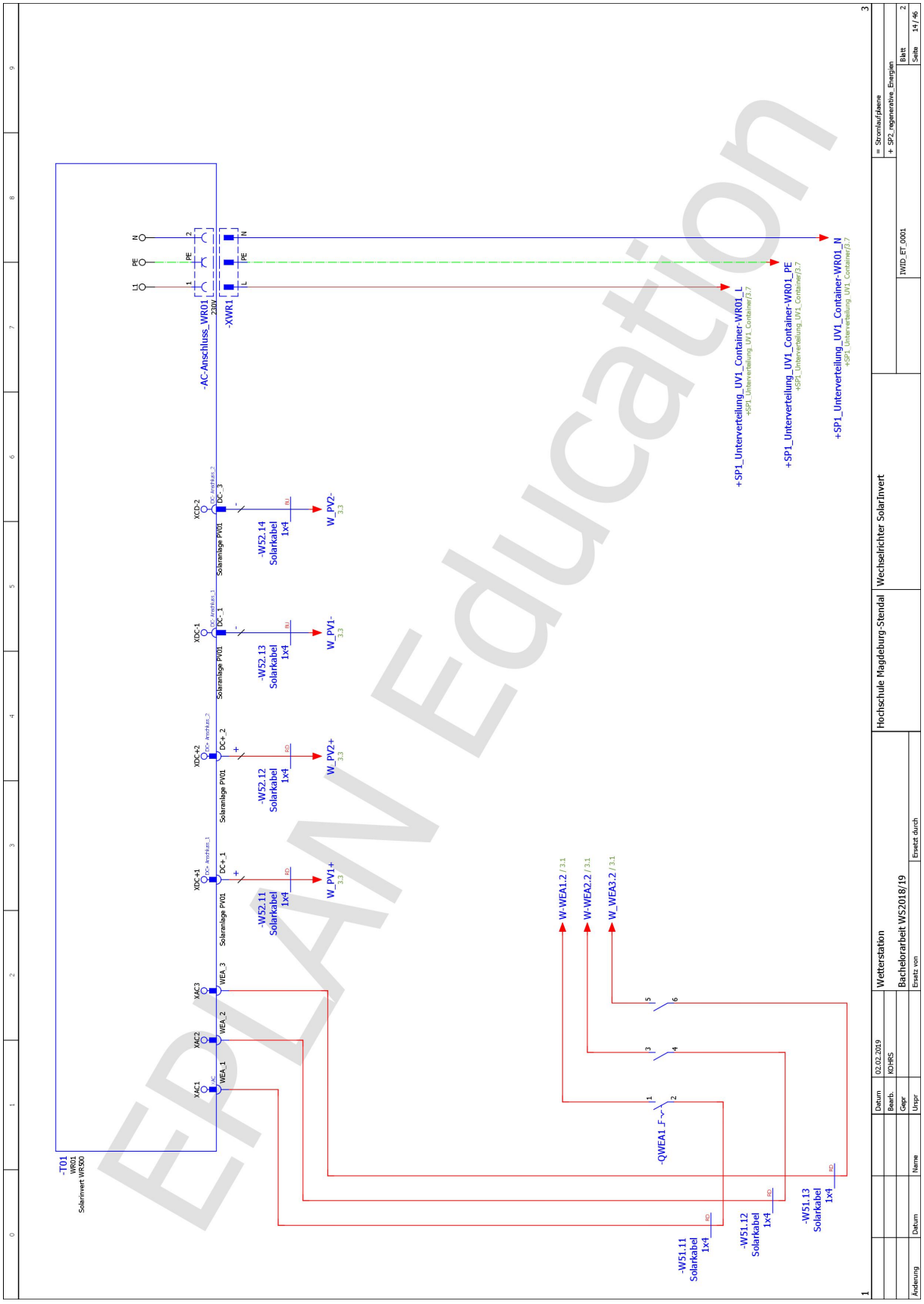
EPLAN Education



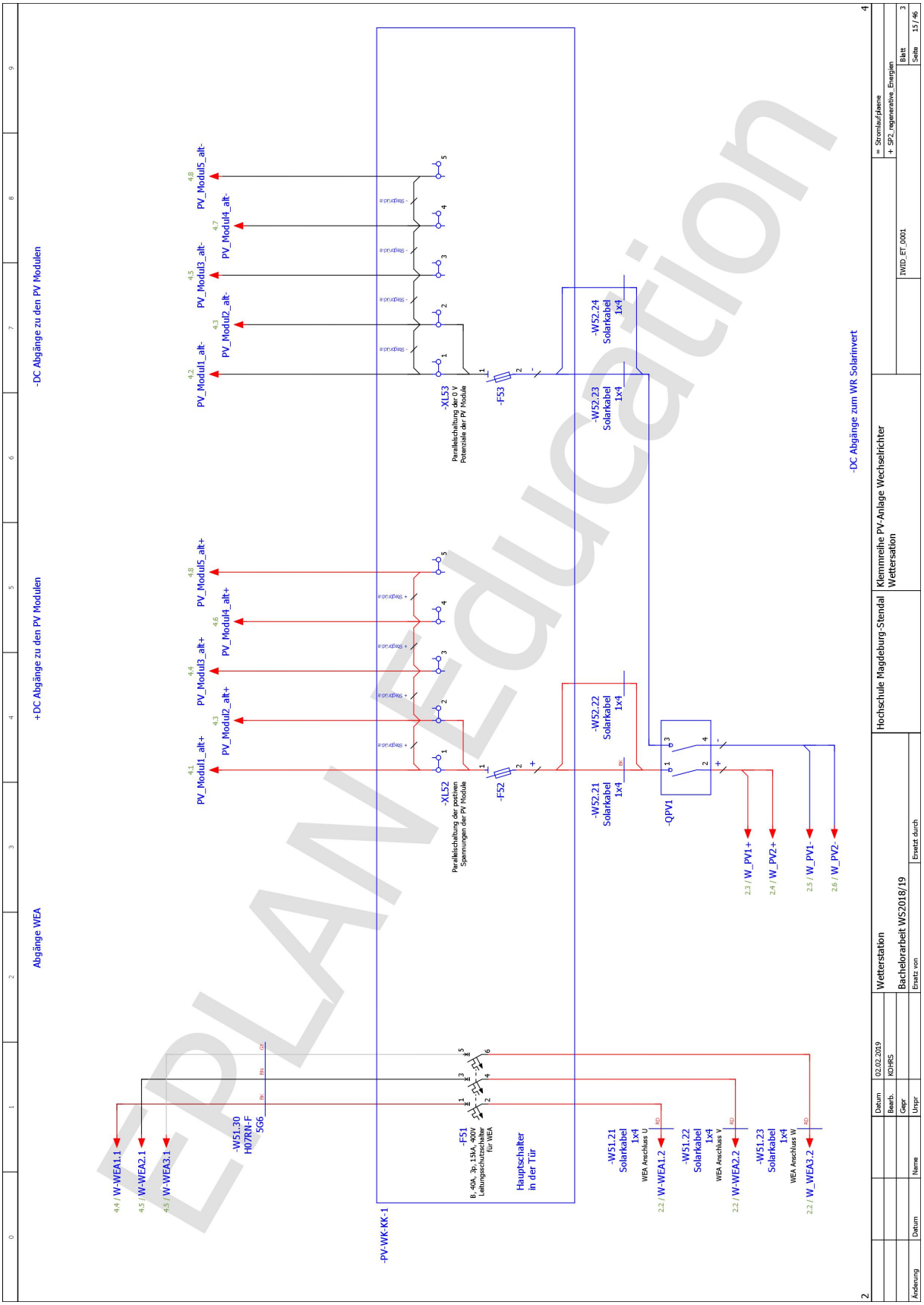
EPLAN Education

A3.2 Regenerative Energien

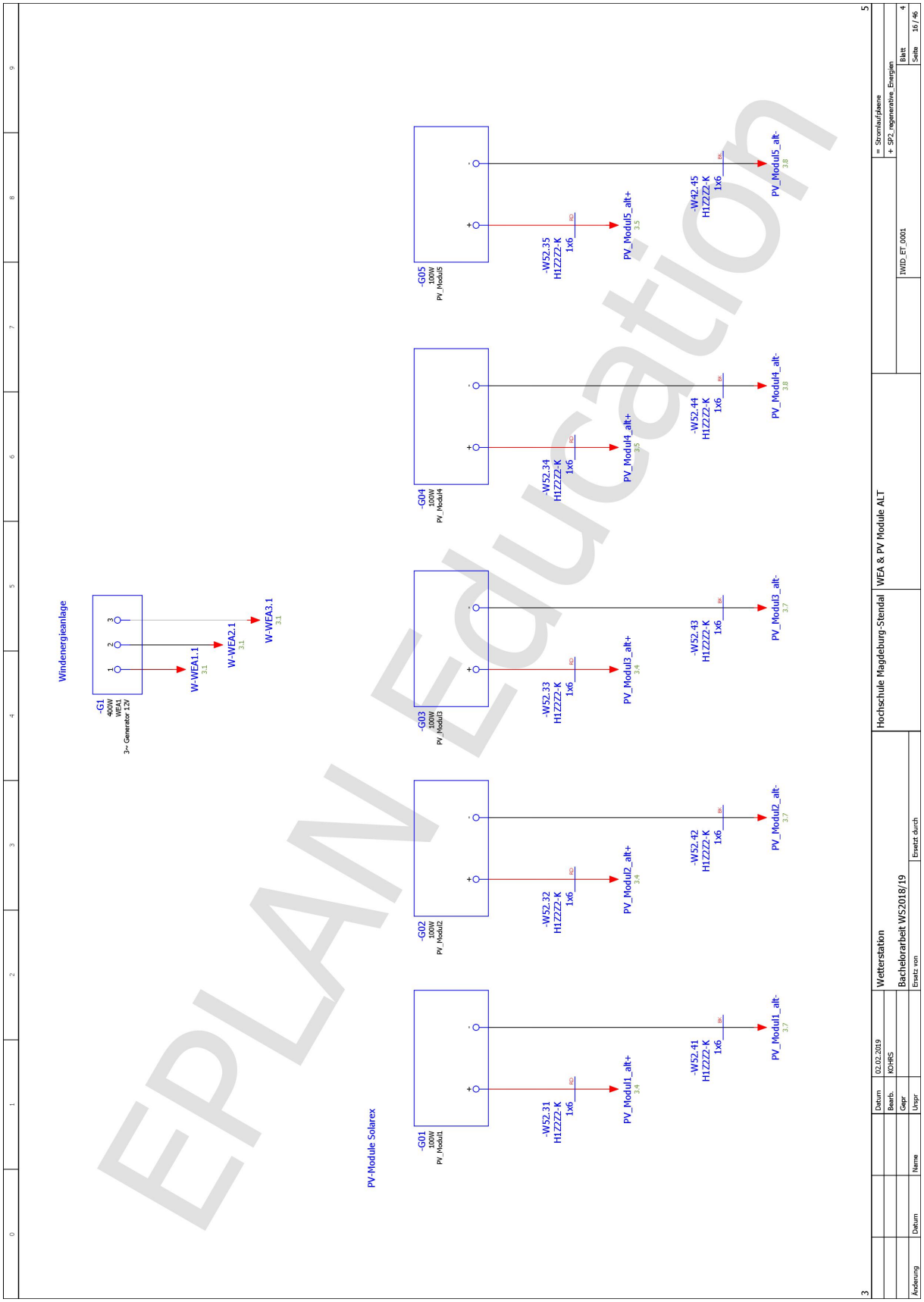




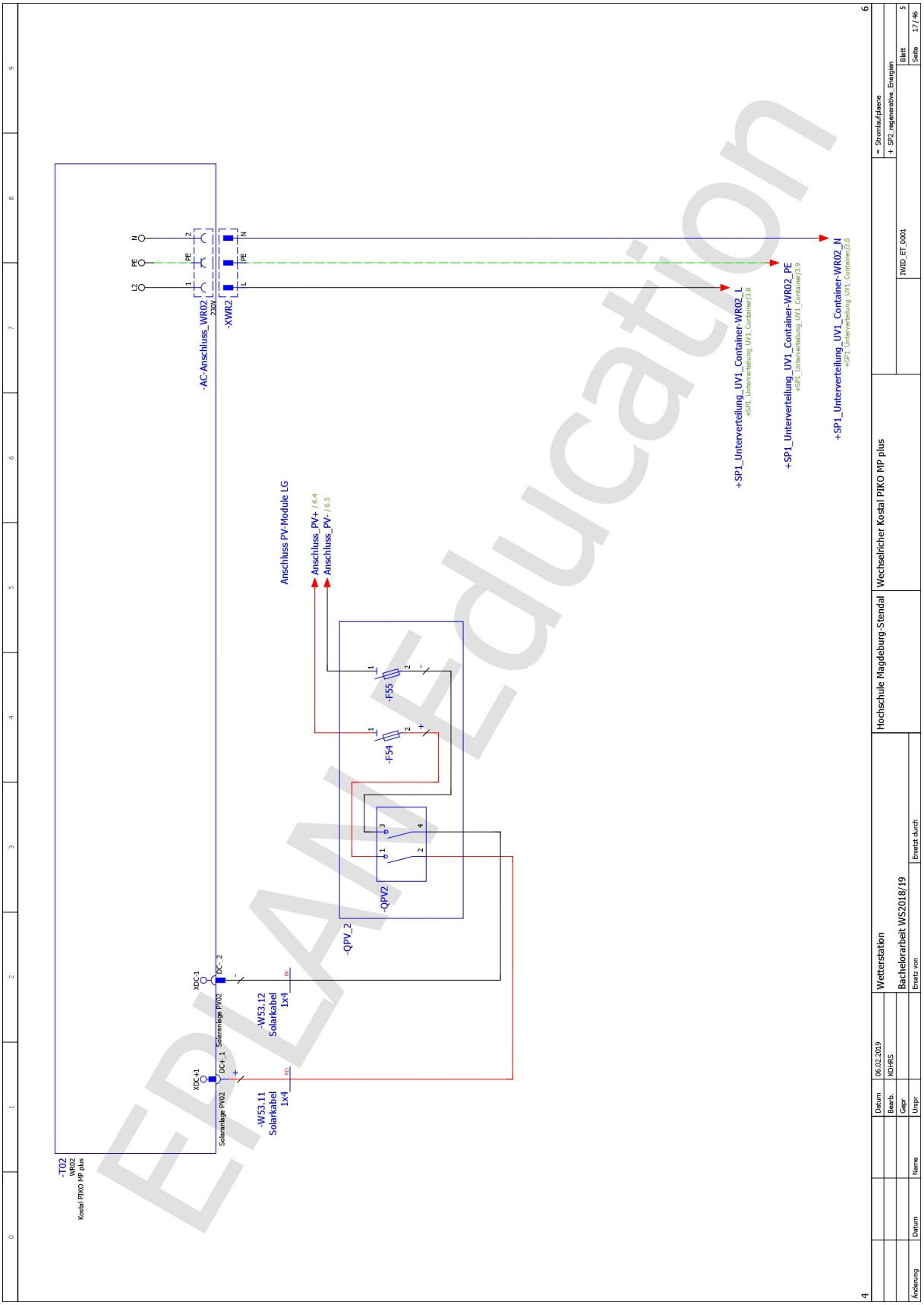
EPLAN Education



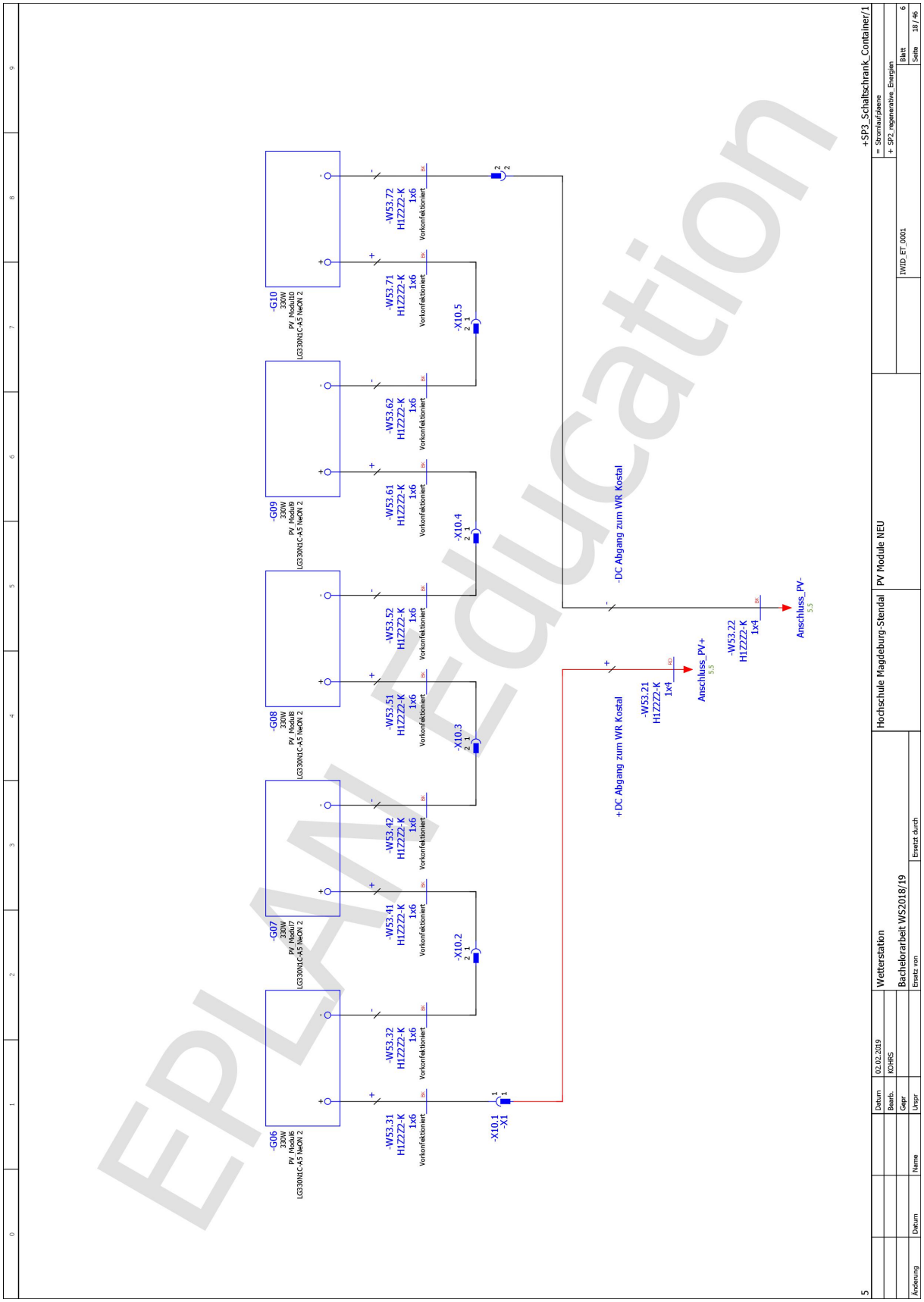
EPLAN Education



EPLAN Education



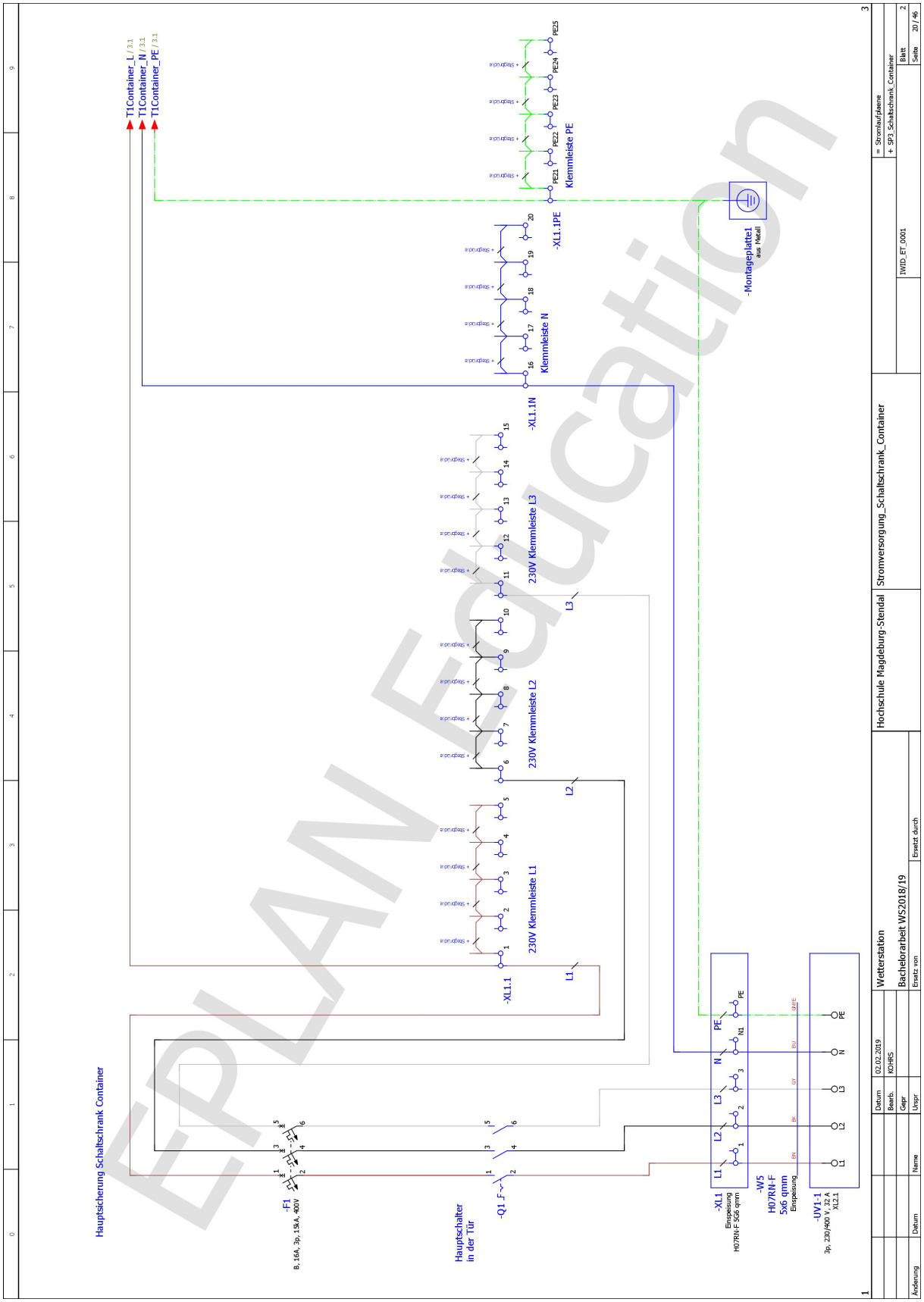
EPLAN Education



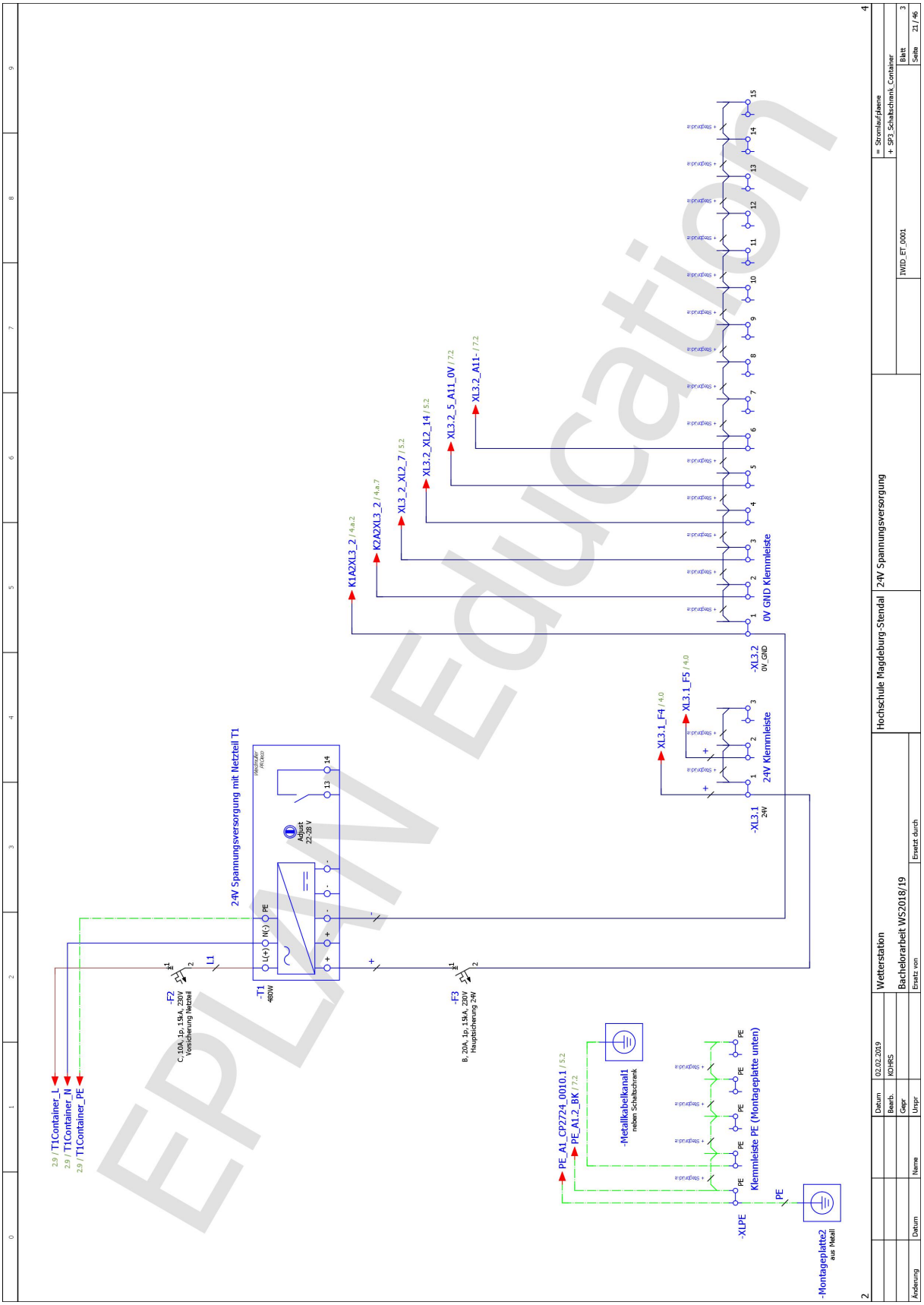
EPLAN Education

A3.3 Schaltschrank Container

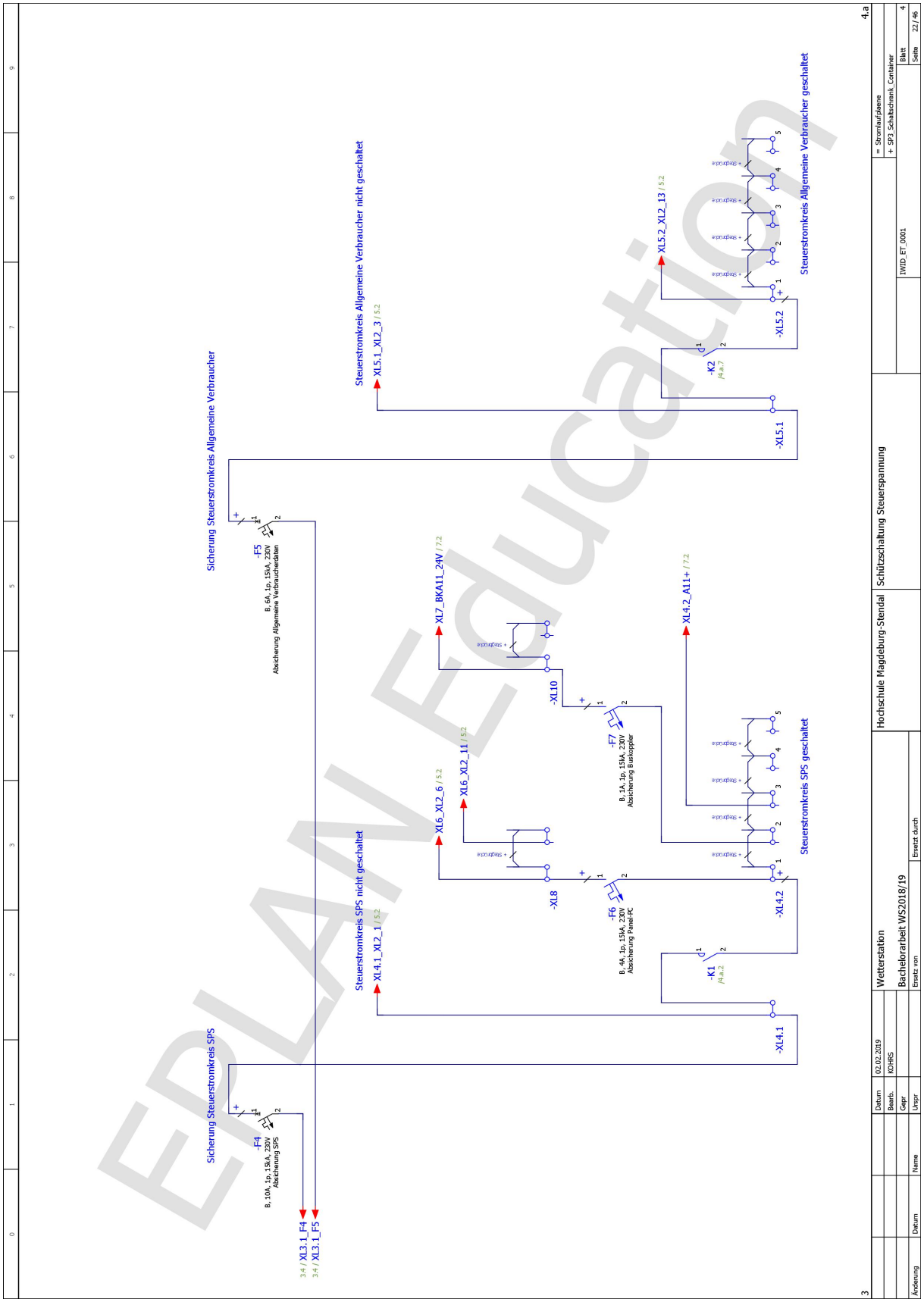




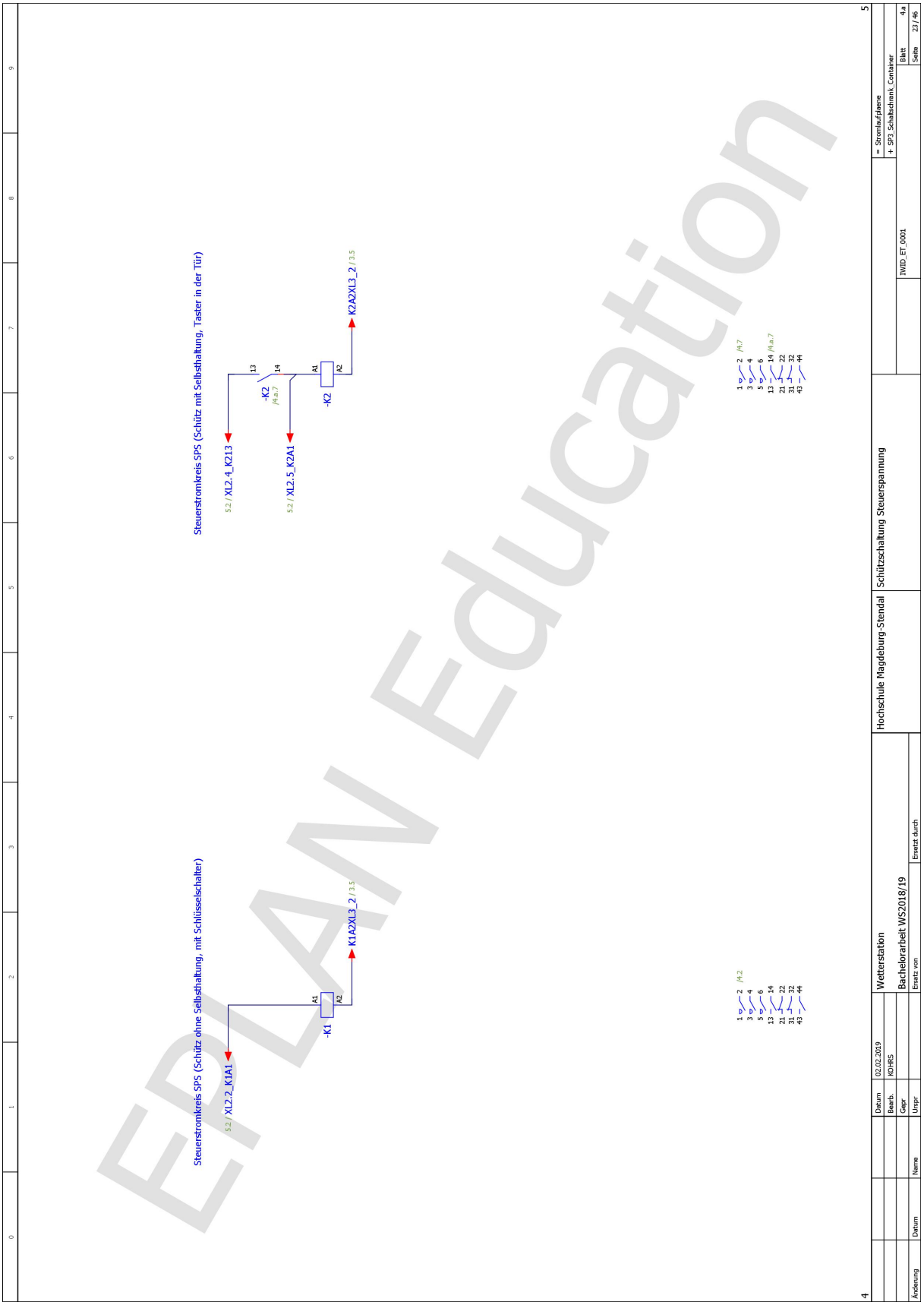
EPLAN Education

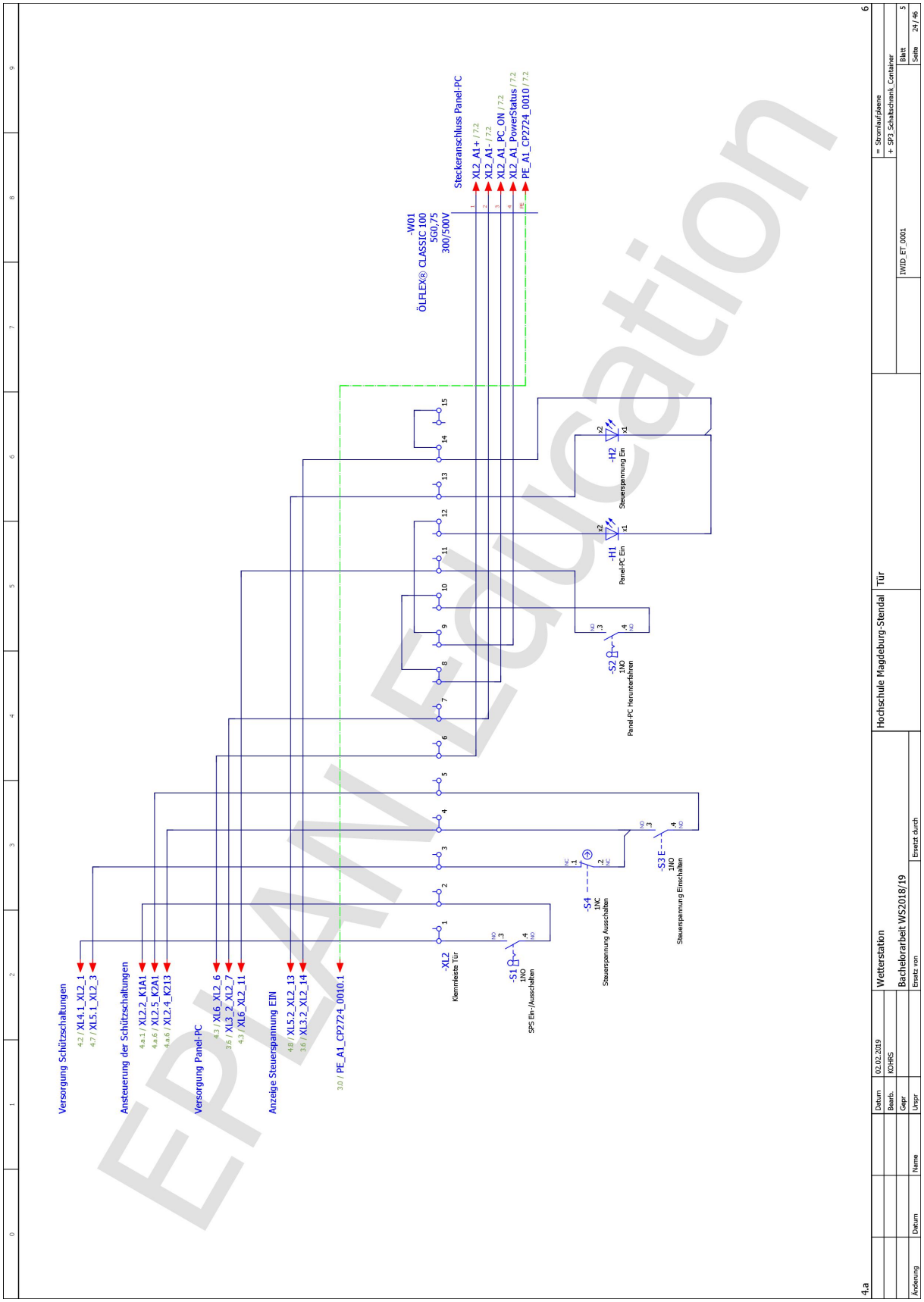


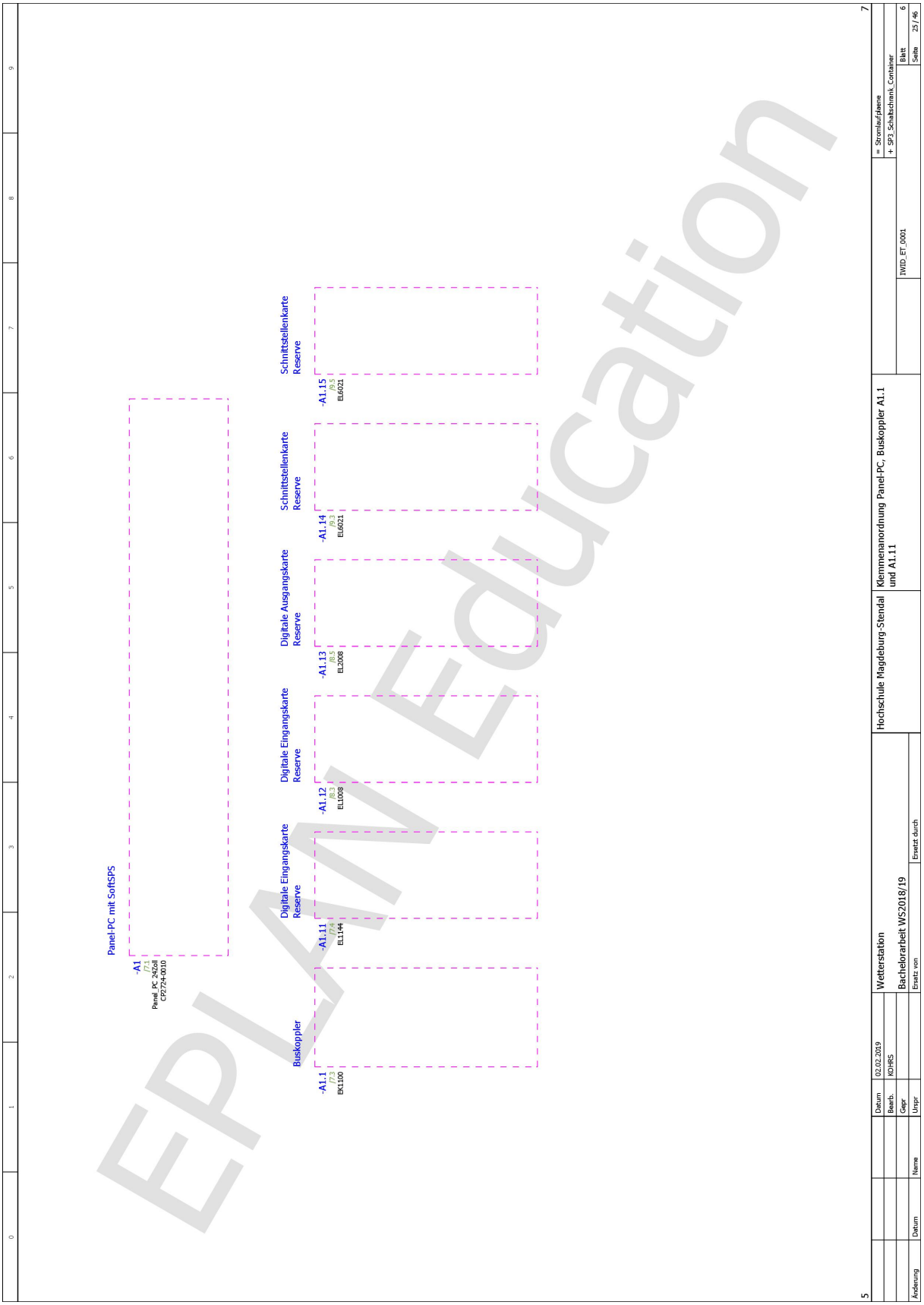
EPLAN Education

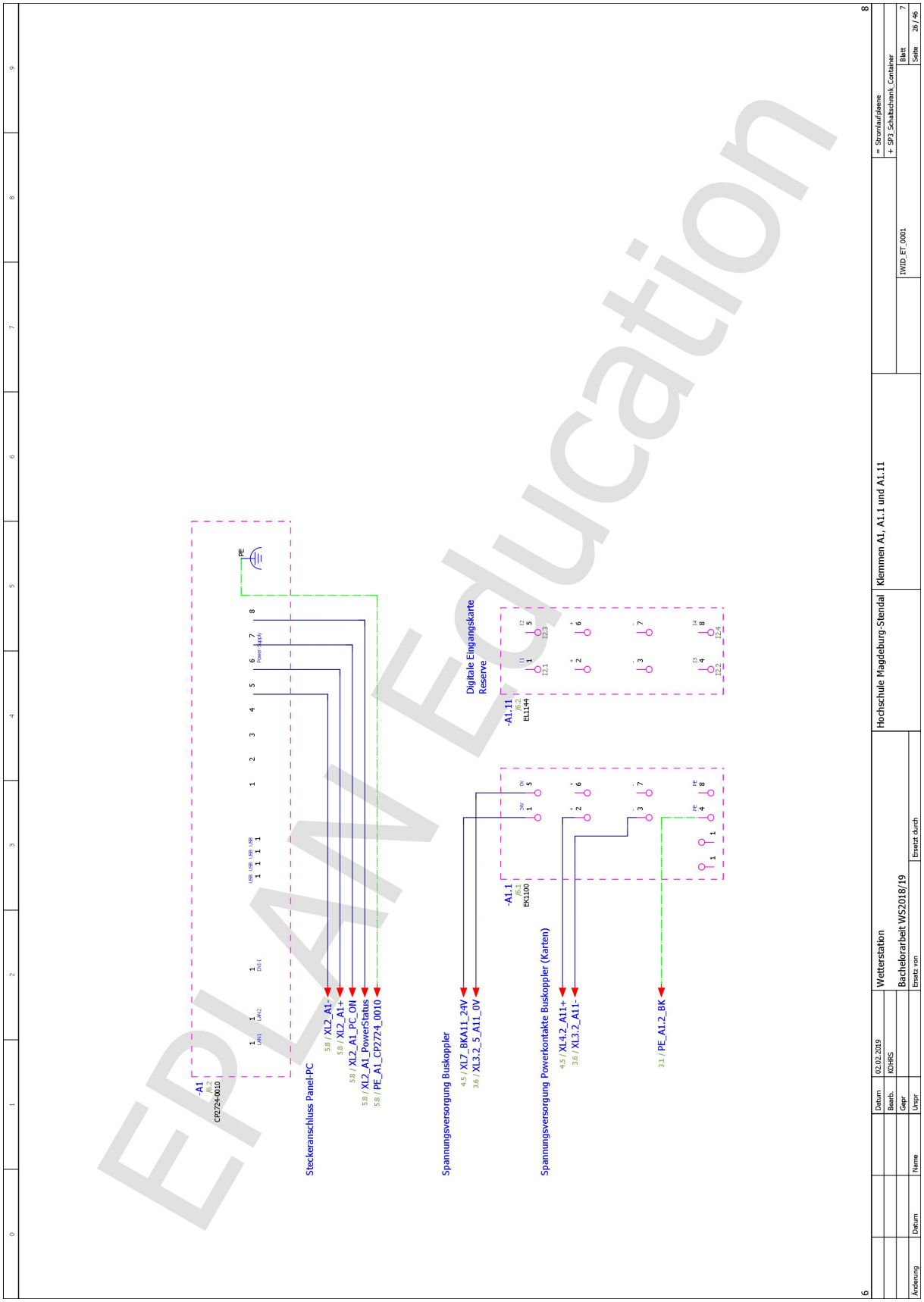


EPLAN Education

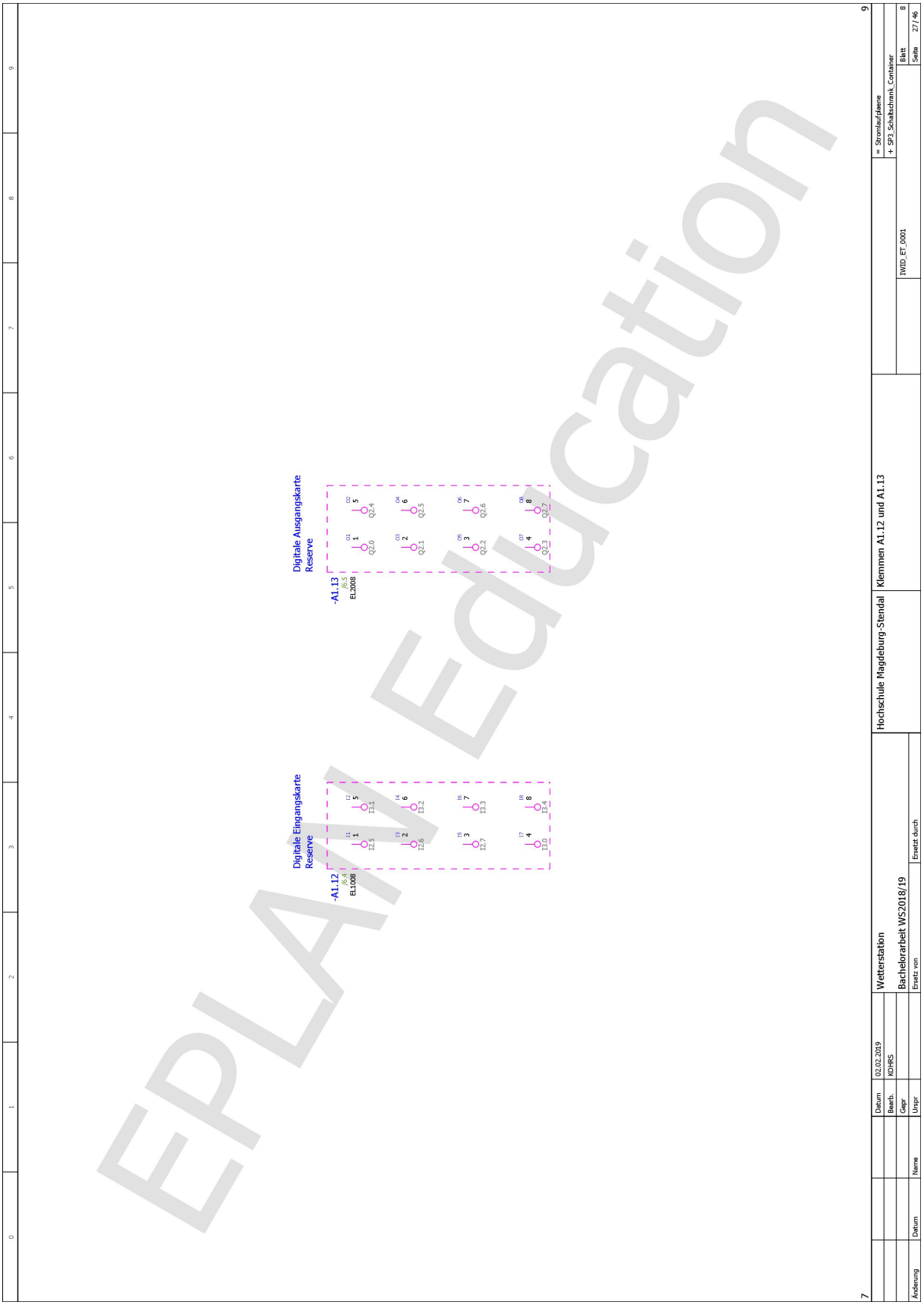

Steuerstromkreis SPS (Schütz ohne Selbsthaltung, mit Schlüsselschalter)
Steuerstromkreis SPS (Schütz mit Selbsthaltung, Taster in der Tür)
5.2 / XL2.2_K1A1
5.2 / XL2.4_K2I3
5.2 / XL2.5_K2A1
-K1
-K2
K1A2XL3_2 / 3.5
K2A2XL3_2 / 3.5
Hochschule Magdeburg-Stendal
Schützschaltung Steuerspannung
Wetterstation
Bachelorarbeit WS2018/19
= Stromlaufebene
+ SP3_Schaltschrank_Container
1WID_ET_0001
Blatt 4.a
Seite 23 / 46
EPLAN Education


Versorgung Schützschaltungen
4.2 / XL4.1_XL2_1
4.7 / XL5.1_XL2_3
Ansteuerung der Schützschaltungen
4.a.1 / XL2.2_K1A1
