

Vorderer Deckel (Umschlagdeckel)

Titelblatt

gridhound GmbH

# KI-gestütztes System zur digitalen Netzzustandsschätzung – Graice

Abschlussbericht über ein Entwicklungsprojekt,  
gefördert unter dem Az. 37647/01  
von der Deutschen Bundesstiftung Umwelt

**Verfasser:**

Dr. Helmut Bergstein  
Oleg Ivasenko  
Richard Küsters  
Artur Löwen  
Dr. Tim Schlösser

Aachen, Februar 2023

## Inhaltsverzeichnis

Titelblatt .....	2
Inhaltsverzeichnis.....	3
Verzeichnis von Bildern und Tabellen .....	5
Verzeichnis von Begriffen und Definitionen .....	8
Zusammenfassung.....	11
Einleitung .....	12
Ausgangssituation .....	12
Die Energiewende.....	12
Stand der Technik.....	12
Gridhound.....	12
Ziele des Projekts .....	12
Umweltrelevanz.....	13
Aufgabenstellung.....	14
AP 1 Analyse der Schätzergebnisse – Zeitrahmen: 13 Monate (7 PM) .....	14
AP 2 Optimierung der Trainingsdaten – Zeitrahmen: 5 Monate (8 PM).....	14
AP 3 Optimierung der Eingangsdaten (Messdaten) – Zeitrahmen: 5 Monate (9 PM).....	14
AP 4 Optimierung des Algorithmus – Zeitrahmen: 11 Monate (15 PM).....	14
AP 5 Marktbeobachtung – Zeitrahmen: 13 Monate (1 PM) .....	15
Durchführung .....	15
Hauptteil .....	16
Arbeitsschritte, Methoden und Ergebnisse .....	16
AP 1 Analyse der Schätzergebnisse – Zeitrahmen: 13 Monate (7 PM) .....	16
AP 2 Optimierung der Trainingsdaten – Zeitrahmen: 5 Monate (8 PM).....	23
AP 3 Optimierung der Eingangsdaten (Messdaten) – Zeitrahmen: 5 Monate (9 PM).....	32
AP 4 Optimierung des Algorithmus – Zeitrahmen: 11 Monate (15 PM).....	45
AP 5 Marktbeobachtung - Zeitrahmen 13 Monate (1 PM) .....	54
Diskussion der Ergebnisse.....	55
Ökologische, technologische und ökonomische Bewertung der Ergebnisse.....	56
Maßnahmen zur Verbreitung der Vorhabensergebnisse.....	56
Fazit .....	57
Literaturverzeichnis .....	58
Anhänge .....	58