4.a.6 / XL2.5_K2A1
4.a.6 / XL2.4_K213
Versorgung Panel-PC
4.3 / XL6_XL2_6
3.6 / XL3_2_XL2_7
4.3 / XL6_XL2_11
Anzeige Steuerspannung EIN
4.8 / XL5.2_XL2_13
3.6 / XL3.2_XL2_14
3.0 / PE_A1_CP2724_0010.1
-XL2
Klemmleiste Tür
-S1
1NO
SPS Ein-/Ausschalten
-S4
1NC
Steuerspannung Ausschalten
-S3 E
1NO
Steuerspannung Einschalten
-S2
1NO
Panel-PC Herunterfahren
-H1
Panel-PC Ein
-H2
Steuerspannung Ein
-W01
ÖLFLEX® CLASSIC 100
SGD.75
300/500V
Steckeranschluss Panel-PC
XL2_A1+ / 7.2
XL2_A1- / 7.2
XL2_A1_PC_ON / 7.2
XL2_A1_PowerStatus / 7.2
PE_A1_CP2724_0010 / 7.2
Hochschule Magdeburg Stendal
Türr
Wetterstation
Bachelorarbeit WS2018/19
02.02.2019
KDHRS
= Stromlaufebene
+ SPS_Schaltschrank_Container
1WID_ET_0001
Blatt 5
Seite 24 / 46
EPLAN Education


Panel-PC mit SoftSPS
-A1
/7.1
Panel_PC_2426di
CP2724-0010
Buskoppler
-A1.1
/7.3
EK1100
Digitale Eingangskarte
Reserve
-A1.11
/7.4
EL1144
Digitale Eingangskarte
Reserve
-A1.12
/8.3
EL1008
Digitale Eingangskarte
Reserve
-A1.13
/8.5
EL2008
Digitale Ausgangskarte
Reserve
-A1.14
/9.3
EL6021
Schnittstellenkarte
Reserve
-A1.15
/9.5
EL6021
Schnittstellenkarte
Reserve
Hochschule Magdeburg-Stendal
Klemmenanordnung Panel-PC, Buskoppler A1.1 und A1.11
= Stromlaufplanne
+ SP3_Schaltschrank_Container
1WID_ET_0001
Blatt 6
Seite 25 / 46
Wetterstation
Bachelorarbeit WS2018/19
Datum 02.02.2019
Bearb. KOHRS
Gepr
Urspr
Ersatz von
Ersetzt durch
Änderung
Datum
Name
EPLAN Education



EPLAN Education

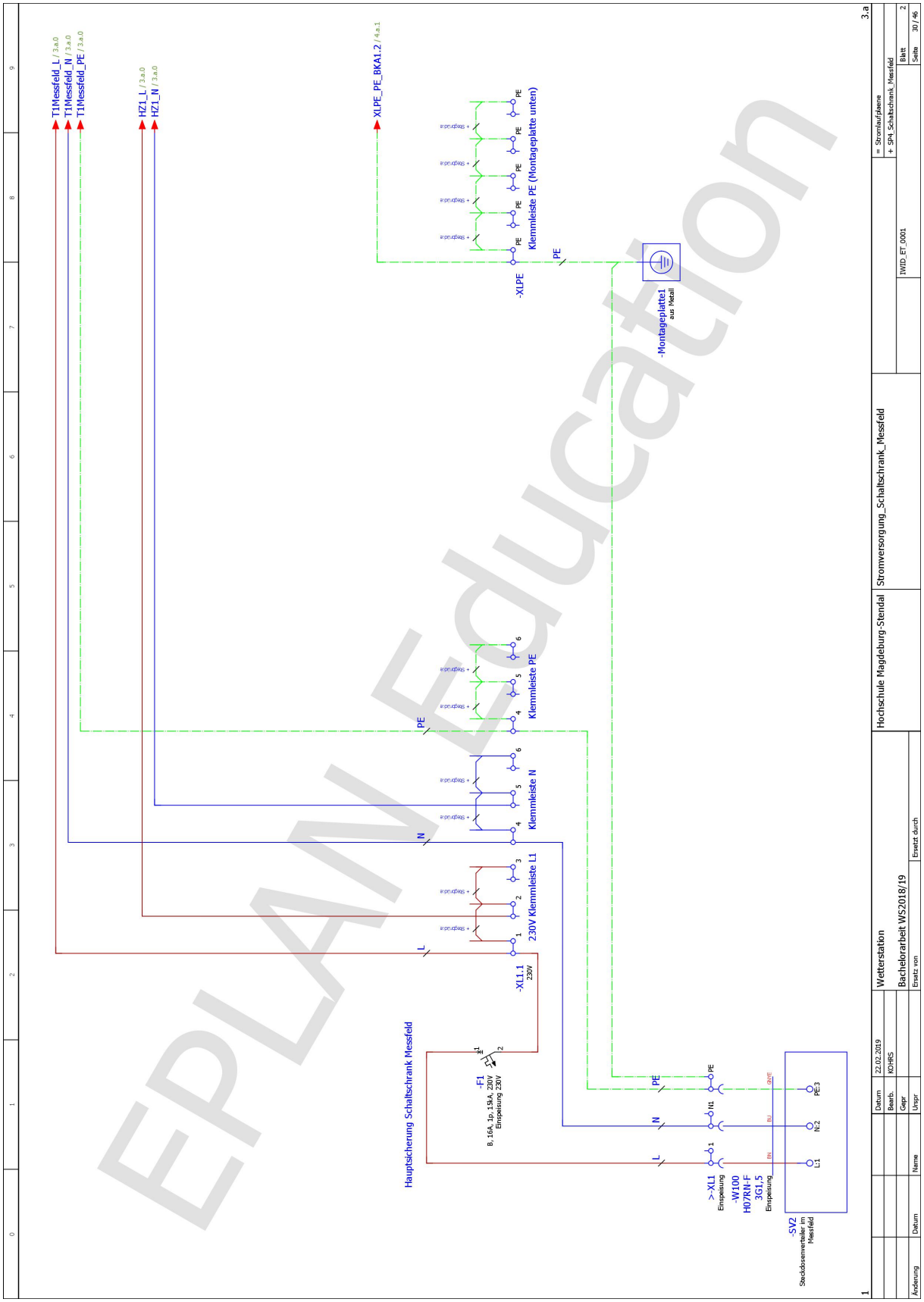

Digitale Eingangskarte
Reserve
-A1.12
EL1008
Digitale Ausgangskarte
Reserve
-A1.13
EL2008
Hochschule Magdeburg-Stendal
Klemmen A1.12 und A1.13
Wetterstation
Bachelorarbeit WS2018/19
02.02.2019
KOHRS
= Stromlaufebene
+ SPS_Schaltschrank_Container
1WID_ET_0001
Blatt 8
Seite 27 / 46
EPLAN Education

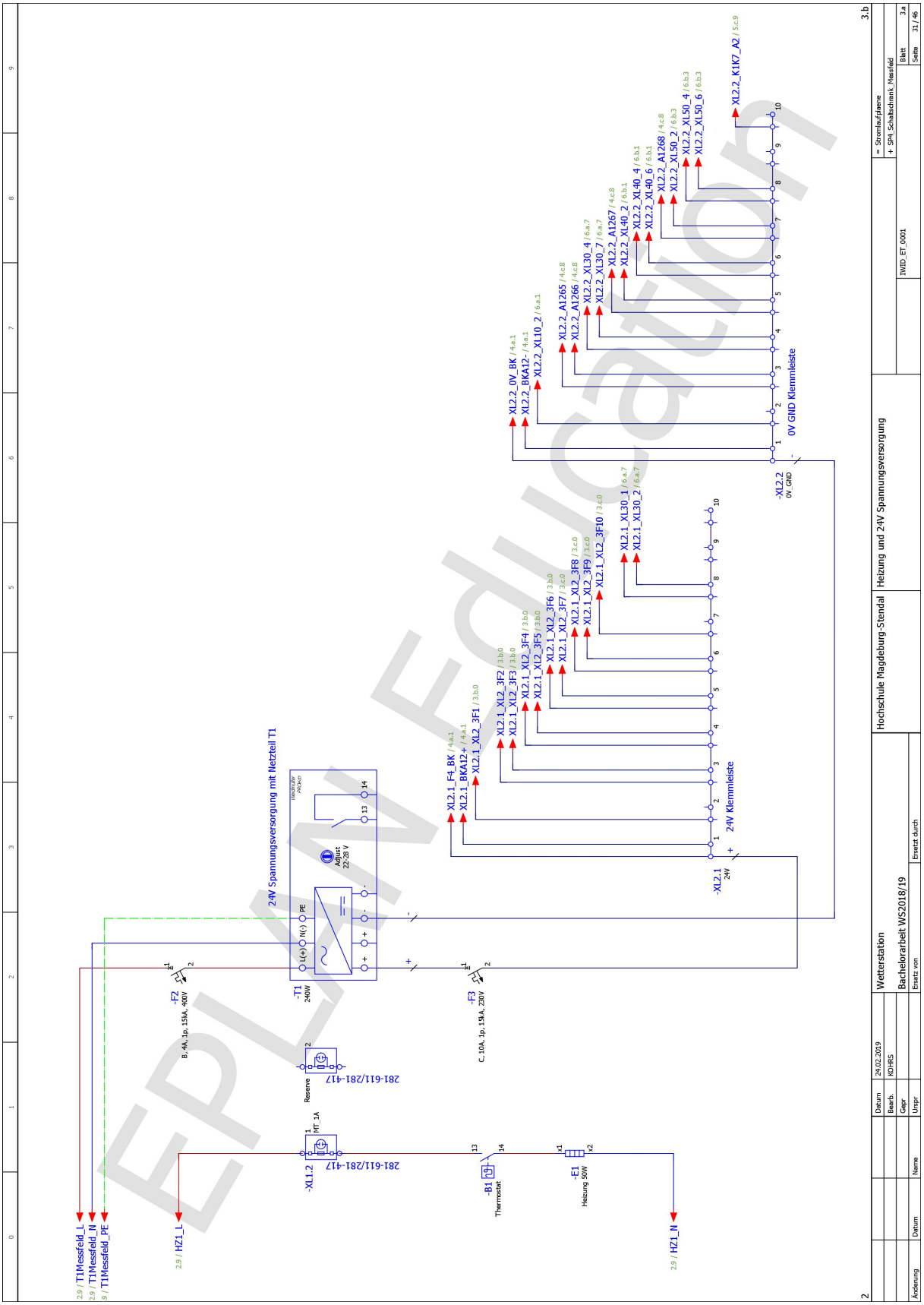


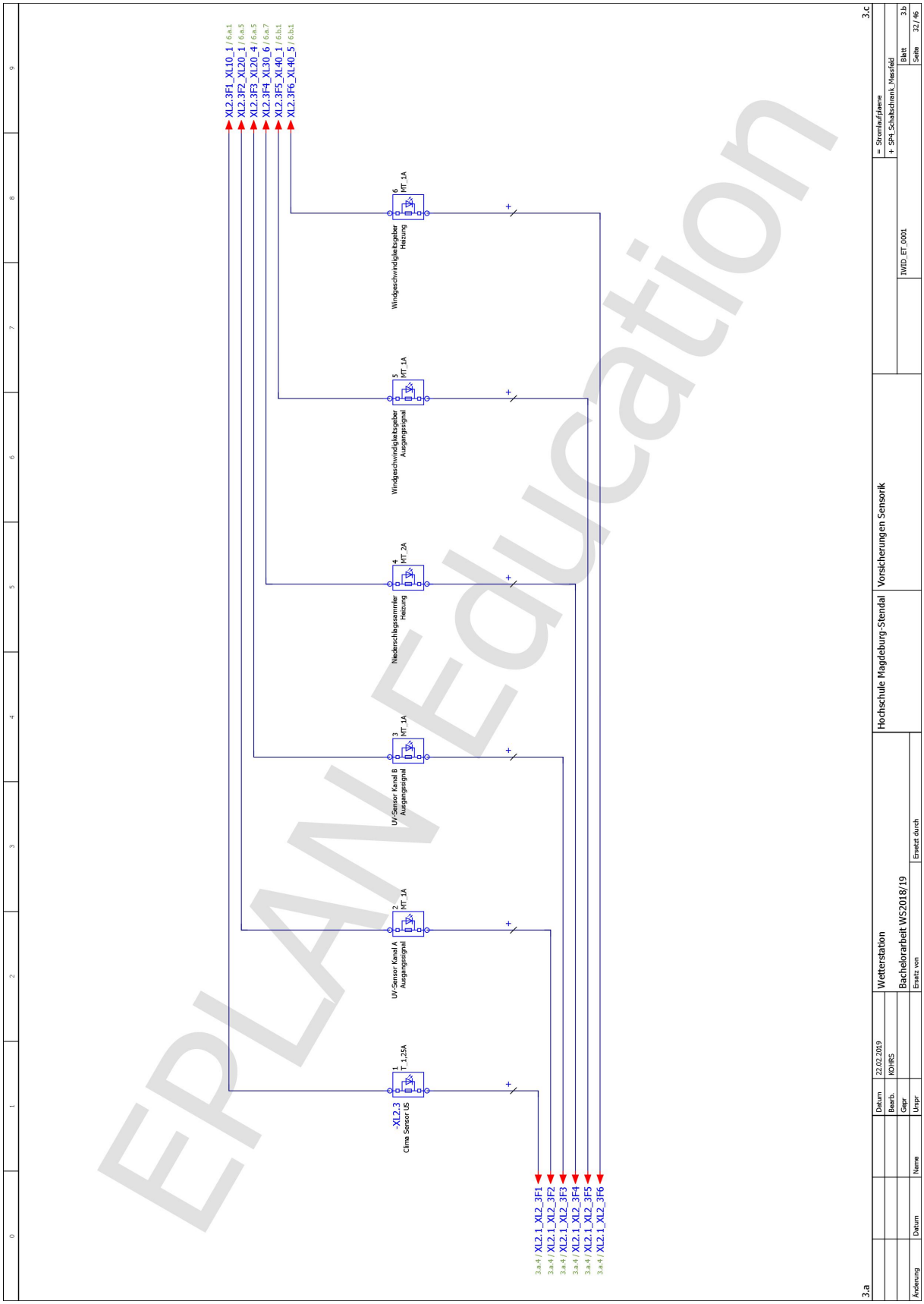
EPLAN Education

A3.4 Schaltschrank Messfeld

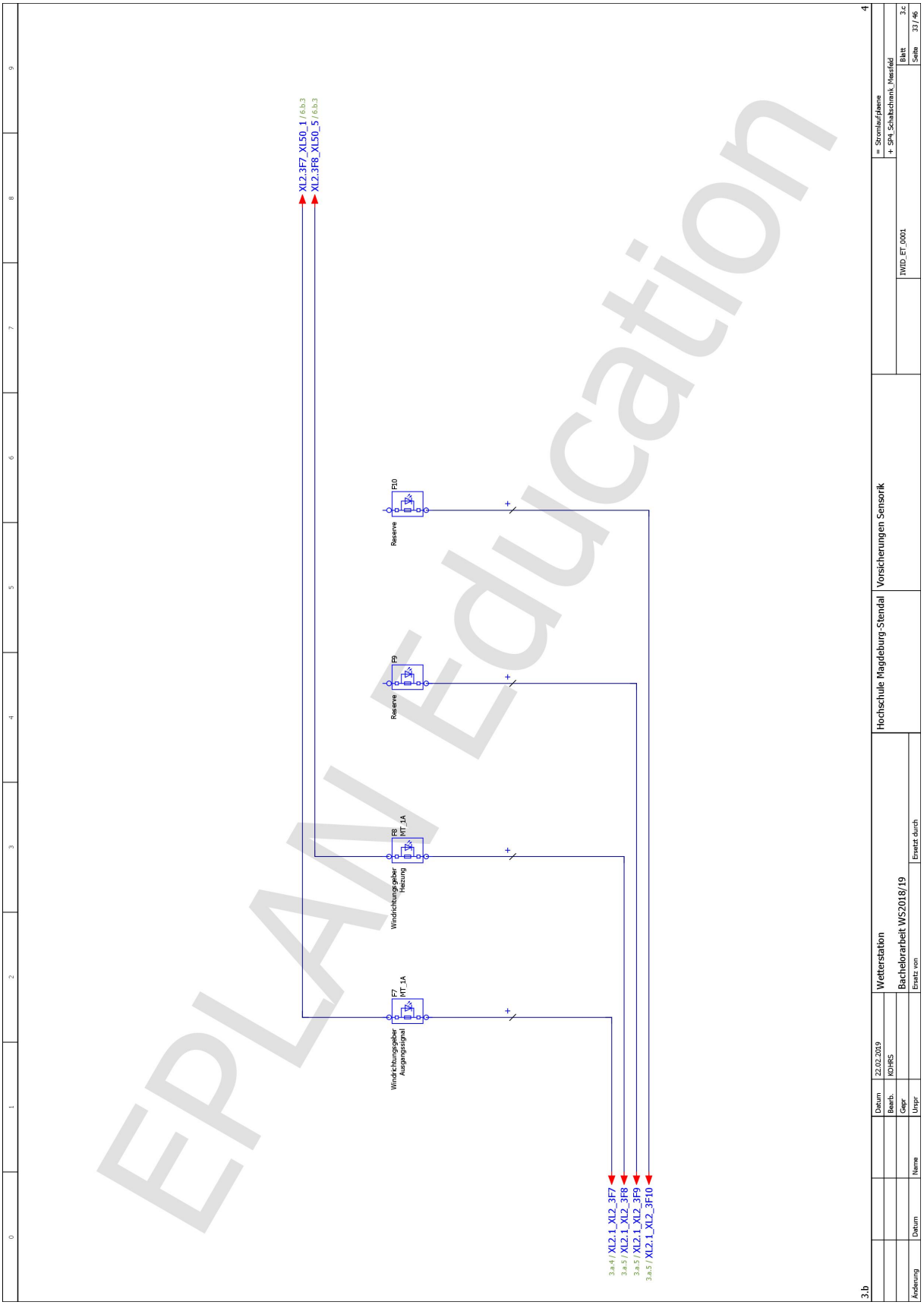



T1Messfeld_L / 3a.0
T1Messfeld_N / 3a.0
T1Messfeld_PE / 3a.0
HZ1_L / 3a.0
HZ1_N / 3a.0
XLPE_PE_BKA1.2 / 4a.1
Klemmleiste PE (Montageplatte unten)
-XLPE
PE
-Montageplatte1
aus Metall
Klemmleiste PE
Klemmleiste N
230V Klemmleiste L1
-XL1.1
230V
L
N
PE
Hauptsicherung Schaltschrank Messfeld
-F1
B, 16A, 1p, 13kA, 230V
Einspeisung 230V
>-XL1
Einspeisung
-W100
H07RN-F
3G1,5
Einspeisung
-SV2
Steckdosenverteiler im
Messfeld
Hochschule Magdeburg Stendal
Stromversorgung_Schaltschrank_Messfeld
Wetterstation
Bachelorarbeit WS2018/19
IWID_ET_0001
= Stromlaufplanene
+ SPA_Schaltschrank_Messfeld
Blatt 2
Seite 30 / 46
Datum 22.02.2019
Bearb. KDHRS
Gepr
Urspr
Ersatz von
Ersetzt durch
Änderung Datum Name
EPLAN Education