## Verzeichnis von Bildern und Tabellen

Abbildung 1: Zielkorridor für Leistungsschätzungen. Der erlaubte Fehler ist definiert in % bezogen auf den Messwert, jedoch mit einer Beschränkung nach unten. Solange der Fehler kleiner als 3% der Bemessungsleistung ist, ist die Schätzung innerhalb der tolerierten Abweichung.	17
Abbildung 2: PMU-Messung in Ortsnetzstation	18
Abbildung 3: Abgang in Ortsnetzstation mit Strom- und Spannungswandlern	18
Abbildung 4: Topologie des Netzgebiets 2a mit farblicher Markierung der Messungen, die als Eingangsdaten benutzt werden	19
Abbildung 5: Spannungsschätzung der Station 017. Oben links: Vergleich zwischen Schätzung und Messung der Spannung. Unten links: relativer Fehler der Schätzung bezogen auf die Messung. Rechts: Standort der Station im Netzmodell	20
Abbildung 6: Wirkleistungsschätzung der Station 017. Oben links: Vergleich zwischen Schätzung und Messung der Wirkleistung. Unten links: relativer Fehler der Schätzung bezogen auf die Messung. Rechts: Standort der Station im Netzmodell	20
Abbildung 7: Wirkleistungsschätzung der Station 014. Oben links: Vergleich zwischen Schätzung und Messung der Wirkleistung. Unten links: relativer Fehler der Schätzung bezogen auf die Messung. Rechts: Standort der Station im Netzmodell	21
Abbildung 8: Relativer Fehler der Wirkleistungsschätzung bezogen auf die Messung für alle Stationen. Der Boxplot beschreibt verschiedene Perzentile. Der untere und obere Whisker repräsentiert das 5. und 95. Perzentil. Die Box wird durch das 25., 50. und 75. Perzentil bestimmt.	22
Abbildung 9: Ausschnitt Netzmodell Mittelspannung in der Gridhound Netzmodell-Darstellung für das CIM/CGMES-Format	24
Abbildung 10: CIM/CGMES-Netzelemente in der gridhound-Netzmodell-Darstellung	26
Abbildung 11: Eine Beispielmessreihe aufgeteilt nach den SLP-Zeiträumen. In jedem Zeitfenster entsteht eine Funktion über die Tageszeit mit beschränkter Weite. Die Messreihe enthält auch PV-Anlagen, was das H0 Profil nicht reflektiert.	27
Abbildung 12: Zwei Tage von Messdaten für zwei PV-Anlagen aus demselben Gebiet. Der erste Tag hat vergleichbar schlechtes Wetter, der zweite gutes. In beiden Fällen korrelieren die Messwerte der Anlagen.	28
Abbildung 13: Vergleich zwischen SLP und KI-Profil. Das SLP (gelb) ist hochperiodisch, da es nicht auf aktuelle Wetterbedingungen reagieren kann. Das KI-Profil (rot) spiegelt die Volatilität der Messung deutlich besser wider.	28
Abbildung 14: Zerlegung einer typischen Leistungsmessung in ihre Frequenz-Anteile mittels schneller Fourier-Transformation (engl. fast Fourier transform, FFT). Aufgetragen ist der Betrag der Amplitude gegen die Frequenz. Die Zeitreihe ist hochperiodisch mit einer Periodizität von einem Tag, aber auch einer Woche und 12 Stunden.	30
Abbildung 15: Wetterabhängigkeit der Leistungsmesswerte. Hier ist das Vorzeichen der Leistungswerte gedreht, damit alle Kurven sich in die gleiche Richtung beugen. Man erkennt, dass alle drei Zeitreihen dasselbe saisonale Verhalten zeigen.	31
Abbildung 16: Über die Tageszeit aufgetragene Verteilung der Wirkleistungsmesswerte an einer Messstelle in der Mittelspannung in Form von Mitsystem (m), Gegensystem (g) und 0-System (0). Die Werte des g und 0 Systems fallen mehrere Größenordnungen kleiner aus und somit vernachlässigbar. g- und 0-System liegen in der Grafik übereinander.	34
Abbildung 17: Messdatenpipeline	35