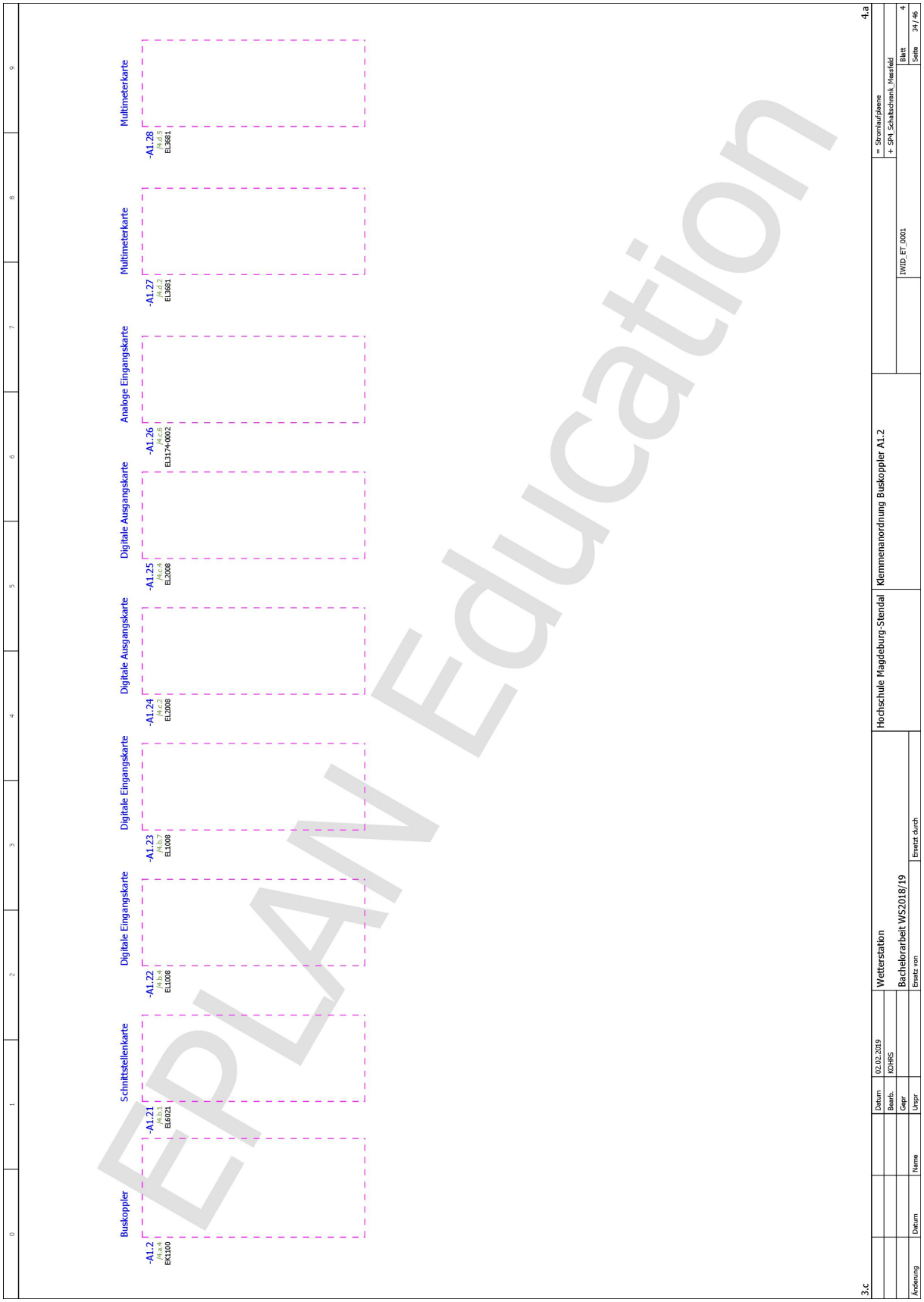

Hochschule Magdeburg-Stendal
Heizung und 24V Spannungsversorgung
Wetterstation
Bachelorarbeit WS2018/19
24V Spannungsversorgung mit Netzteil T1
24V Klemmleiste
0V GND Klemmleiste
-T1
-F2
-F3
-XL1.2
-B1
Thermostat
-E1
Heizung 50W
-XL2.1
-XL2.2
2.9 / T1Messfeld_L
2.9 / T1Messfeld_N
.9 / T1Messfeld_PE
2.9 / HZ1_L
2.9 / HZ1_N
EPLAN Education

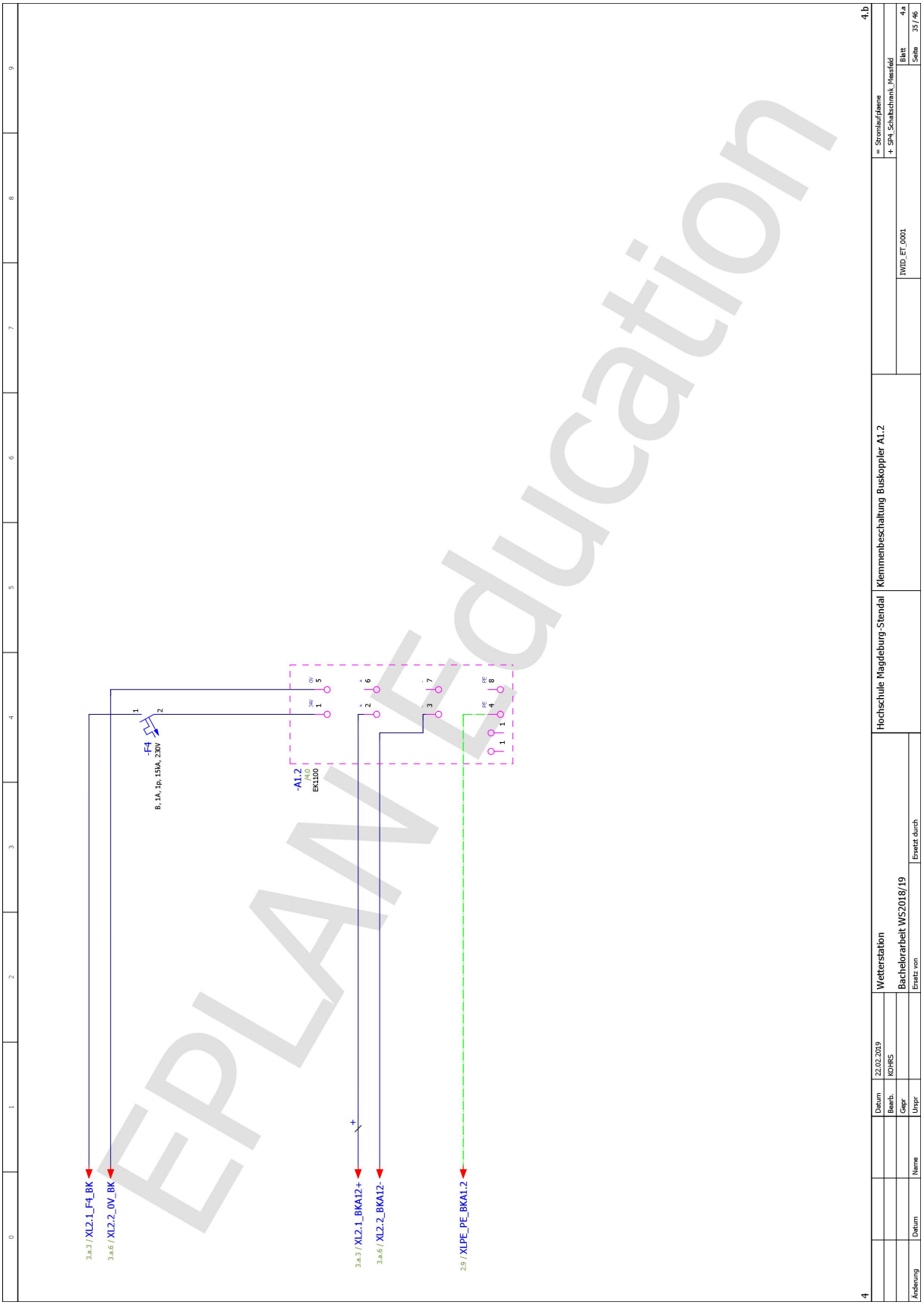


EPLAN Education

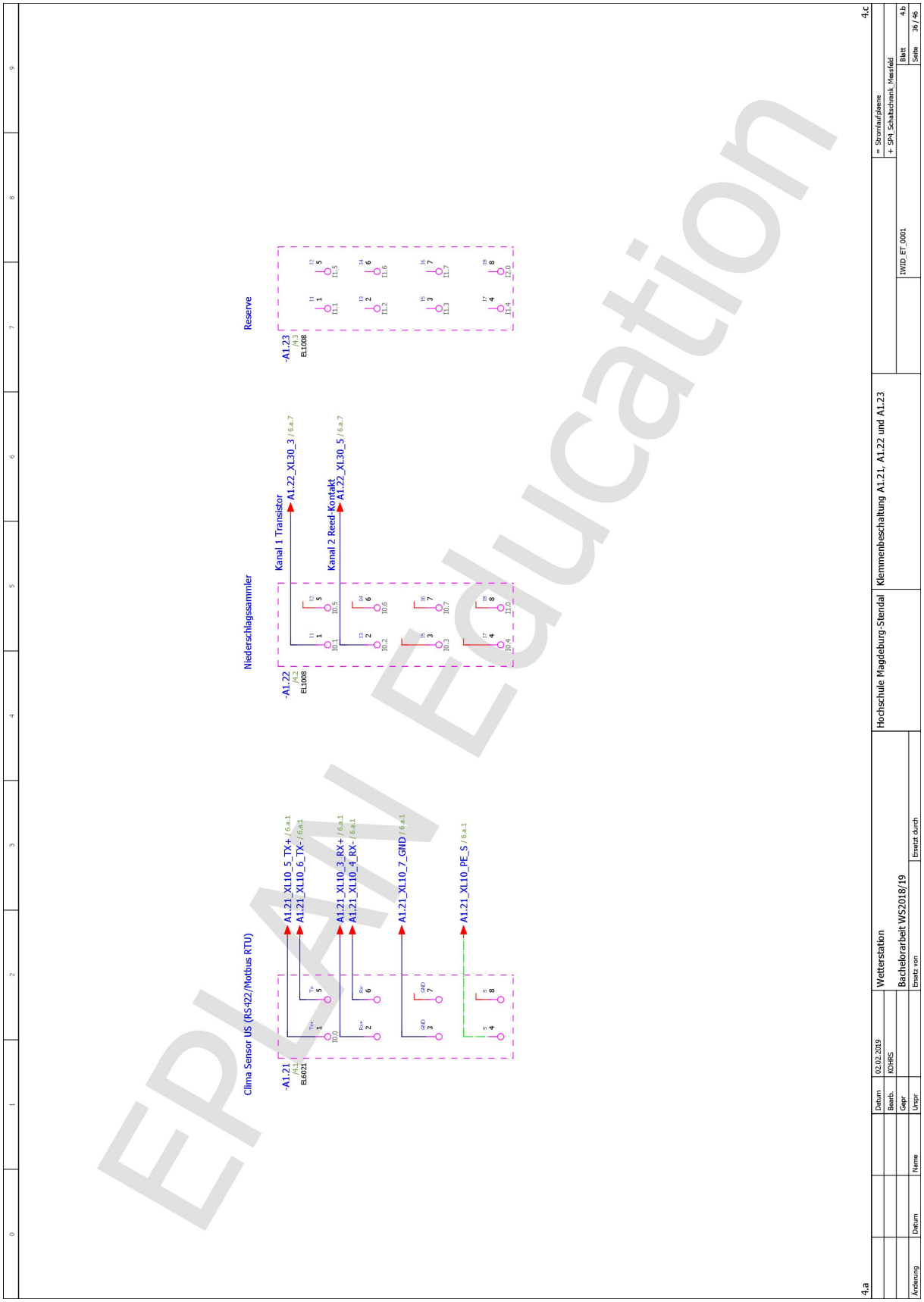


EPLAN Education

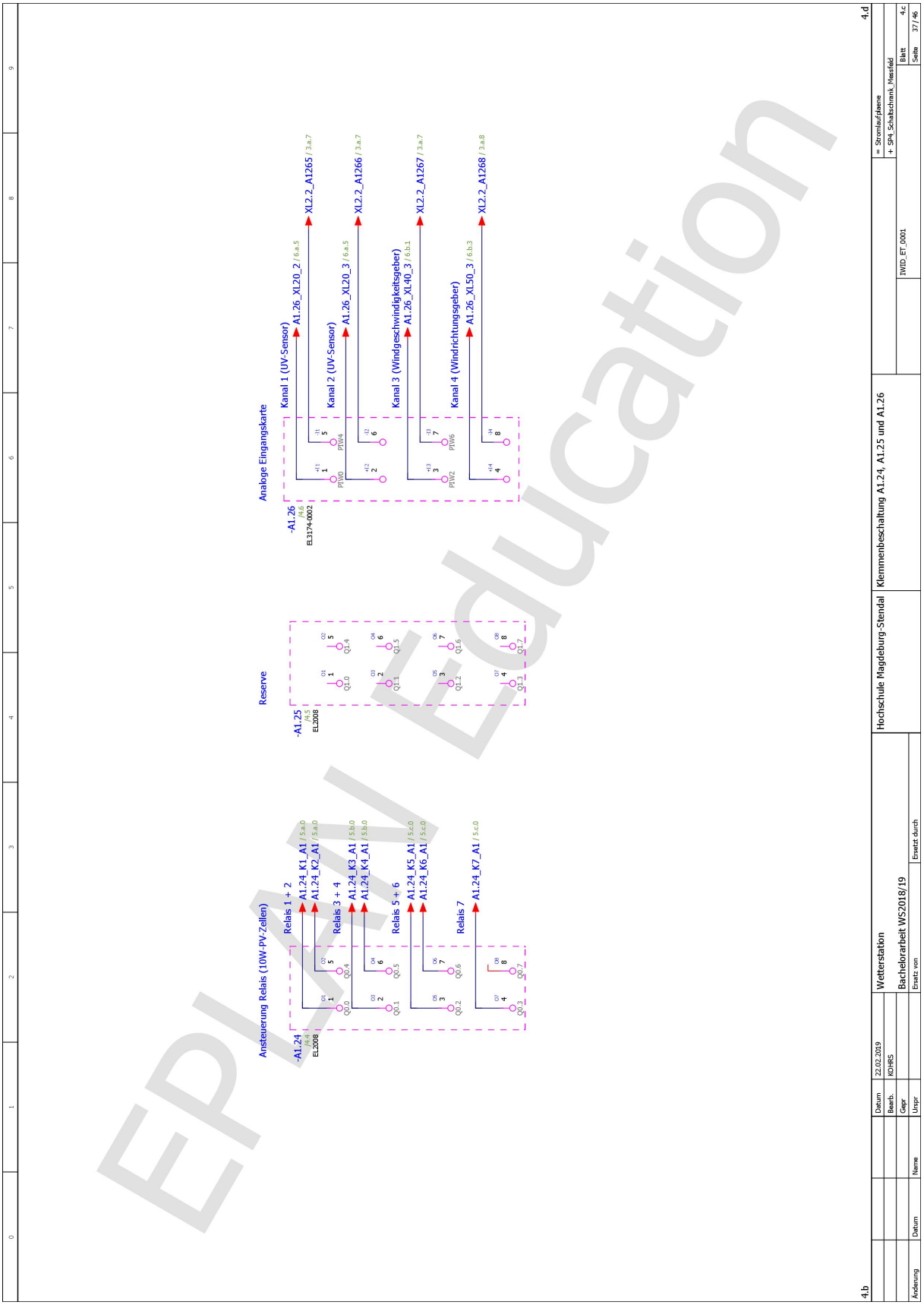

Buskoppler
Schnittstellenkarte
Digitale Eingangskarte
Digitale Eingangskarte
Digitale Ausgangskarte
Digitale Ausgangskarte
Analoge Eingangskarte
Multimeterkarte
Multimeterkarte
-A1.2
EK1100
-A1.21
EL6021
-A1.22
EL1008
-A1.23
EL1008
-A1.24
EL2008
-A1.25
EL2008
-A1.26
EL3174-0002
-A1.27
EL3681
-A1.28
EL3681
Hochschule Magdeburg Stendal
Klemmenanordnung Buskoppler A1.2
Wetterstation
Bachelorarbeit WS2018/19
IWID_ET_0001
= Stromlaufplanne
+ SPA_Schaltschrank_Mescfeld
EPLAN Education



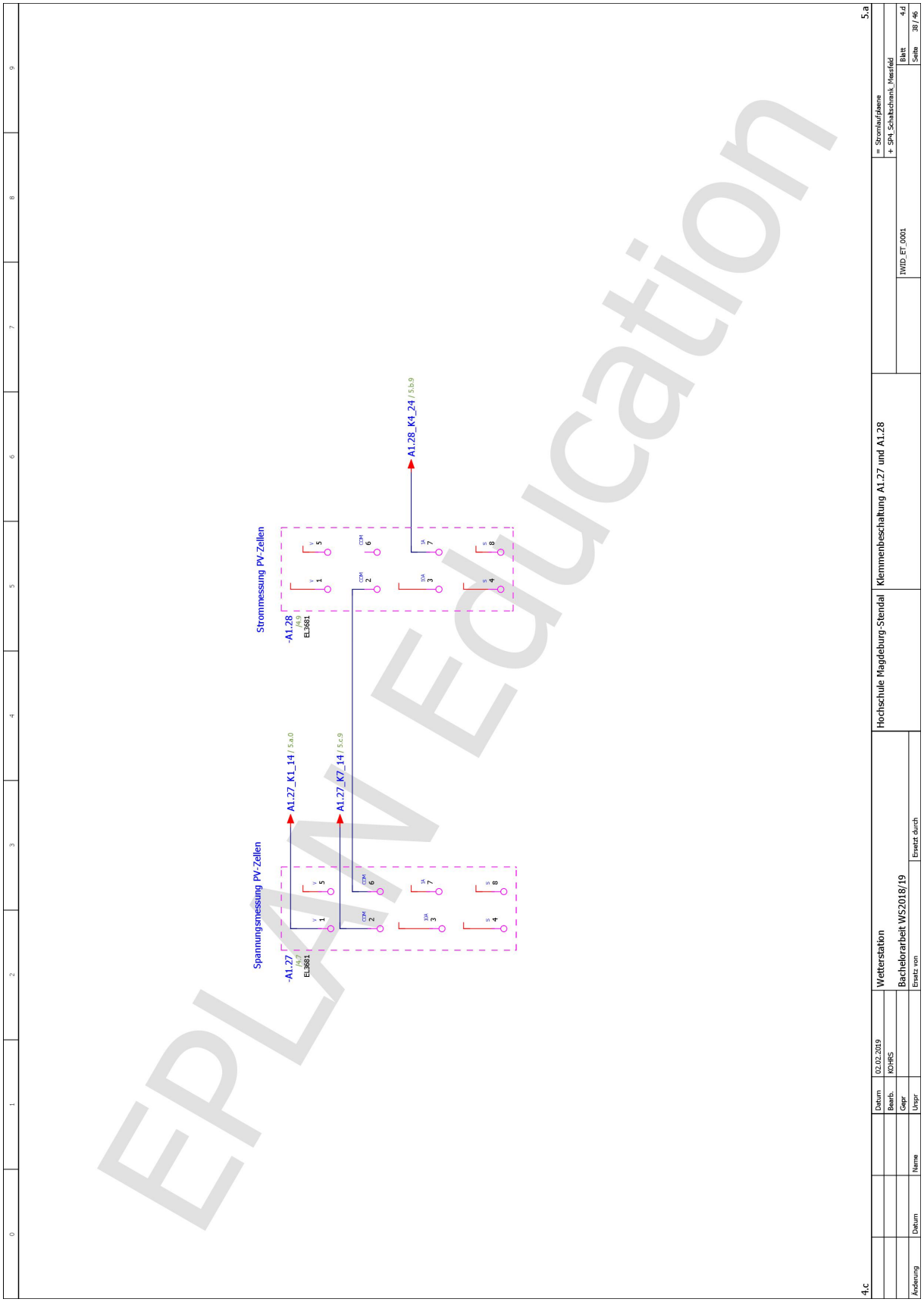
EPLAN Education



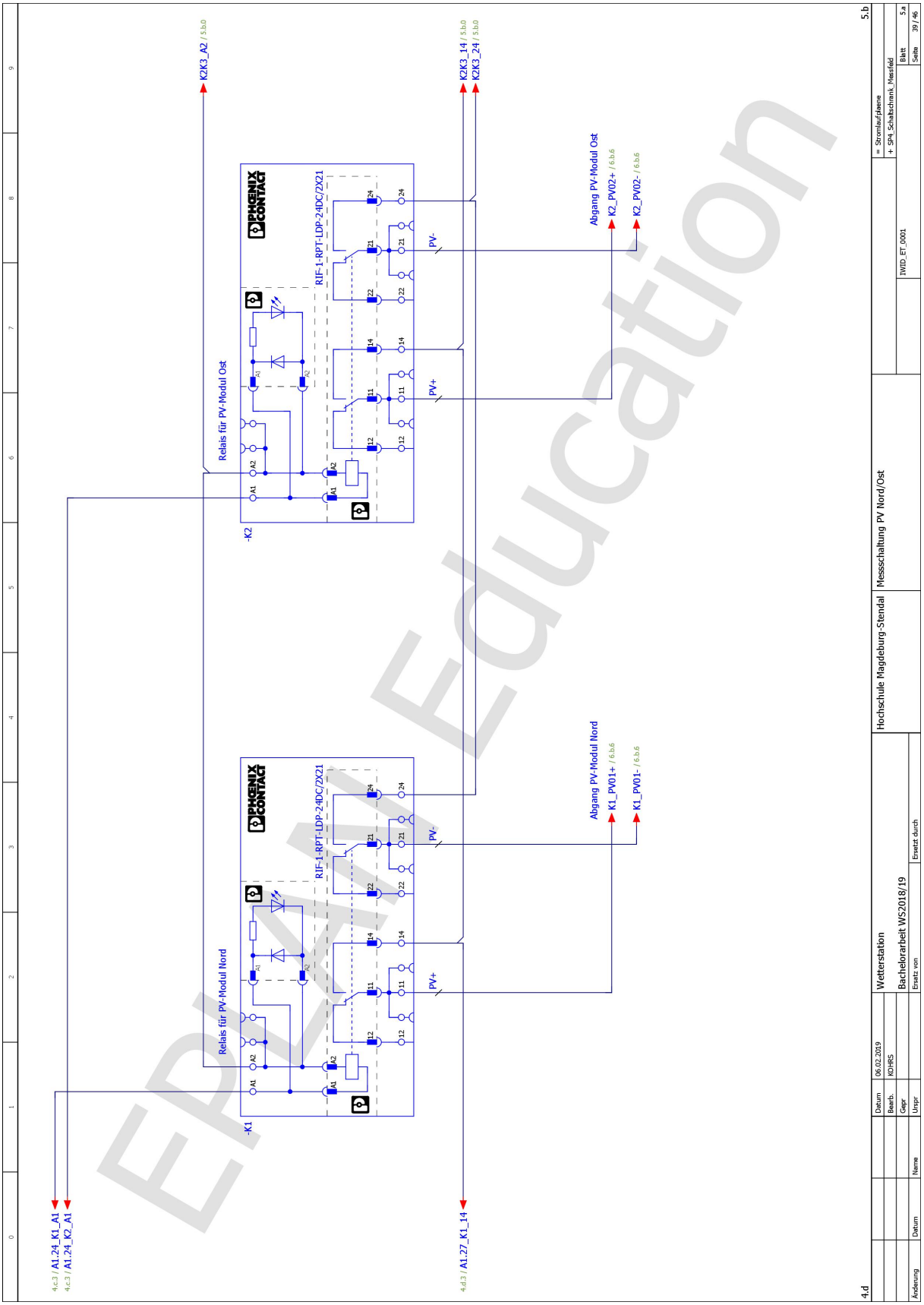
EPLAN Education



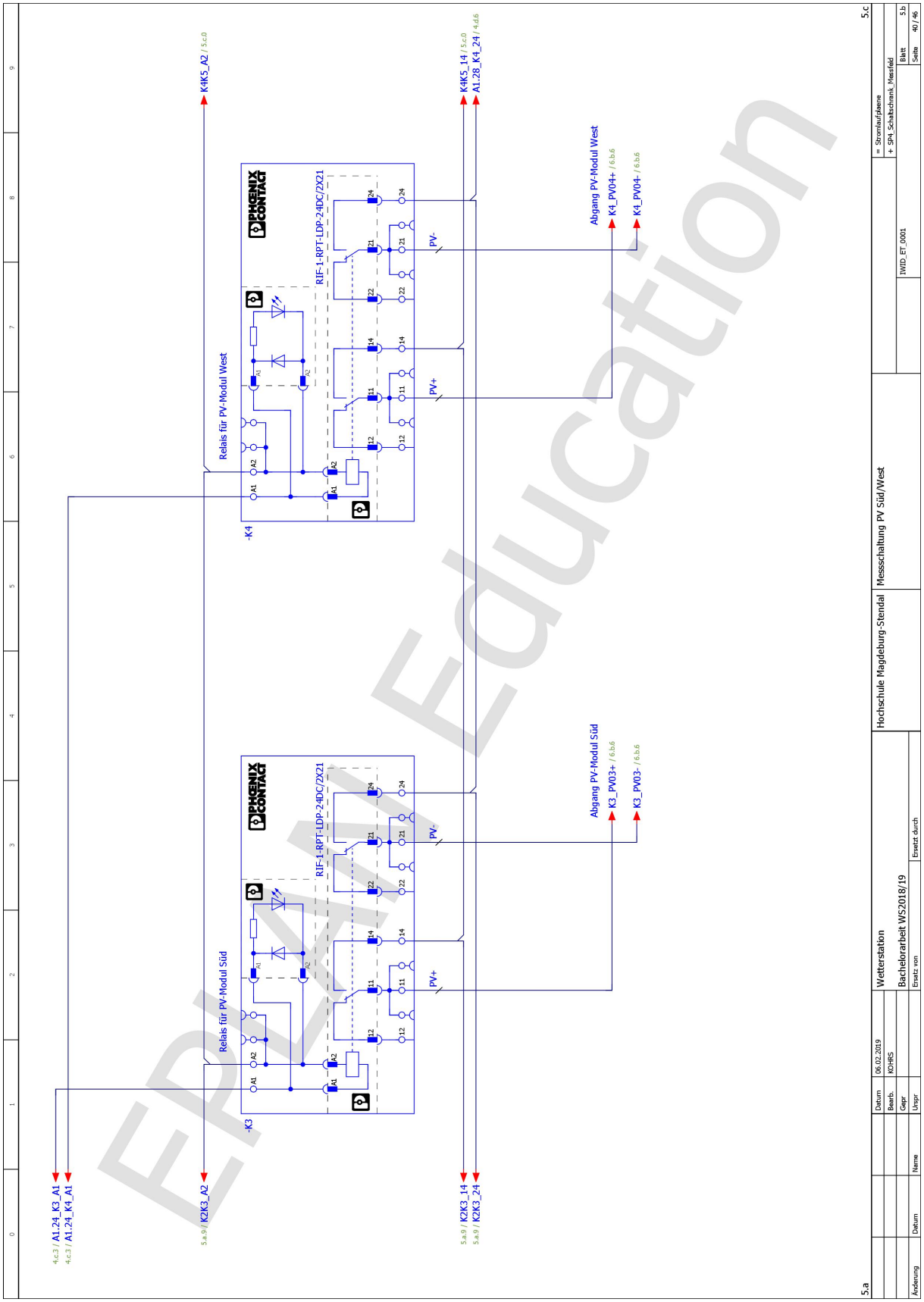
EPLAN Education



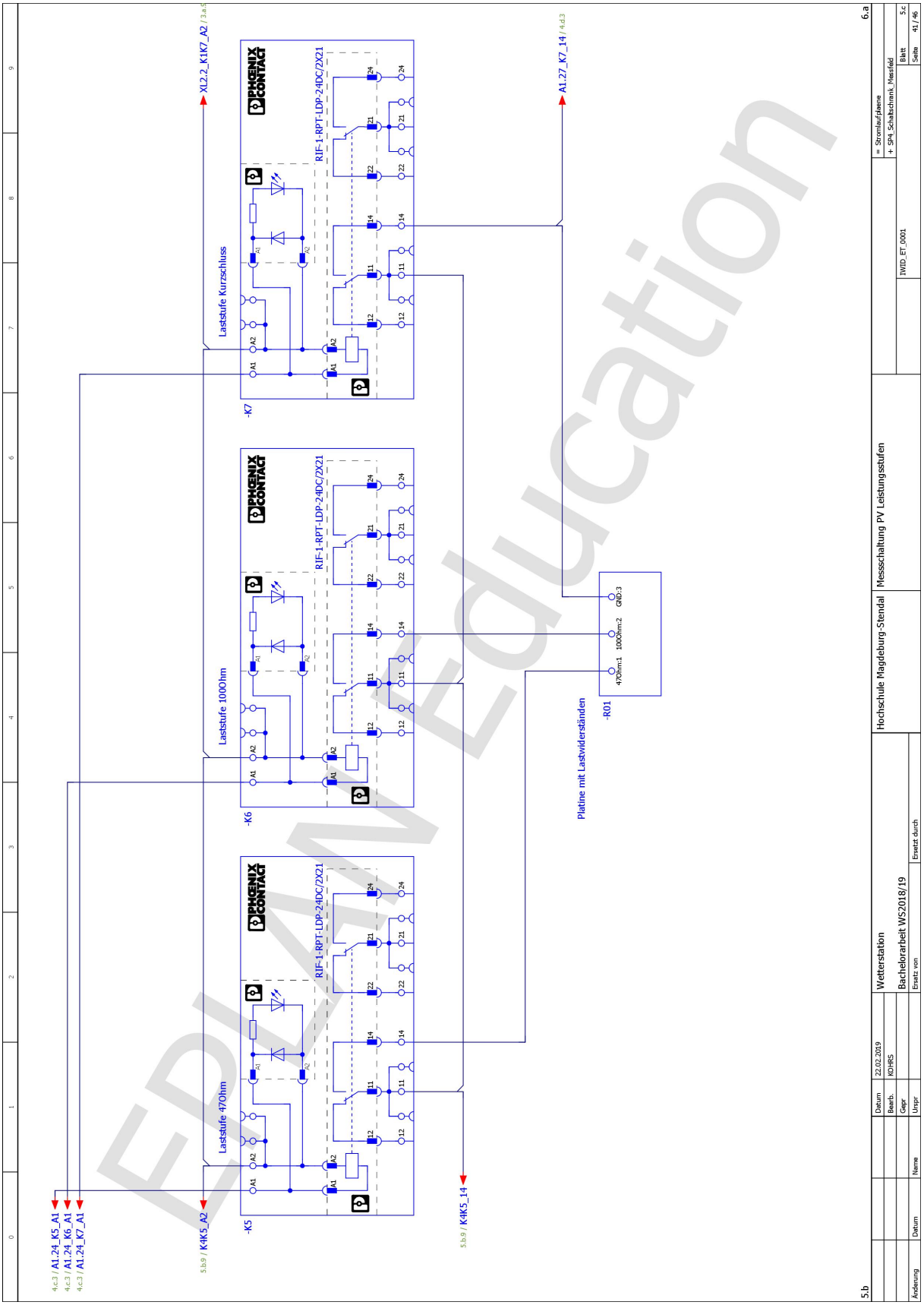
EPLAN Education



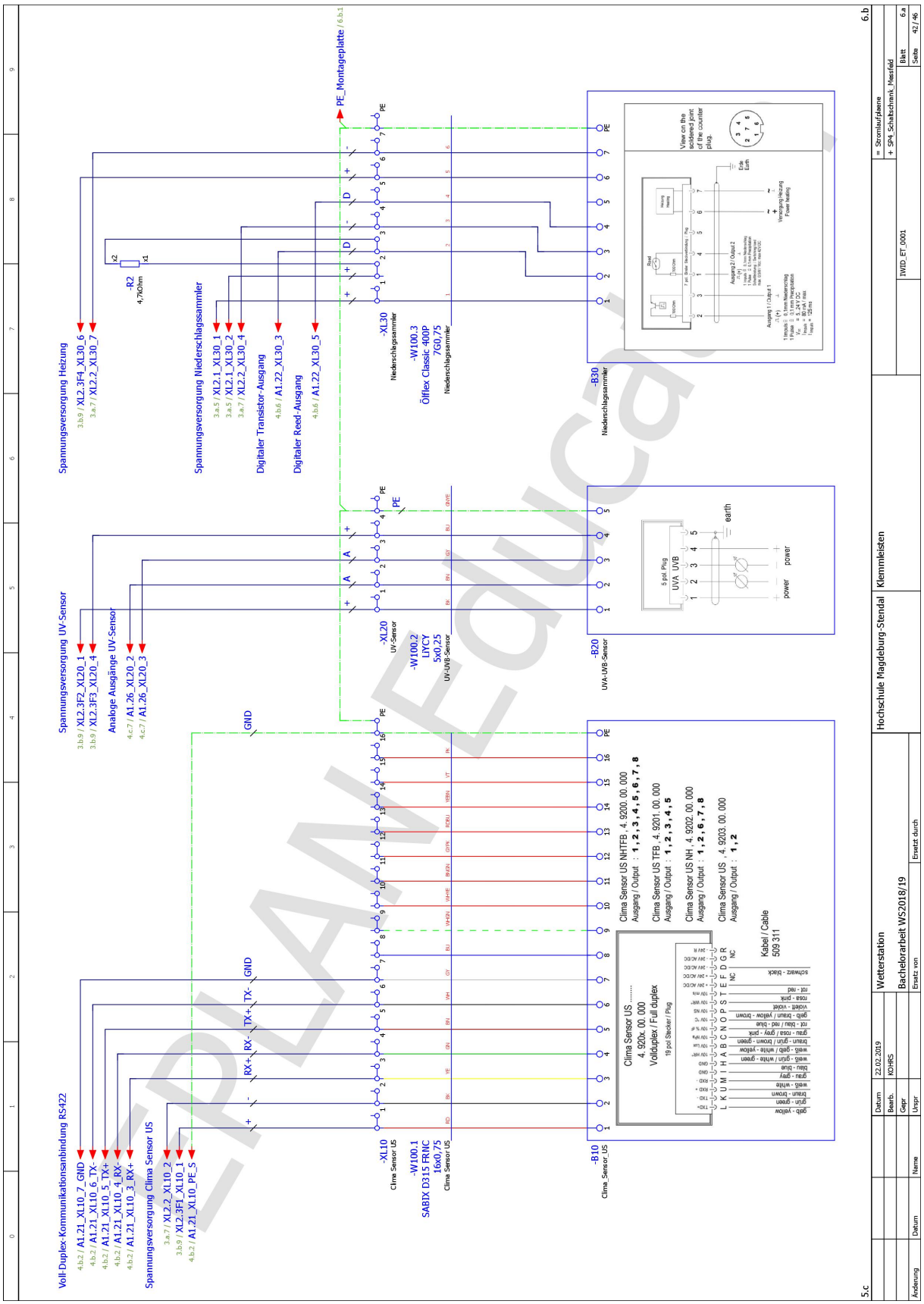
EDZM Education



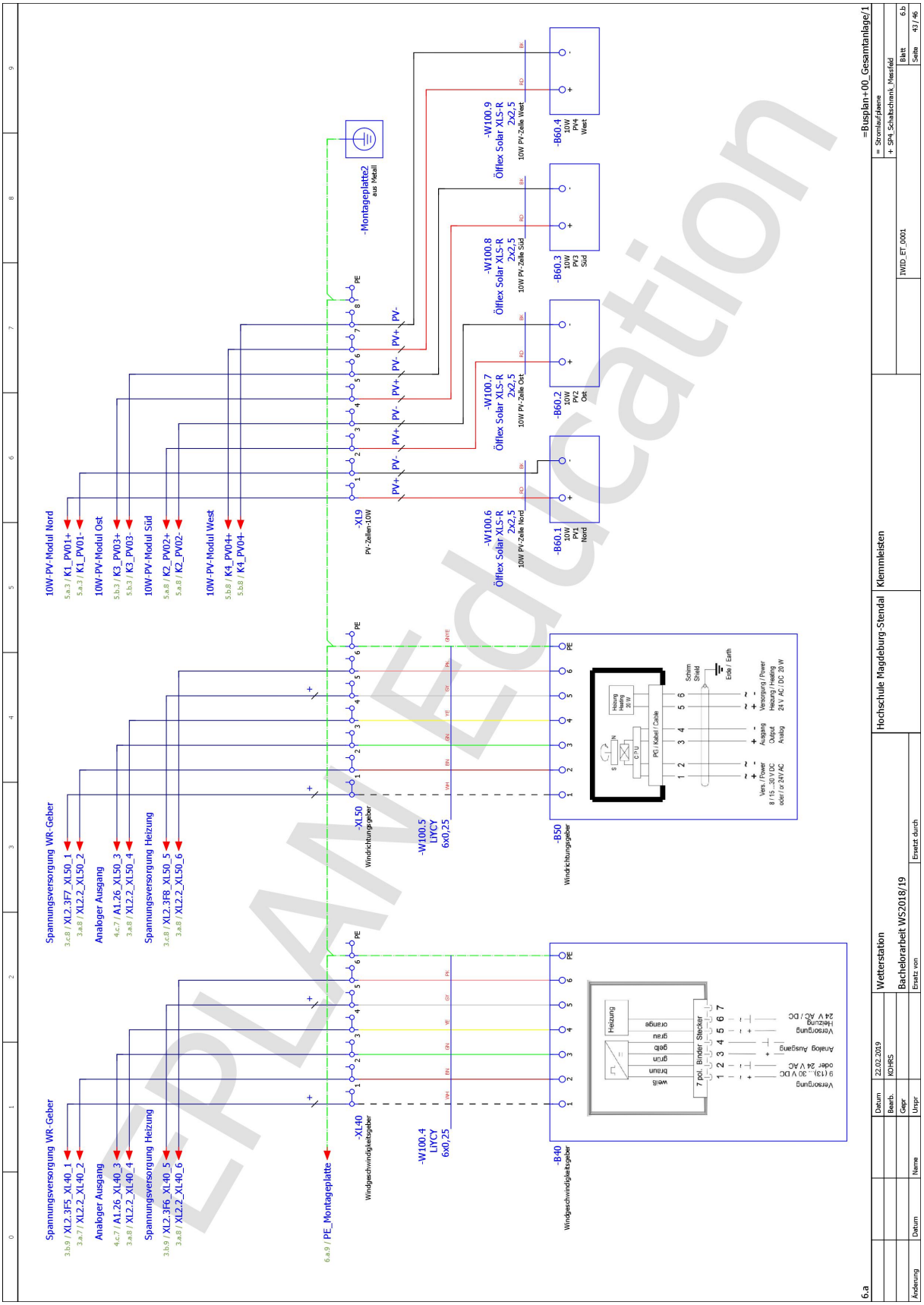
EPLAN Education



FBLAW Education



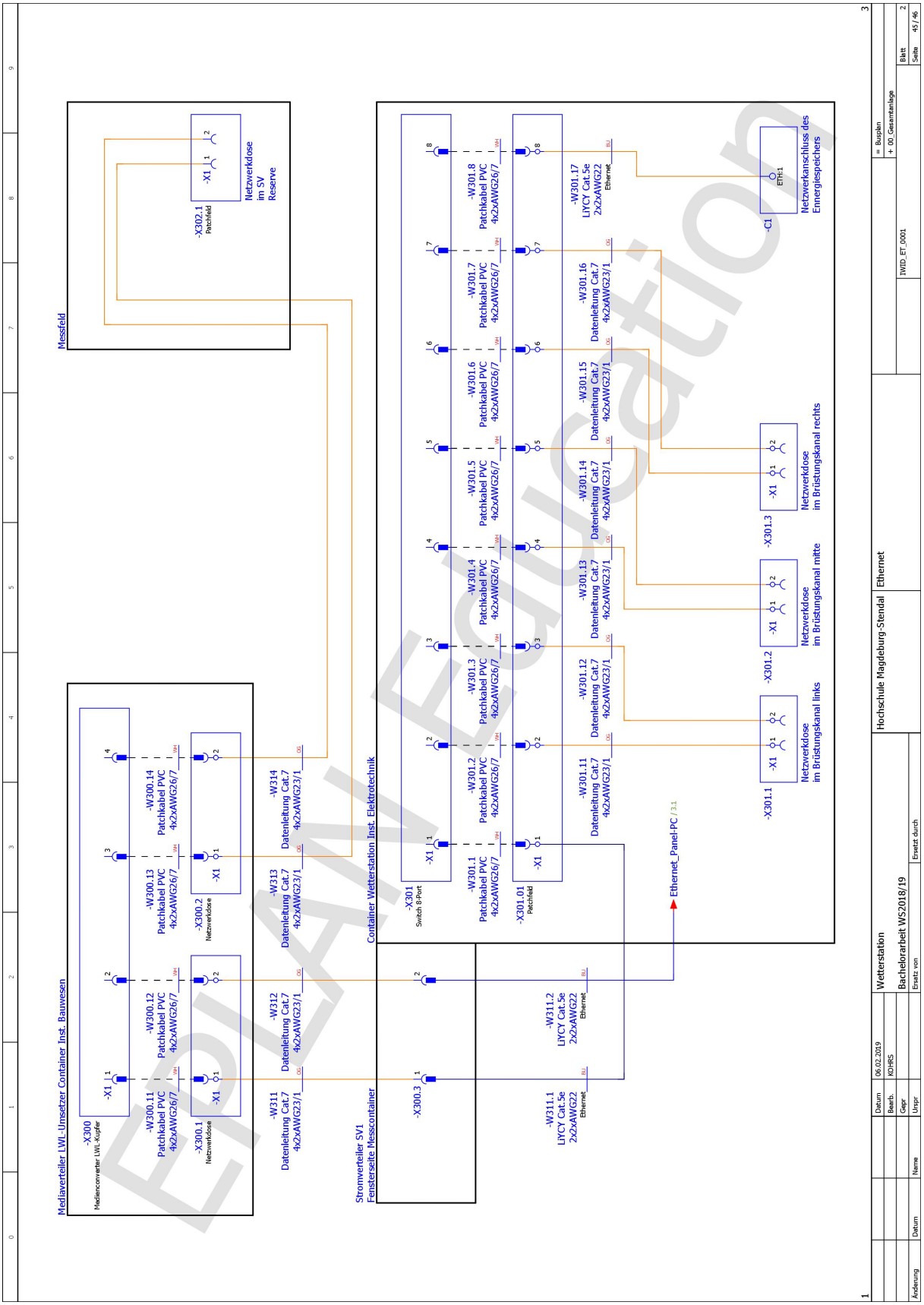
PLAN Education

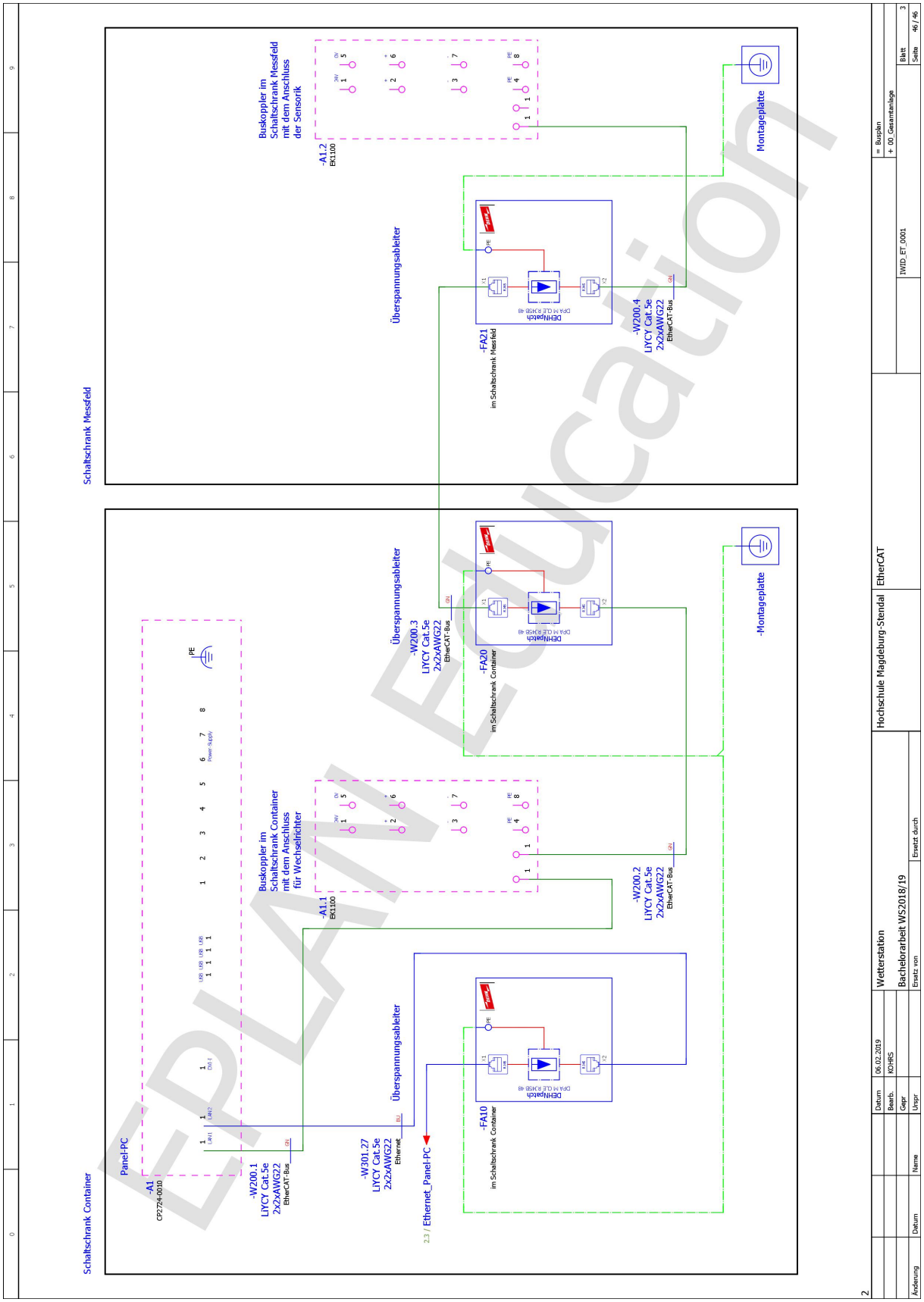


EPLAN Education

A3.5 EtherCAT und Ethernet Übersichten




Messfeld
-X302.1
Patchfeld
-X1
Netzwerkdose im SV Reserve
Mediaverteiler LWL-Umsetzer Container Inst. Bauwesen
-X300
Medienconverter LWL-Kupfer
-X300.1
Netzwerkdose
-X300.2
Netzwerkdose
-W300.11
Patchkabel PVC 4x2xAWG26/7
-W300.12
Patchkabel PVC 4x2xAWG26/7
-W300.13
Patchkabel PVC 4x2xAWG26/7
-W300.14
Patchkabel PVC 4x2xAWG26/7
-W311
Datenleitung Cat.7 4x2xAWG23/1
-W312
Datenleitung Cat.7 4x2xAWG23/1
-W313
Datenleitung Cat.7 4x2xAWG23/1
-W314
Datenleitung Cat.7 4x2xAWG23/1
Container Wetterstation Inst. Elektrotechnik
-X301
Switch 8-Port
-X301.01
Patchfeld
-W301.1
Patchkabel PVC 4x2xAWG26/7
-W301.2
Patchkabel PVC 4x2xAWG26/7
-W301.3
Patchkabel PVC 4x2xAWG26/7
-W301.4
Patchkabel PVC 4x2xAWG26/7
-W301.5
Patchkabel PVC 4x2xAWG26/7
-W301.6
Patchkabel PVC 4x2xAWG26/7
-W301.7
Patchkabel PVC 4x2xAWG26/7
-W301.8
Patchkabel PVC 4x2xAWG26/7
-W301.11
Datenleitung Cat.7 4x2xAWG23/1
-W301.12
Datenleitung Cat.7 4x2xAWG23/1
-W301.13
Datenleitung Cat.7 4x2xAWG23/1
-W301.14
Datenleitung Cat.7 4x2xAWG23/1
-W301.15
Datenleitung Cat.7 4x2xAWG23/1
-W301.16
Datenleitung Cat.7 4x2xAWG23/1
-W301.17
LiYCY Cat.5e 2x2xAWG22
Ethernet
Stromverteiler SV1
Fensterseite Messcontainer
-X300.3
-W311.1
LiYCY Cat.5e 2x2xAWG22
Ethernet
-W311.2
LiYCY Cat.5e 2x2xAWG22
Ethernet
Ethernet_Panel-PC /3.1
-X301.1
-X301.2
-X301.3
Netzwerkdose im Brüstungskanal links
Netzwerkdose im Brüstungskanal mitte
Netzwerkdose im Brüstungskanal rechts
-C1
ETH:1
Netzwerkanschluss des Ennergiespeichers
Hochschule Magdeburg-Stendal
Ethernet
Wetterstation
Bachelorarbeit WS2018/19
IWID_ET_0001
= Busplan
+ 00_Gesamtanlage
Blatt 2
Seite 45 / 46
Datum 06.02.2019
Bearb. KOHRS
Gepr
Norm
Ersatz von
Ersetzt durch
Änderung Datum Name
EPLAN Education



EPLAN Education

A4 Leitungsübersicht

Unterverteilung

Bezeichnung		Quelle		Ziel		Typ	Farbe	Adernanzahl	Querschnitt in mm²
BMK	Beschreibung	BMK	Beschreibung	BMK	Beschreibung				
W1	Einspeisung der UV-1	SV1	Außenverteiler	XL1.1	Klemmleiste XL1.1 für Einspeisung von UV-1	H07RN-F		5G	6
W2	Anschluss WR01	XL1.2/5	Klemmleiste XL1.2 für Wechselrichter	XWR1	Anschlussstecker WR01	H07RN-F		3G	1,5
W3	Anschluss WR02	XL1.2/6	Klemmleiste XL1.2 für Wechselrichter	XWR2	Anschlussstecker WR02	H07RN-F		3G	1,5
W4	Anschluss Energiespeicher	XL1.3/1-2	Klemmleiste XL1.3 für Energiespeicher	C1	Anschlussklemmleiste im Energiespeicher	H07RN-F		5G	2,5
W5	Anschluss Schaltschrank Container	XL2.1	Klemmleiste XL2.1 für Schaltschrank	XL1	Klemmleiste XL1 für Einspeisung vom Schaltschrank Container	H07RN-F		5G	6
W6	Steckdosen ALT	XL2.2/11	Klemmleiste XL2.2 für Verbraucher	XE1/1-3	Klemmkasten ehemalige UV über Fenster	NYM-J		3G	2,5
W6.1	Steckdosen ALT	XE1/1-3	Klemmkasten ehemalige UV über Fenster	X1+2	Steckdosen ALT	NYM-J		3G	1,5
W7	Raumheizung	XL2.2/12	Klemmleiste XL2.2 für Verbraucher	XE1/4-6	Klemmkasten ehemalige UV über Fenster	NYM-J		3G	2,5
W7.1	Raumheizung	XE1/4-6	Klemmkasten ehemalige UV über Fenster	E1	Elektro Heizung 3kW	NYM-J		3G	1,5
W8	Beleuchtung Decke	XL2.2/13	Klemmleiste XL2.2 für Verbraucher	XE1/7-9	Klemmkasten ehemalige UV über Fenster	NYM-J		3G	2,5
W8.1	Beleuchtung Decke	XE1/7-9	Klemmkasten ehemalige UV über Fenster	S1	Schalter Deckenbeleuchtung	NYM-J		3G	1,5
W9	Doppelsteckdose BK1	XL2.2/14	Klemmleiste XL2.2 für Verbraucher	X11	Doppelsteckdose im Brüstungskanal 1 links	NYM-J		3G	2,5
W10	Doppelsteckdose BK2	XL2.2/15	Klemmleiste XL2.2 für Verbraucher	X12	Doppelsteckdose im Brüstungskanal 2 mitte	NYM-J		3G	2,5
W11	Doppelsteckdose BK3	XL2.2/16	Klemmleiste XL2.2 für Verbraucher	X13	Doppelsteckdose im Brüstungskanal 3 rechts	NYM-J		3G	2,5
W12	Außenbeleuchtung	XL2.2/17	Klemmleiste XL2.2 für Verbraucher	XE2/1-3	Abzweigdose Türseite	NYM-J		3G	2,5
W12.1	Außenbeleuchtung	XE2/1-3	Abzweigdose Türseite	H3	LED-Scheinwerfer mit Bewegungsmelder	NYM-J		3G	2,5
W_PE	Anschluss Ring-/Tiefenerder		Anschluss Ring-/Tiefenerder	XLPE0/1	Hauptpotenzialausgleich	Rundleiter		1	75
W_PE1	PV-Gestell	XLPE0/8	Hauptpotenzialausgleich		Potenzialanschluss Stahlkonstruktion PV-Anlage und WEA	Helutherm 145	GNYE	1	16
W_PE2	UV-1	XLPE0/7	Hauptpotenzialausgleich		Potenzialanschluss Unterverteilung	Helutherm 145	GNYE	1	16
W_PE3	UV-1 Überspannungsschutz	XLPE0/6	Hauptpotenzialausgleich		Potenzialanschluss Überspannungsschutz	Helutherm 145	GNYE	1	16
W_PE4	Schaltschrank Container	XLPE0/5	Hauptpotenzialausgleich		Potenzialanschluss Schaltschrank Container	Helutherm 145	GNYE	1	16

Erneuerbare Energien

Bezeichnung		Quelle		Ziel		Typ	Farbe	Adernanzahl	Querschnitt
BMK	Beschreibung	BMK	Beschreibung	BMK	Beschreibung				in mm²
W51.11	Anschluss WEA	XAC1	AC-Anschluss Phase 1 des WR01	QWEA1/2	AC-Trennschalter WEA	Solarkabel	RD	1	4
W51.12	Anschluss WEA	XAC2	AC-Anschluss Phase 2 des WR01	QWEA1/4	AC-Trennschalter WEA	Solarkabel	RD	1	4
W51.13	Anschluss WEA	XAC3	AC-Anschluss Phase 3 des WR01	QWEA1/6	AC-Trennschalter WEA	Solarkabel	RD	1	4
W51.21	Anschluss WEA	QWEA1/1	AC-Trennschalter WEA	F51/2	AC-Sicherung (U) im KK-PV-WK-1	Solarkabel	RD	1	4
W51.22	Anschluss WEA	QWEA1/3	AC-Trennschalter WEA	F51/4	AC-Sicherung (V) im KK-PV-WK-1	Solarkabel	RD	1	4
W51.23	Anschluss WEA	QWEA1/5	AC-Trennschalter WEA	F51/6	AC-Sicherung (W) im KK-PV-WK-1	Solarkabel	RD	1	4
W51.30	Anschluss WEA	F51/1-5	AC-Sicherung im KK-PV-WK-1	WEA1/U,V,W	Anschluss an die WEA1	H07RN-F		5	6
W52.11	DC-Anschluss PV01 +	XDC+1	DC-Anschluss (+) am WR01	QPV1/2	AC-Trennschalter PV01	Solarkabel	RD	1	4
W52.12	DC-Anschluss PV01 +	XDC+2	DC-Anschluss (+) am WR01	QPV1/2	AC-Trennschalter PV01	Solarkabel	RD	1	4
W52.13	DC-Anschluss PV01 -	XDC-1	DC-Anschluss (-) am WR01	QPV1/4	AC-Trennschalter PV01	Solarkabel	BK	1	4
W52.14	DC-Anschluss PV01 -	XDC-2	DC-Anschluss (-) am WR01	QPV1/4	AC-Trennschalter PV01	Solarkabel	BK	1	4
W52.21	DC-Anchluss (+) KK-PV-WK-1	QPV1/1	PV-Trennschalter QPV1	F52/2	DC-Sicherung (+) für PV01	Solarkabel	RD	1	4
W52.22	DC-Anchluss (+) KK-PV-WK-1	QPV1/1	PV-Trennschalter QPV1	F52/2	DC-Sicherung (+) für PV01	Solarkabel	RD	1	4
W52.23	DC-Anchluss (-) KK-PV-WK-1	QPV1/3	PV-Trennschalter QPV1	F53/2	DC-Sicherung (-) für PV01	Solarkabel	BK	1	4
W52.24	DC-Anchluss (-) KK-PV-WK-1	QPV1/3	PV-Trennschalter QPV1	F53/2	DC-Sicherung (-) für PV01	Solarkabel	BK	1	4
W52.31	Anschluss (+) PV-Modul 1	XL52/1	Klemmleiste XL52 im KK-PV-WK-1	X1/1	PV-Modul 1 (+)	H1Z2Z2-K	RD	1	6
W52.32	Anschluss (+) PV-Modul 2	XL52/2	Klemmleiste XL52 im KK-PV-WK-1	X1/1	PV-Modul 2 (+)	H1Z2Z2-K	RD	1	6
W52.33	Anschluss (+) PV-Modul 3	XL52/3	Klemmleiste XL52 im KK-PV-WK-1	X1/1	PV-Modul 3 (+)	H1Z2Z2-K	RD	1	6
W52.34	Anschluss (+) PV-Modul 4	XL52/4	Klemmleiste XL52 im KK-PV-WK-1	X1/1	PV-Modul 4 (+)	H1Z2Z2-K	RD	1	6
W52.35	Anschluss (+) PV-Modul 5	XL52/5	Klemmleiste XL52 im KK-PV-WK-1	X1/1	PV-Modul 5 (+)	H1Z2Z2-K	RD	1	6
W52.41	Anschluss (-) PV-Modul 1	XL53/1	Klemmleiste XL53 im KK-PV-WK-1	X1/2	PV-Modul 1 (-)	H1Z2Z2-K	BK	1	6
W52.42	Anschluss (-) PV-Modul 2	XL53/2	Klemmleiste XL53 im KK-PV-WK-1	X1/2	PV-Modul 2 (-)	H1Z2Z2-K	BK	1	6
W52.43	Anschluss (-) PV-Modul 3	XL53/3	Klemmleiste XL53 im KK-PV-WK-1	X1/2	PV-Modul 3 (-)	H1Z2Z2-K	BK	1	6
W52.44	Anschluss (-) PV-Modul 4	XL53/4	Klemmleiste XL53 im KK-PV-WK-1	X1/2	PV-Modul 4 (-)	H1Z2Z2-K	BK	1	6
W52.45	Anschluss (-) PV-Modul 5	XL53/5	Klemmleiste XL53 im KK-PV-WK-1	X1/2	PV-Modul 5 (-)	H1Z2Z2-K	BK	1	6
W53.11	DC-Anschluss WR02 +	XDC+1	DC-Anschluss (+) am WR02	QPV2/2	PV-Trennschalter QPV2	H1Z2Z2-K	RD	1	6
W53.12	DC-Anschluss WR02 -	XDC-1	DC-Anschluss (-) am WR02	QPV2/4	PV-Trennschalter QPV2	H1Z2Z2-K	BK	1	6
W53.21	Stranganschluss PV02	QPV2/1	PV-Trennschalter QPV2	X1/1	Stranganschluss PV02	H1Z2Z2-K	RD	1	6
W53.22	Stranganschluss PV02	QPV2/3	PV-Trennschalter QPV2	X1/2	Stranganschluss PV02	H1Z2Z2-K	BK	1	6
W53.31	Anschluss (+) PV-Modul 6	X10.1/1	Steckeranschluss 10.1 (+)	intern	PV-Modul 6	Anschlusskabel LG PV Modul	BK	1	6
W53.32	Anschluss (-) PV-Modul 6	X10.1/2	Steckeranschluss 10.1 (-)	intern	PV-Modul 6	Anschlusskabel LG PV Modul	BK	1	6
W53.41	Anschluss (+) PV-Modul 7	X10.2/1	Steckeranschluss 10.2 (+)	intern	PV-Modul 7	Anschlusskabel LG PV Modul	BK	1	6
W53.42	Anschluss (-) PV-Modul 7	X10.2/2	Steckeranschluss 10.2 (-)	intern	PV-Modul 7	Anschlusskabel LG PV Modul	BK	1	6
W53.51	Anschluss (+) PV-Modul 8	X10.3/1	Steckeranschluss 10.3 (+)	intern	PV-Modul 8	Anschlusskabel LG PV Modul	BK	1	6
W53.52	Anschluss (-) PV-Modul 8	X10.3/2	Steckeranschluss 10.3 (-)	intern	PV-Modul 8	Anschlusskabel LG PV Modul	BK	1	6
W53.61	Anschluss (+) PV-Modul 9	X10.4/1	Steckeranschluss 10.4 (+)	intern	PV-Modul 9	Anschlusskabel LG PV Modul	BK	1	6
W53.62	Anschluss (-) PV-Modul 9	X10.4/2	Steckeranschluss 10.4 (-)	intern	PV-Modul 9	Anschlusskabel LG PV Modul	BK	1	6
W53.71	Anschluss (+) PV-Modul 10	X10.5/1	Steckeranschluss 10.5 (+)	intern	PV-Modul 10	Anschlusskabel LG PV Modul	BK	1	6
W53.72	Anschluss (-) PV-Modul 10	X10.5/2	Steckeranschluss 10.5 (-)	intern	PV-Modul 10	Anschlusskabel LG PV Modul	BK	1	6

Schaltschrank Container

Bezeichnung		Quelle		Ziel		Typ	Farbe	Adernanzahl	Querschnitt
BMK	Beschreibung	BMK	Beschreibung	BMK	Beschreibung				in mm²
W5	Einspeisung Schaltschrank Container	XL2.1	Klemmleiste XL2.1 für Schaltschrank	XL1	Klemmleiste XL1 für Einspeisung vom Schaltschrank Container	H07RN-F		5G	6

Schaltschrank Messfeld

Bezeichnung		Quelle		Ziel		Typ	Farbe	Adernanzahl	Querschnitt
BMK	Beschreibung	BMK	Beschreibung	BMK	Beschreibung				in mm²
W100	Einspeisung	SV2	Stromverteiler im Messfeld	XL1	Klemmleiste XL1 Einspeisung	H07RN-F		3G	1,5
W100.1	Climasensor	XL10	Klemmleiste XL10	B10	Clima Sensor US	SABIX D315 FRNC		16	0,75
W100.2	UVA-UVB-Sensor	XL20	Klemmleiste XL20	B20	UVA-UVB-Sensor	LiYCY		5	0,25
W100.3	Niederschlagssammler	XL30	Klemmleiste XL30	B30	Niederschlagssammler	Ölflex Classic 400P		7G	0,75
W100.4	Windgeschwindigkeitsgeber	XL40	Klemmleiste XL40	B40	Windgeschwindigkeitsgeber	LiYCY		6	0,25
W100.5	Windrichtungsgeber	XL50	Klemmleiste XL50	B50	Windrichtungsgeber	LiYCY		6	0,25
W100.6	Anschluss 10W PV-Modul	XL60/1-2	Klemmleiste XL60 10W-PV-Zellen	PV1	10W-PV-Zelle Nord	Ölflex Solar XLS-R	BK/RD	2	2,5
W100.7	Anschluss 10W PV-Modul	XL60/3-4	Klemmleiste XL60 10W-PV-Zellen	PV2	10W-PV-Zelle Ost	Ölflex Solar XLS-R	BK/RD	2	2,5
W100.8	Anschluss 10W PV-Modul	XL60/5-6	Klemmleiste XL60 10W-PV-Zellen	PV3	10W-PV-Zelle Süd	Ölflex Solar XLS-R	BK/RD	2	2,5
W100.9	Anschluss 10W PV-Modul	XL60/7-8	Klemmleiste XL60 10W-PV-Zellen	PV4	10W-PV-Zelle West	Ölflex Solar XLS-R	BK/RD	2	2,5

EtherCAT

Bezeichnung		Quelle		Ziel		Typ	Farbe	Adernanzahl	Querschnitt
BMK	Beschreibung	BMK	Beschreibung	BMK	Beschreibung				in mm²
W200.1	Anschluss Panel-PC A1	A1/LAN2	Panel PC A1	A1.1/IN	Buskoppler A1.1	LiYCY Cat. 5e (EtherCAT)		2x2	AWG22
W200.2	Anschluss BK A1.1	A1.1/OUT	Buskoppler A1.1	F20/X2	Überspannungsableiter	LiYCY Cat. 5e (EtherCAT)		2x2	AWG22
W200.3	Überleitung zum Messfeld	F20/X1	Überspannungsableiter	F21/X1	Überspannungsableiter	LiYCY Cat. 5e (EtherCAT)		2x2	AWG22
W200.4	Anschluss BK A1.2	F21/X2	Überspannungsableiter	A1.2/IN	Buskoppler A1.2	LiYCY Cat. 5e (EtherCAT)		2x2	AWG22

Ethernet

Bezeichnung		Quelle		Ziel		Typ	Farbe	Adern-	Querschnitt
BMK	Beschreibung	BMK	Beschreibung	BMK	Beschreibung			anzahl	in mm²
W300.11	Messcontainer	X300-X1	Medienkonverter (Port 1)	X300.1-X1	Netzwerkdose 1 Port 1 (Container Inst. Bauwesen)	Patchkabel PVC	WH	4x2	AWG26/7
W300.12	Messcontainer	X300-X2	Medienkonverter (Port 2)	X300.1-X2	Netzwerkdose 1 Port 2 (Container Inst. Bauwesen)	Patchkabel PVC	WH	4x2	AWG26/7
W300.13	Messfeld	X300-X3	Medienkonverter (Port 2)	X300.2-X1	Netzwerkdose 2 Port 1 (Container Inst. Bauwesen)	Patchkabel PVC	WH	4x2	AWG26/7
W300.14	Messfeld	X300-X4	Medienkonverter (Port 4)	X300.2-X2	Netzwerkdose 2 Port 2 (Container Inst. Bauwesen)	Patchkabel PVC	WH	4x2	AWG26/7
W311	Überleitung zum Messcontainer	X301-X1	Netzwerkdose 1 Port 1 (Container Inst. Bauwesen)	X301.01-X1		Datenleitung Cat. 7	OG	4x2	AWG23/1
W312	Reserve (im Stromverteiler Container)	X301-X2	Netzwerkdose 1 Port 2 (Container Inst. Bauwesen)	RES.	Reserve (im Stromverteiler Container)	Datenleitung Cat. 7	OG	4x2	AWG23/1
W313	Überleitung zum Messfeld	X302-X1	Netzwerkdose 2 Port 1 (Container Inst. Bauwesen)	X302.1-X1	Netzwerkdose 1 Port 1 (Stromverteiler Messfeld)	Datenleitung Cat. 7	OG	4x2	AWG23/1
W314	Überleitung zum Messfeld	X302-X2	Netzwerkdose 2 Port 2 (Container Inst. Bauwesen)	X302.1-X2	Netzwerkdose 1 Port 2 (Stromverteiler Messfeld)	Datenleitung Cat. 7	OG	4x2	AWG23/1
W301.1	Verbindung Patchfeld / Switch (Port 1)	X301.01-X1	Patchfeld Port 1	X301-X1	Switch Port 1	Patchkabel PVC	WH	4x2	AWG26/7
W301.2	Verbindung Patchfeld / Switch (Port 2)	X301.01-X2	Patchfeld Port 2	X301-X2	Switch Port 2	Patchkabel PVC	WH	4x2	AWG26/7
W301.3	Verbindung Patchfeld / Switch (Port 3)	X301.01-X3	Patchfeld Port 3	X301-X3	Switch Port 3	Patchkabel PVC	WH	4x2	AWG26/7
W301.4	Verbindung Patchfeld / Switch (Port 4)	X301.01-X4	Patchfeld Port 4	X301-X4	Switch Port 4	Patchkabel PVC	WH	4x2	AWG26/7
W301.5	Verbindung Patchfeld / Switch (Port 5)	X301.01-X5	Patchfeld Port 5	X301-X5	Switch Port 5	Patchkabel PVC	WH	4x2	AWG26/7
W301.6	Verbindung Patchfeld / Switch (Port 6)	X301.01-X6	Patchfeld Port 6	X301-X6	Switch Port 6	Patchkabel PVC	WH	4x2	AWG26/7
W301.7	Verbindung Patchfeld / Switch (Port 7)	X301.01-X7	Patchfeld Port 7	X301-X7	Switch Port 7	Patchkabel PVC	WH	4x2	AWG26/7
W301.8	Verbindung Patchfeld / Switch (Port 8)	X301.01-X8	Patchfeld Port 8	X301-X8	Switch Port 8	Patchkabel PVC	WH	4x2	AWG26/7
W301.11	Netzwerkdose BK links X1	X301.01-X2	Patchfeld Port 2	X301.1-X1	Netzwerkdose BK links X1	Datenleitung Cat. 7	OG	4x2	AWG23/1
W301.12	Netzwerkdose BK links X2	X301.01-X3	Patchfeld Port 3	X301.1-X2	Netzwerkdose BK links X2	Datenleitung Cat. 7	OG	4x2	AWG23/1
W301.13	Netzwerkdose BK mitte X1	X301.01-X4	Patchfeld Port 4	X301.2-X1	Netzwerkdose BK mitte X1	Datenleitung Cat. 7	OG	4x2	AWG23/1
W301.14	Netzwerkdose BK mitte X2	X301.01-X5	Patchfeld Port 5	X301.2-X2	Netzwerkdose BK mitte X2	Datenleitung Cat. 7	OG	4x2	AWG23/1
W301.15	Netzwerkdose BK rechts X1	X301.01-X6	Patchfeld Port 6	X301.3-X1	Netzwerkdose BK rechts X1	Datenleitung Cat. 7	OG	4x2	AWG23/1
W301.16	Netzwerkdose BK rechts X2	X301.01-X7	Patchfeld Port 7	X301.3-X2	Netzwerkdose BK rechts X2	Datenleitung Cat. 7	OG	4x2	AWG23/1
W301.17	Schaltschrank Container	X301.01-X8	Patchfeld Port 8	FA10-X1	Überspannungsableiter	LiYCY Cat. 5e	BU	2x2	AWG22
W301.27	Panel-PC A1	FA10-X2	Überspannungsableiter	A1/LAN1	Panel-PC	LiYCY Cat. 5e	BU	2x2	AWG22

A5 Prüfprotokoll DIN VDE 0100-600 Januar 2019

Prüfung elektrischer Anlagen
Prüfprotokoll Nr.:

Kunden-Nr.: Blatt 1 von 3	Auftrag-Nr.:
Auftraggeber (Anlagenbetreiber):	Auftragnehmer:
Hochschule Magdeburg-Stendal(FH) Dezernat IV-Technik,Bau u.Liegenschaften Breitscheidstr.2, 39114 Magdeburg	Elektroanlagenbau Walter Jacob GmbH Carnotstr. 25 - 39120 Magdeburg Tel.: 03 91 / 62 89 00
Anlage: Container Institut ET	
Prüfung nach: DIN VDE 0100-600 Neuanlage ☐ Änderung ☐ Erweiterung ☐	DIN VDE 0105-100 Wiederholungsprüfung ☒ Instandsetzung ☐
E-CHECK ☒	DGUV Vorschrift 3 ☐ BetrSichV ☐
Beginn der Prüfung: 18.1.2019 Uhrzeit: 8.00	Ende der Prüfung: 18.1.2019 Uhrzeit:
Netz 230 / 400 V Hz Netzbetreiber:	Netzsystem: TN-C ☐ TN-S ☒ TN-C-S ☐ TT ☐ IT ☐

Besichtigen	i.O.	n.i.O.		i.O.	n.i.O.
Auswahl der Betriebsmittel	☒	☐	Schutz-, Sicherheits- und		
Trenn- und Schaltgeräte	☒	☐	Überwachungseinrichtungen	☒	☐
Brandabschottungen	☐	☐	Basisschutz (Schutz gegen direktes Berühren)	☒	☐
Gebäudesystemtechnik	☐	☐	Zugänglichkeit (HAK/Verteiler)	☒	☐
Kabel, Leitungen, Stromschienen	☒	☐	Schutzpotentialausgleich	☒	☐
Kennzeichnung Stromkreis, Betriebsmittel	☒	☐	Zus. Schutzpotentialausgleich	☐	☐
Kennzeichnung N- und PE-Leiter	☒	☐	Funktionspotentialausgleich	☐	☐
Leiterverbindungen	☒	☐	Dokumentation siehe Ergänzungsblätter ☐		
Erproben					
Funktionsprüfung der Anlage	☒	☐	Rechtsdrehfeld (Drehstromsteckdosen)	☒	☐
RCD (FI-Schutzschalter)	☒	☐	Überprüfung Spannungsfall	☐	☐
Funktion der Schutz-, Sicherheits-, und Überwachungseinrichtungen	☒	☐	Gebäudesystemtechnik	☐	☐
			Spannungspolarität	☐	☐

Spannungsfall nachgewiesen % **Erdungswiderstand:** R_E 0,28

Durchgängigkeit Potentialausgleichsystem (≤ 1 Ω nachgewiesen)

Fundamenterder ☐	Hauptwasserleitung ☐	Klimaanlage ☐	Blitzschutzanlage ☐
Ringerder ☒	Hauptschutzleiter ☐	Aufzugsanlage ☐	Antennenanlage/BK ☐
Haupterdungsschiene ☒	Gasinnenleitung ☐	EDV-Anlage ☐	Gebäudekonstruktion ☐
Wasserzwischenzähler ☐	Heizungsanlage ☐	Telefonanlage ☐	
Verwendete Messgeräte nach VDE	Herst./Typ: Fluke 1663 kalibriert bis: ___.___.20___	Herst./Typ: kalibriert bis: ___.___.20___	Herst./Typ: kalibriert bis: ___.___.20___

Messen Stromkreisverteiler Nr.: (siehe Folgeseite/n)

Stromkreis		Leitung/Kabel		Durchgängigkeit Schutzleiter	R_{iso}		Fehlerstrom-Schutzeinrichtung (RCD)						Überstrom-Schutzeinrichtung				Fehlercode siehe auch
Nr.	Zielbezeichnung	Typ	Leiter Anzahl Quers. (mm²)	(Ω)	U_{Mess} bei R_{iso} (V)	(MΩ)	Typ Ausl. Charakteristik	I_n (A)	$I_{\Delta n}$ (mA)	$U_c \le 50V$ U_B (V)	Ausl.-Zeit t_A (ms)	$I_B \le I_{\Delta N}$ (mA)	Charakteristik	I_n (A)	Z_s (Ω) I_a (A)	Z_s (Ω) I_a (A)	
															L-PE	L-N	
	Zuleitung	H07RN-F	5 x 6		>200										0,34	0,36	
			x														
ZF1	RCD		x				A	40	30	0	8,5	21					

Stromkreis		Leitung/Kabel		Durchgängigkeit Schutzleiter	Isolationsmessung												
								Detailsmessung zur Isolationsmessung, R_{iso}									
Nr.	Zielbezeichnung	Typ	Leiter Anzahl Quers. (mm²)	(Ω)	U_{Mess} bei R_{iso} (V)	Verbraucher angeschlossen ja	nein	N-PE (MΩ)	L1-PE (MΩ)	L1-N (MΩ)	L2-PE (MΩ)	L2-N (MΩ)	L3-PE (MΩ)	L3-N (MΩ)	L1-L2 (MΩ)	L1-L3 (MΩ)	L2-L3 (MΩ)
	Zuleitung	H07RN-F	5 x 6				X										
			x														
			x														

keine Mängel festgestellt ☒	Prüf-Plakette	Ja ☒	Nächster Prüftermin:	Unterschrift Prüfer:
Mängel festgestellt ☐		Nein ☐	01/21	
(Siehe separater Mängelbericht)				

© Zentralverband der Deutschen Elektro- und Informationstechnischen Handwerke (ZVEH) - Stand 05/2018

Prüfung elektrischer Anlagen
Prüfprotokoll[1] (Folgeblatt 1) Nr.

Kunden-Nr.: Blatt 2 von 3 Auftrag-Nr.:

Messen Stromkreisverteiler Nr.:

Stromkreis		Leitung/Kabel			Durchgängigkeit Schutzleiter	R_{iso}		Fehlerstrom-Schutzeinrichtung (RCD)						Überstrom-Schutzeinrichtung				Fehlercode siehe auch [7]
Nr.	Zielbezeichnung	Typ	Leiter Anzahl	Quers.		U_{Mess} bei R_{iso}		Typ Ausl. Charakteristik	I_n	$I_{\Delta n}$	$U_B \leq 50V$ U_B	Ausl.-Zeit t_a	$I_\Delta \leq I_{\Delta n}$	Charakteristik	I_n	Z_s (Ω) / I_a (A) L-PE	Z_s (Ω) / I_a (A) L-N	
				(mm²)	(Ω)	(V)	(MΩ)		(A)	(mA)	(V)	(ms)	(mA)		(A)	L-PE	L-N	
2F2			x					A	40	30				B				
2F3	Energiespeich.	H07RN-F	5	2,5			1,51	A	40	30	0	8,5	21	B	16	0,28	0,55	
2F4			x					A	40	30								
2F5	Res		x					~~A~~	~~40~~	~~30~~								
2F6	Res		x					~~A~~	~~40~~	~~30~~				B	16			
2F7	Res		x					~~A~~	~~40~~	~~30~~								
2F8	Solarverf.	H07RN-F	3	1,5			0,01	~~A~~	~~40~~	~~30~~				B	16	0,34	0,45	
2F9	Kostal pico	H07RN-F	3	1,5			>200	~~A~~	~~40~~	~~30~~				B	16	0,33	0,38	
			x															
3F1	RCD		x					A	40	30								
3F2			x					A	40	30								
3F3	Schaltschrank	H07RN-F	5	6			>200	A	40	30	0	14,8	18	B	32	0,28	0,47	
3F4	Container		x					A	40	30								
3F5	Steckd. Multimed.	NYM-J	3	2,5			>200	A	40	30				B	16	0,41	0,43	
3F6	Steckd. Fensters.	NYM-J	3	2,5			>200	A	40	30				B	16	0,66	0,60	
3F7	Heizung	NYM-J	3	2,5			0,02	A	40	30				B	16	0,52	0,64	
3F8	Bel. Container	NYM-J	3	2,5			>200	A	40	30				B	16	0,41	0,47	
3F9	Steckd. BRK Li	NYM-J	3	2,5			>200	A	40	30				B	16	0,46	0,49	

Stromkreis		Leitung/Kabel			Durchgängigkeit Schutzleiter	Isolationsmessung											
						U_{Mess} bei R_{iso}	Verbraucher angeschlossen		Detailsmessung zur Isolationsmessung, R_{iso}								
Nr.	Zielbezeichnung	Typ	Leiter Anzahl	Quers.			ja	nein	N-PE	L1-PE	L1-N	L2-PE	L2-N	L3-PE	L3-N	L1-L2	L1-L3	L2-L3
				(mm²)	(Ω)	(V)			(MΩ)	(MΩ)	(MΩ)	(MΩ)	(MΩ)	(MΩ)	(MΩ)	(MΩ)	(MΩ)	(MΩ)
			x															
			x															
			x															
			x															
			x															
			x															
			x															
			x															
			x															
			x															
			x															
			x															
			x															
			x															
			x															
			x															
			x															
			x															
			x															
			x															

© Zentralverband der Deutschen Elektro- und Informationstechnischen Handwerke (ZVEH) – Stand 05/2018

Prüfung elektrischer Anlagen
Prüfprotokoll (Folgeblatt 1) Nr.

Kunden-Nr.: Blatt 3 von 3 Auftrag-Nr.:

Messen Stromkreisverteiler Nr.:

Stromkreis		Leitung/Kabel		Durchgängigkeit Schutzleiter	R_{iso}		Fehlerstrom-Schutzeinrichtung (RCD)						Überstrom-Schutzeinrichtung				Fehlercode siehe auch 7
Nr.	Zielbezeichnung	Typ	Leiter Anzahl Quers. (mm²)	(Ω)	U_{Mess} bei R_{iso} (V)	R_{iso} (MΩ)	Typ Ausl. Charakteristik	I_n (A)	$I_{\Delta n}$ (mA)	$U_L \leq 50V$ U_E (V)	Ausl.-Zeit t_a (ms)	$I_a \leq I_{\Delta n}$ (mA)	Charakteristik	I_n (A)	Z_s (Ω) I_a (A)	Z_s (Ω) I_a (A)	
															L-PE	L-N	
3F10	Steckd. Brk mi	NYM-J	3 x 2,5			>200	A	40	30			18	B	16	0,25	0,45	
3F11	Steckd. Brk re	NYM-J	3 x 2,5			>200	A	40	30				B	16	0,42	0,46	
3F12	Aufenbel.	NYM-J	3 x 2,5				A	40	30				B	16			
3F13	Res		x				A	40	30				B	16			
3F14	Res		x				A	40	30				B	16			
3F15	Res		x				A	40	30				B	16			
			x														
			x														
			x														
			x														
			x														
			x														
			x														
			x														
			x														
			x														
			x														
			x														

Stromkreis		Leitung/Kabel		Durchgängigkeit Schutzleiter	Isolationsmessung												
								Detailsmessung zur Isolationsmessung, R_{iso}									
Nr.	Zielbezeichnung	Typ	Leiter Anzahl Quers. (mm²)	(Ω)	U_{Mess} bei R_{iso} (V)	Verbraucher angeschlossen ja	nein	N-PE (MΩ)	L1-PE (MΩ)	L1-N (MΩ)	L2-PE (MΩ)	L2-N (MΩ)	L3-PE (MΩ)	L3-N (MΩ)	L1-L2 (MΩ)	L1-L3 (MΩ)	L2-L3 (MΩ)
			x														
			x														
			x														
			x														
			x														
			x														
			x														
			x														
			x														
			x														
			x														
			x														
			x														
			x														
			x														
			x														
			x														
			x														

© Zentralverband der Deutschen Elektro- und Informationstechnischen Handwerke (ZVEH) - Stand 05/2018

Prüfung elektrischer Anlagen
Prüfprotokoll[1] Nr.:

Kunden-Nr.: Blatt 1 von 2	Auftrag-Nr.:
Auftraggeber (Anlagenbetreiber):[2]	Auftragnehmer:[3]
Hochschule Magdeburg-Stendal(FH) Dezernat IV-Technik,Bau u.Liegenschaften Breitscheidstr.2, 39114 Magdeburg	Elektroanlagenbau Walter Jacob GmbH Carnotstr. 25 - 39120 Magdeburg Tel.: 03 91 / 62 89 00

Anlage: Standwerkzeug Messfeld

Prüfung[4] nach: DIN VDE 0100-600 Neuanlage ☐ Änderung ☐ Erweiterung ☐ | DIN VDE 0105-100 Wiederholungsprüfung ☒ Instandsetzung ☐

E-CHECK ☒ | DGUV Vorschrift 3 ☐ | BetrSichV ☐

Beginn der Prüfung: 18.1.14 Uhrzeit: | Ende der Prüfung: Uhrzeit:

Netz 230 / 400 V Hz Netzbetreiber: | Netzsystem: TN-C ☐ TN-S ☒ TN-C-S ☐ TT ☐ IT ☐

Besichtigen	i.O.	n.i.O.		i.O.	n.i.O.
Auswahl der Betriebsmittel	☒	☐	Schutz-, Sicherheits- und		
Trenn- und Schaltgeräte	☒	☐	Überwachungseinrichtungen	☒	☐
Brandabschottungen	☐	☐	Basisschutz (Schutz gegen direktes Berühren)	☒	☐
Gebäudesystemtechnik	☐	☐	Zugänglichkeit (HAK/Verteiler)	☒	☐
Kabel, Leitungen, Stromschienen	☒	☐	Schutzpotentialausgleich	☒	☐
Kennzeichnung Stromkreis, Betriebsmittel	☒	☐	Zus. Schutzpotentialausgleich	☐	☐
Kennzeichnung N- und PE-Leiter	☒	☐	Funktionspotentialausgleich	☐	☐
Leiterverbindungen	☒	☐	Dokumentation[6] siehe Ergänzungsblätter ☐		
Erproben					
Funktionsprüfung der Anlage	☒	☐	Rechtsdrehfeld (Drehstromsteckdosen)	☐	☐
RCD (FI-Schutzschalter)	☒	☐	Überprüfung Spannungsfall	☐	☐
Funktion der Schutz-, Sicherheits-, und Überwachungseinrichtungen	☒	☐	Gebäudesystemtechnik	☐	☐
			Spannungspolarität	☐	☐

Spannungsfall nachgewiesen[10] ☐ %

Erdungswiderstand: R_E 0,28

Durchgängigkeit Potentialausgleichsystem[9] **(≤ 1 Ω nachgewiesen)**

Fundamenterder ☐	Hauptwasserleitung ☐	Klimaanlage ☐	Blitzschutzanlage ☐
Ringerder ☐	Hauptschutzleiter ☐	Aufzugsanlage ☐	Antennenanlage/BK ☐
Haupterdungsschiene ☒	Gasinnenleitung ☐	EDV-Anlage ☐	Gebäudekonstruktion ☐
Wasserzwischenzähler ☐	Heizungsanlage ☐	Telefonanlage ☐	
Verwendete Messgeräte nach VDE	Herst./Typ: Fluke 1663 kalibriert bis: ___.___.20___	Herst./Typ: kalibriert bis: ___.___.20___	Herst./Typ: kalibriert bis: ___.___.20___

Messen Stromkreisverteiler Nr.: (siehe Folgeseite/n)

Stromkreis		Leitung/Kabel		Durchgängigkeit Schutzleiter	R_{iso}		Fehlerstrom-Schutzeinrichtung (RCD)						Überstrom-Schutzeinrichtung				Fehlercode siehe auch [7]
Nr.	Zielbezeichnung	Typ	Leiter Anzahl Quers. (mm²)	(Ω)	U_{Mess} bei R_{iso} (V)	R_{iso} (MΩ)	Typ Ausl. Charakteristik	I_n (A)	$I_{\Delta n}$ (mA)	$U_L \leq 50$ V U_B (V)	Ausl.-Zeit t_A (ms)	$I_A \leq I_{\Delta n}$ (mA)	Charakteristik	I_n (A)	Z_s (Ω) I_a (A) L-PE	Z_s (Ω) I_a (A) L-N	
F1	Steckdose li.	NYM-J	3 × 2,5			>200	A	40	30	1	25,6	24	B	16	0,56	0,44	
F2	Steckdose re	NYM-J	3 × 2,5			>200	A	40	30	1	25,6	24	B	16	0,6	0,44	
F3	Res		x				A	40	30	1	25,6	24	B	16			

Stromkreis		Leitung/Kabel		Durchgängigkeit Schutzleiter	Isolationsmessung												
								Detailsmessung zur Isolationsmessung, R_{iso}									
Nr.	Zielbezeichnung	Typ	Leiter Anzahl Quers. (mm²)	(Ω)	U_{Mess} bei R_{iso} (V)	Verbraucher angeschlossen ja	nein	N-PE (MΩ)	L1-PE (MΩ)	L1-N (MΩ)	L2-PE (MΩ)	L2-N (MΩ)	L3-PE (MΩ)	L3-N (MΩ)	L1-L2 (MΩ)	L1-L3 (MΩ)	L2-L3 (MΩ)
			x														
			x														
			x														

keine Mängel festgestellt ☒ / Mängel festgestellt ☐ (Siehe separater Mängelbericht)

Prüf-Plakette Ja ☒ Nein ☐

Nächster Prüftermin: 1/21

Unterschrift Prüfer:

Prüfung elektrischer Anlagen
Prüfprotokoll[1] (Folgeblatt 1) Nr.

Kunden-Nr.: Blatt 2 von 2 Auftrag-Nr.:

Messen Stromkreisverteiler Nr.: Standverteiler: Messfeld

Stromkreis		Leitung/Kabel		Durchgängigkeit Schutzleiter	R_{iso}		Fehlerstrom-Schutzeinrichtung (RCD)						Überstrom-Schutzeinrichtung				Fehlercode siehe auch [7]
Nr.	Zielbezeichnung	Typ	Leiter Anzahl Quers. (mm²)	(Ω)	U_{Mess} bei R_{iso} (V)	R_{iso} (MΩ)	Typ Ausl. Charakteristik	$I_{\Delta n}$ (A)	$I_{\Delta n}$ (mA)	$U_c \leq 50$ V U_B (V)	Ausl.-Zeit t_a (ms)	$I_c \leq I_{\Delta n}$ (mA)	Charakteristik	I_n (A)	Z_s (Ω) / I_a (A) L-PE	Z_s (Ω) / I_a (A) L-N	
F4	Schaltschrank HÜTRO		3 x 1,5			>200	A	40	30	1	256	24	B	16	0,55	0,58	
F5	Res		x				A	40	30	1	256	24	B	16			
F6	Res		x				A	40	30	1	256	24	B	16			
			x														
			x														
			x														
			x														
			x														
			x														
			x														
			x														
			x														
			x														
			x														
			x														
			x														
			x														
			x														
			x														

Stromkreis		Leitung/Kabel		Durchgängigkeit Schutzleiter	Isolationsmessung												
								Detailmessung zur Isolationsmessung, R_{iso}									
Nr.	Zielbezeichnung	Typ	Leiter Anzahl Quers. (mm²)	(Ω)	U_{Mess} bei R_{iso} (V)	Verbraucher angeschlossen ja	nein	N-PE (MΩ)	L1-PE (MΩ)	L1-N (MΩ)	L2-PE (MΩ)	L2-N (MΩ)	L3-PE (MΩ)	L3-N (MΩ)	L1-L2 (MΩ)	L1-L3 (MΩ)	L2-L3 (MΩ)
			x														
			x														
			x														
			x														
			x														
			x														
			x														
			x														
			x														
			x														
			x														
			x														
			x														
			x														
			x														
			x														
			x														

© Zentralverband der Deutschen Elektro- und Informationstechnischen Handwerke (ZVEH) – Stand 05/2018

A6 Zugangsdaten *Campuswetter*

USB-Stick Bachelorarbeit	
VPN-Hochschulnetz	
Wetter-Server	
Datenbank Benutzer 1: lokaler Login (localhost) Benutzer 2: externer Zugriff durch SPS	
Visualisierung (TC3 HMI)	
Senec-Energiespeicher	
Wartungszugang (VPN) ETS Magdeburg	
Fernzugriff Teamviewer	
E-Mail	
Dropbox	
Googledrive	
SPS-Forum	

A7 Ansprechpartner *Campuswetter*

A7.1 Intern

Bereich	**Ansprechpartner**
Zentrum für Kommunikation und Informationsverarbeitung	
Netzwerktechnik Hardware (Switch, Leitungen o.Ä.)	
Netzwerktechnik Software (IP-Adresse, Firewall o.Ä.)	
E-Mail	
Server und Datenbank	
Sonstige Komponenten im Bereich Hard- und Software + Zugang zum Server der Hochschule	

Bereich	Ansprechpartner
Dezernat 4 Technik, Bau und Liegenschaften	
Elektrotechnik	
Arbeits-, Brand- und Umweltschutz	
Arbeits-, Brand- und Umweltschutzbeauftragter	

A7.2 Extern

Unternehmen	Ansprechpartner
ADOLF THIES GMBH & CO. KG Kundennummer:	
Deutscher Wetterdienst	
ETS – Elektro Heizung Sanität Installationsbetrieb Senec Home Li 5.0 Energiespeicher	

Unternehmen	**Ansprechpartner**
Walter Jacob Elektroanlagenbau GmbH VDE-Prüfung	
Beckhoff Automation GmbH & Co. KG Kundennummer:	
SolarInvert GmbH Wechselrichter	

Unternehmen	**Ansprechpartner**
Experimentelle Fabrik Magdeburg (Vertikal-Windenergieanlage)	
UNI-Elektro Kundennummer:	
Sonepar Deutschland Region Nord-Ost GmbH Kundennummer:	
HUSE & PHILIPP GmbH & Co. KG Kundennummer:	
Günter Waldhelm Korrosionsschutz GmbH	

A8 Inventarisierungsnummern *Campuswetter*

A8.1 Industriesteuerung Beckhoff

Inventarisierungsnummer	Objekt	Anbringungsort
HS MD-SDL 001332/17	Zubehör Beckhoff Panel-PC: - EtherCAT Leitung - Steckverbinder EtherCAT - 1x EL6021 - 1x EL9011 - 1x EL1144 - 1x EL3174-0002	Panel-PC Rückseite
HS MD-SDL 001140/17	Beckhoff Panel PC: - CP2724-0010 - C9900-C572 - C9900-R257 - C9900-S318 - C9900-S476 - C9900-H586 Lizenzen TwinCat 3: - TC1200-0040 - TF2000-0040	Panel-PC Rückseite
HS MD-SDL 001128/17	Beckhoff Klemmen: - 1x EL3681	Panel-PC Rückseite
HS MD-SDL 000381/18	Beckhoff Klemmen: - 3x EL1008 - 3x EL 2008 - 2x EL 6021 - 1x EL3681	Panel-PC Rückseite
HS MD-SDL 000382/18	Beckhoff Lizenz TwinCat 3 - TF6420-0040	Panel-PC Rückseite

A8.2 Sensorik

Inventarisierungsnummer	Objekt	Anbringungsort
HS MD-SDL 000896/15	Thies Clima Clima Sensor US	unbekannt
HS MD-SDL 001576/18	Thies Clima Windgeber – Compact	Auf Gerät
HS MD-SDL 001577/18	Thies Clima Windrichtungsgeber – Compact	Auf Gerät
HS MD-SDL 001343/17	Thies Clima Niederschlagsgeber	Auf Geräteunterseite
HS MD-SDL 001344/17	Thies Clima UV-Sensor	Auf Gerät

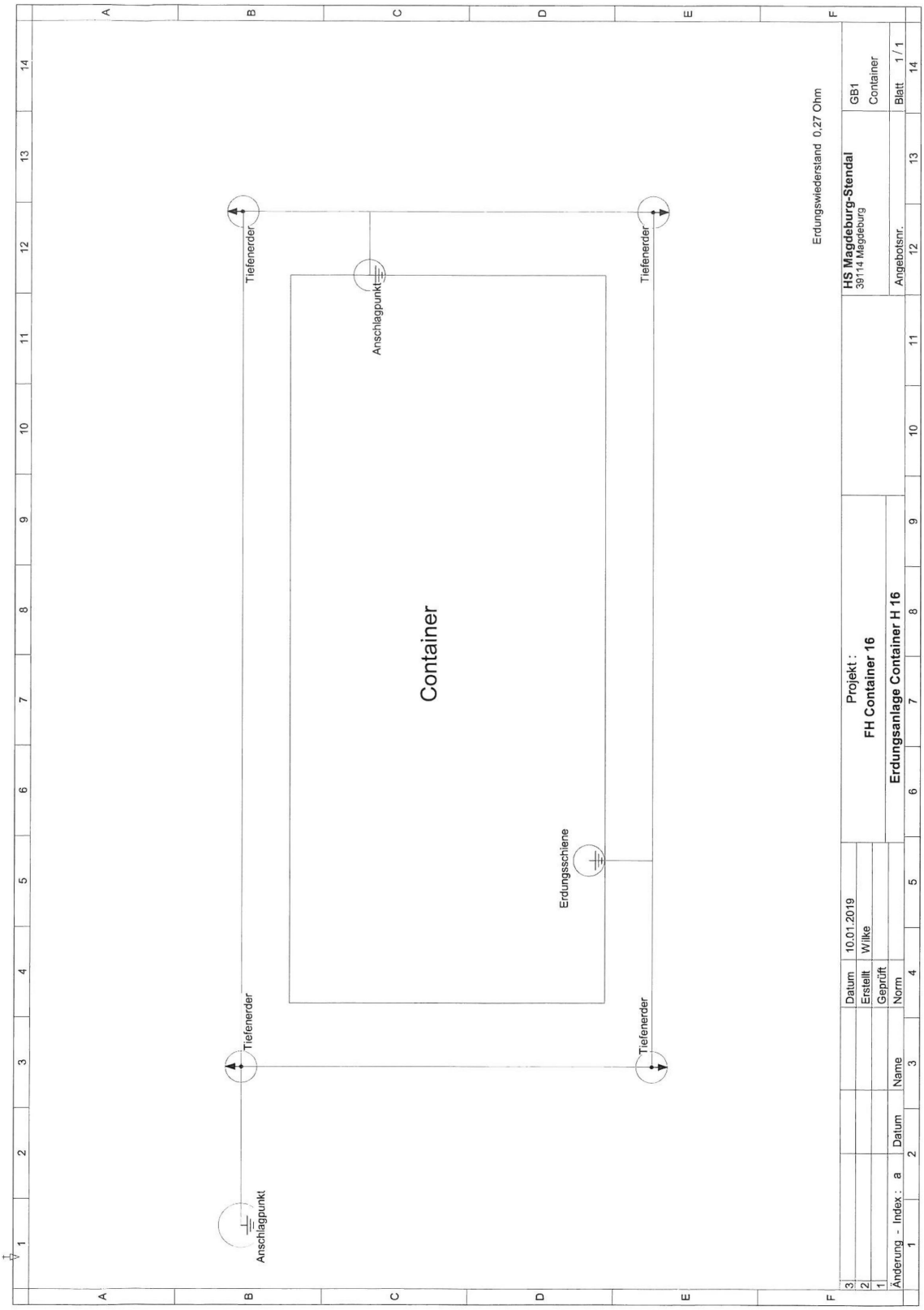
A8.3 Energieversorgung

Inventarisierungsnummer	Objekt	Anbringungsort
HS MD-SDL 000125/18	Wechselrichter SolarInvert Winsol 500-12 AC HY	Auf Gerät
HS MD-SDL 001181/18	Wechselrichter Kostal Piko-MP-Plus 1.5	Auf Gerät
HS MD-SDL 001176/18 HS MD-SDL 001177/18 HS MD-SDL 001178/18 HS MD-SDL 001179/18 HS MD-SDL 001180/18	Photovoltaikmodule LG 330 W	Auf Hauptgerät Wechselrichter Kostal rechte Seite (HS MD-SDL 001181/18)

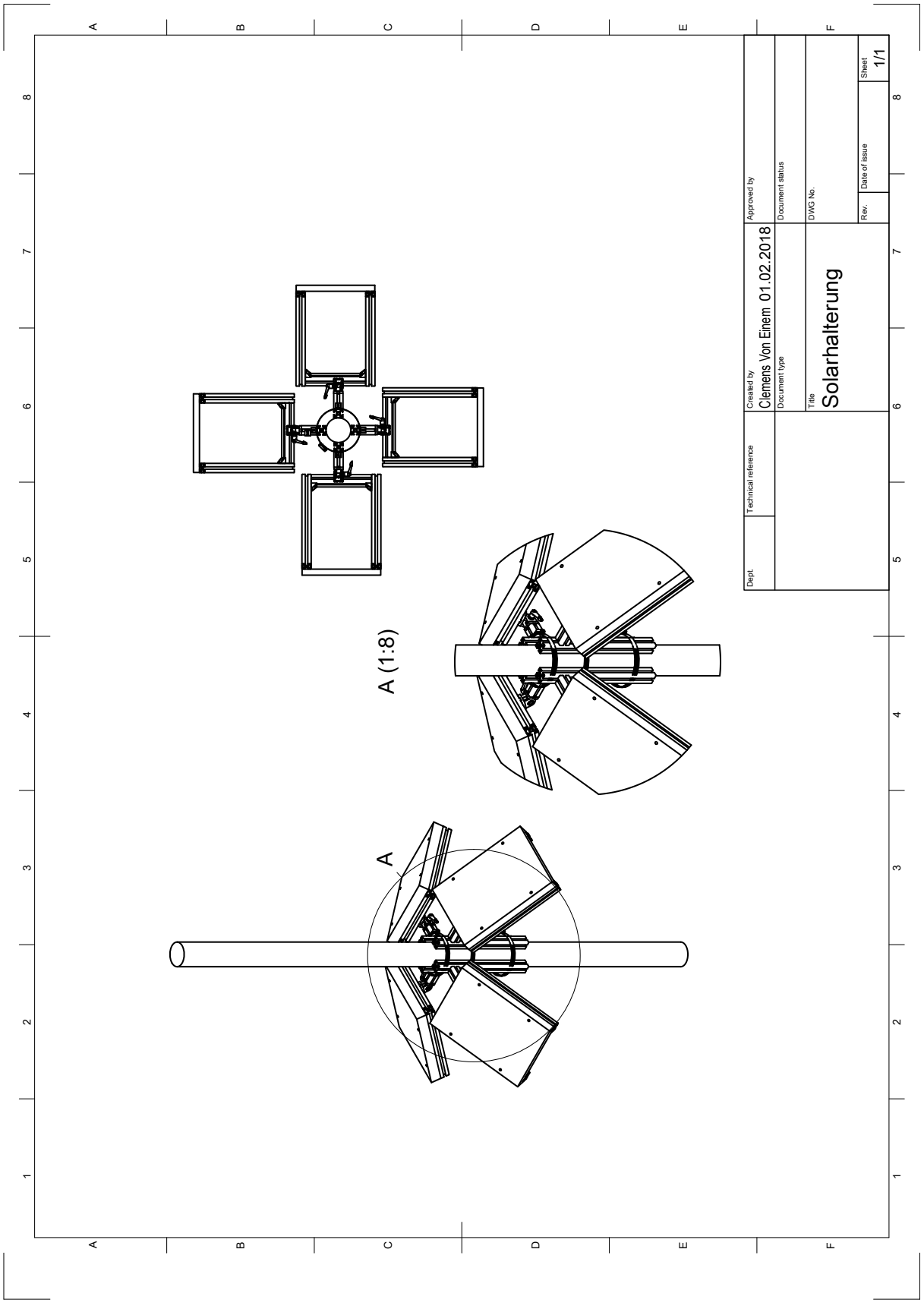
A8.4 Sonstiges

Inventarisierungsnummer	Objekt	Anbringungsort
HS MD-SDL 000123/18	Schaltschrank Messfeld Fibox	Seitenwand innen rechts

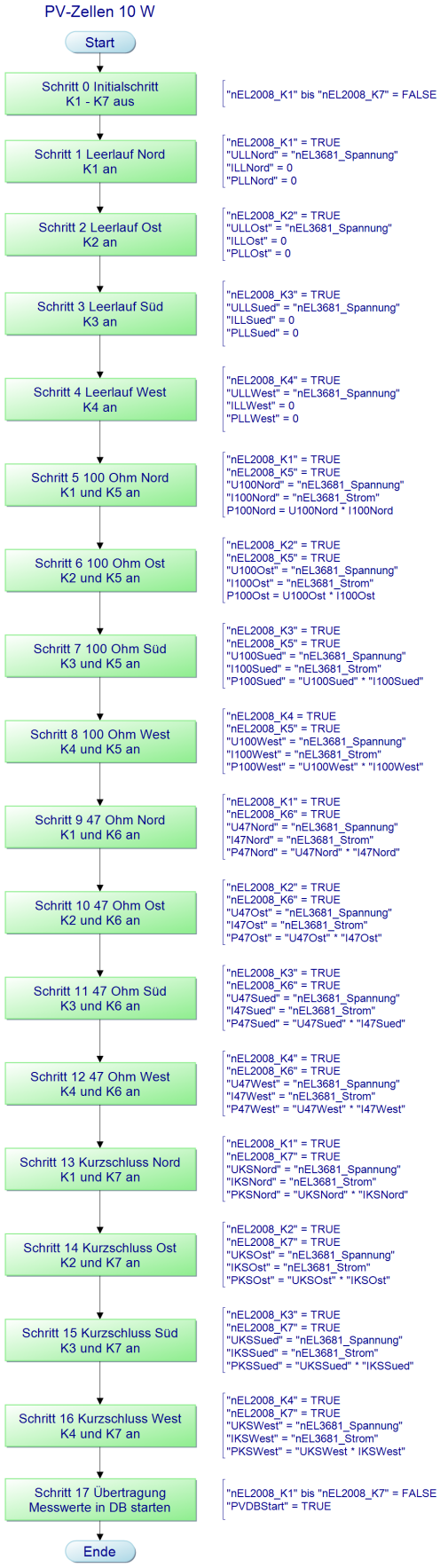
A9 Erdungsplan Container



A10 Zeichnung Halterung Photovoltaik-Messsystem



A11 Programmablaufplan für das SPS-Programm "PVModule"



PAP 11-1: Schrittkette "PVModule" vollständig

A12 Nachwuchswissenschaftlerpreis 2018 Hörnlein

Hochschule Magdeburg • Stendal

Urkunde

DIE HOCHSCHULE MAGDEBURG-STENDAL

verleiht mit dieser Urkunde

Herrn

Philipp Hörnlein

den Nachwuchswissenschaftlerpreis 2018

in der Kategorie

„Student*in für besonderes Engagement in Forschungsprojekten“

für die Initiierung und das Engagement im studentischen Projekt „Campuswetter“

Magdeburg, im Dezember 2018

Hochschule Magdeburg-Stendal

(Siegel)

Prof. Dr. A. Lequy
Rektorin

university of applied sciences

A13 Nachwuchswissenschaftlerpreis 2018 Kohrs

Hochschule Magdeburg • Stendal

Urkunde

DIE HOCHSCHULE MAGDEBURG-STENDAL

verleiht mit dieser Urkunde

Herrn

Sebastian Kohrs

den Nachwuchswissenschaftlerpreis 2018

in der Kategorie

„Student*in für besonderes Engagement in Forschungsprojekten“

für die Initiierung und das Engagement im studentischen Projekt „Campuswetter“

Magdeburg, im Dezember 2018

(Siegel)

Prof. Dr. A. Lequy
Rektorin

university of applied science

A14 *Campuswetter* im Treffpunkt Campus

Elektrotechnik-Studenten richten hochschuleigene Wetterstation ein

Bei Wind und Wetter im Einsatz

Ob strömender Regen oder anhaltende Hitze – die neue Wetterstation der Hochschule Magdeburg-Stendal zeichnet rund um die Uhr die aktuellen Wetterdaten auf. Konzipiert und umgesetzt wurde die Station auf dem Magdeburger Campus von sechs Studenten des Instituts für Elektrotechnik unter Anleitung von Prof. Dr.-Ing. Jörg Auge.

19,4 Grad Celsius misst der unscheinbare Klimasensor im Versuchsfeld des Instituts für Elektrotechnik nahe der Laborhalle. Nach dem Gewitter der gestrigen Nacht ist das Thermometer deutlich gesunken. Es ist einer der kühlsten Tage in diesem Juni und doch angenehm warm. Die Wetterdaten – sowohl die aktuellen, als auch die der letzten 24 Stunden – können die Elektrotechnik-Studenten Philipp Hörnlein und Sebastian Kohrs genau einsehen. Unter Anleitung von Prof. Dr.-Ing. Jörg Auge betreuen sie seit 2016 die Wetterstation, die nicht nur die Temperatur misst, sondern auch den Niederschlag, die Luftfeuchtigkeit, den Luftdruck, die Windgeschwindigkeit und die Helligkeit ermittelt. Die Messungen erfolgen radar- und ultraschallbasiert. „Die als Bitstream in einem dafür konzipierten Datenlogger empfangenen Daten werden den einzelnen Messgrößen zugeordnet und gespeichert", erklärt Prof. Dr.-Ing. Jörg Auge.

Initiiert wurde das Projekt Campuswetter von den Studenten Sebastian Pfützner, Sebastian Schweigel, Philipp Neumann und Thomas Wetterling. Im Rahmen des Wahlpflichtfachs „Autarke Sensor-Aktor-Systeme" entwickelten sie bereits 2015 das Konzept der hochschuleigenen Wetterstation, deren Umsetzung sie aufgrund ihrer anstehenden Bachelor-Arbeiten jedoch nicht vollständig realisieren konnten. Philipp Hörnlein und Sebastian Kohrs übernahmen und treiben seitdem das Projekt voran. „Besonders spannend sind die vielfältigen Aufgaben. Es macht Spaß, sich in neue Themengebiete einzuarbeiten und man lernt etwas für das ganze Leben", erzählt Philipp Hörnlein, der vor dem Studium bereits eine Ausbildung als Elektriker abgeschlossen hat.

Der Elektro- und LAN-Anschluss wurde, unterstützt vom Dezernat Bau und Liegenschaften, zuerst in Angriff genommen. „Danach galt es, die Daten in einem Datenbanksystem auf einem geeigneten und dauerhaft verfügbaren Server zu sichern und vorzuhalten, was in enger Kooperation mit dem ZKI bewerkstelligt worden ist", berichtet Prof. Dr.-Ing. Auge. Im Anschluss wurden die Daten nutzerfreundlich und anschaulich aufbereitet.



Foto: Katharina Remiorz

Alles auf einen Blick: Mit der Einrichtung der hochschuleigenen Wetterstation können Prof. Dr.-Ing. Jörg Auge und die Elektrotechnik-Studenten Sebastian Kohrs und Philipp Hörnlein (v. l.) unter anderem die aktuellen Temperatur- und Niederschlagswerte genau bestimmen.

Seit Mitte Mai ist das aktuelle Campuswetter nun auch online einsehbar. Dabei allein soll es aber nicht bleiben. „Perspektivisch wollen wir auch Monats- und Jahresrückblicke etablieren und die Station um weitere Sensoren ergänzen", so Auge. Geplant ist zudem, den Energieertrag von regenerativen Technologien wie Photovoltaikanlagen mit den aktuellen Wetterdaten abzugleichen. Einzusehen ist das aktuelle Campuswetter unter: *www.hs-magdeburg.de/campuswetter*.

KATHARINA REMIORZ

Abbildung 11-1: treffpunkt campus Nr. 94::Juli 2017, Bei Wind und Wetter im Einsatz; Elektrotechnik-Studenten richten hochschuleigene Wetterstation ein (Quelle:[134, p. 16]*)*