Abbildung 18: Spannungsmessungen an Sammelschiene mit Verschiebung	36
Abbildung 19: Spannungssprung und Totband in Leistungsmessung	37
Abbildung 20: Konstante Spannungswerte	37
Abbildung 21: Vorzeichendrehung Wirkleistung	38
Abbildung 22: Neukonfiguration Messung	38
Abbildung 23: Der Zeitpunkt der Aufnahme eines Datenpunktes ist als vertikale Linie dargestellt. Die Erfassung der Messwerte erfolgt im Minutentakt, wobei jeder Messwert dem Durchschnitt der Sekunde zum Aufnahmezeitpunkt entspricht. Die einzelnen Messungen erfolgen zur Entlastung der Dateninfrastruktur zeitverzögert.	39
Abbildung 24: Datenvollständigkeit der Messdaten. Jede vertikale Linie ist eine Messreihe wie z.B. die Spannung der Phase A an Messtelle 1. Die auftretenden Lücken können von Minuten bis Monate lang sein. Fehlt ein Messwert an einer Messstelle, fehlen in der Regel alle. Leicht rot schattiert sind Zeitpunkte der Zeitumstellung.	40
Abbildung 25: Topologie des Netzgebiets 1 mit farblicher Markierung der Stationsmessungen	41
Abbildung 26: Die 25 Stationen im Netz mit der größten installierten Leistung. Dick geschriebene Stationen besitzen eine Messung.	42
Abbildung 27: Verlauf der Wirkleistung einer Wasserkraftanlage für einen Monat. Es gibt keine zeitliche Systematik und keinen direkten Bezug zu Wetterdaten.	44
Abbildung 28: Verlauf der Wirkleistung einer Biomasseanlage für einen Monat. In der Regel wird die Anlage bei etwa Nennleistung betrieben, jedoch periodisch auf eine andere Betriebsleistung geschaltet ohne erkennbares Muster.	44
Abbildung 29: Leistungssumme über alle drei Leitungen eines Knotenpunktes	47
Abbildung 30: Überfitten der ANN-Parameter. In Blau ist die Loss-Funktion für den im SGD verwendeten Datensatz und in Rot für einen Validierungsdatensatz gegen die Trainingsdauer aufgetragen. Sobald die Loss-Funktion anfängt zu steigen, spricht man von Überanpassung. Quelle: Wikipedia (CC BY 3.0).	48
Abbildung 31: mlflow-Modellvergleich. Durch die systematische Protokollierung lässt es sich bestimmen welche Parameter sich positiv und negativ auf ausgewählte Metriken auswirken.	49
Abbildung 32: Parameteroptimierung mit Optuna. Die Suche nach optimalen Hyperparametern ist ein zeitaufwendiger Vorgang, der das Training von vielen Modellen mit sich bringt. Über die Zeit ist der Trend ein immer kleinerer „Objective Value“, der in diesem Fall der RMSE ist.	50
Abbildung 33: Feature Store Implementierung. Der Feature-Store leitet aus den Daten, die uns zur Verfügung stehen, numerische Skalare und Vektoren ab, die als Input der KI benutzt werden. Es können dabei mehrere Datenquellen zu einem Feature verschnitten werden.	51
Abbildung 34: KI-Leistungsprofil-Generator Implementation. Die KI-Leistungsprofile werden mit einem TensorFlow basierten Regressor variabler Architektur generiert. Ziel dieser Regression ist es das Verhalten von Anlagen-Aggregaten unter vordefinierten Umweltbedingungen zu erlernen. Als Trainingsdaten dienen historische Messdaten.	52
Abbildung 35: Generierung von realistischen Netzzuständen. Als Grundlage dienen die KI-generierten dynamischen Leistungsprofile. Mittels GridLAB-D werden unter Variation der Spannung am Slack-Knoten und der im Netzmodell definierten Netzparameter Lastflussberechnungen durchgeführt, deren Ergebnis alle elektrischen Größen des Stromnetzes für einen Zeitschritt beinhaltet.	52
Abbildung 36: GRAICE Implementierung. Beim Training werden die Eingangsmessdaten von den generierten Netzzuständen abgezweigt, und die übrig bleibenden Daten an den Ausgang des	

Regressors gelegt. Als Regressor können TensorFlow basierte ANNs verschiedener Architekturen verwendet werden. 53

Abbildung 37: Wirkleistungsschätzung der Station 006. Oben links: Vergleich zwischen Schätzung und Messung der Wirkleistung. Unten links: relativer Fehler der Schätzung bezogen auf die Messung. Rechts: Standort der Station im Netzmodell 58

Abbildung 38: Wirkleistungsschätzung der Station 108. Oben links: Vergleich zwischen Schätzung und Messung der Wirkleistung. Unten links: relativer Fehler der Schätzung bezogen auf die Messung. Rechts: Standort der Station im Netzmodell 58

## Verzeichnis von Begriffen und Definitionen

---

### A

A/D · Analog/Digital (Umwandlung eines analogen Signals in ein digitales Signal)  
ANN · ANN:engl. für Artificial Neural Network (dt. KNN, künstliches neuronales Netzwerk)  
AP · Arbeitspaket

---

### B

BD · Boundary  
Branch · Zweig bzw. Leitung in Stromnetzmodell  
Breaker · Schalter in Stromnetzmodell  
Bus · Knoten in Stromnetzmodell

---

### C

CGMES · Common Grid Model Exchange Standard  
CIM · Common Information Model  
CO<sub>2</sub> · Kohlenstoffdioxid  
CO<sub>2</sub>eq · CO<sub>2</sub>-Äquivalent

---

### D

DIN · Deutsche Institut für Normung e. V.

---

### E

EE · Erneuerbare Energie  
EEG · Erneuerbare-Energien-Gesetz  
EinsMan · Einspeisemanagement  
EQ · Equipment

---

### G

GPS · Global Positioning System (Satellitensystem zur Navigation und Ortsbestimmung)  
Graice · Grid Artificial Intelligence Computing Engine  
GWh · Gigawattstunde

---

### H

H0-Profil · Zeitreihe für den typischen Bedarf elektrischer Energie in einem Haushalt

---

---

## I

I · Formelzeichen der elektrischen Stromstärke

---

## J

JSON · JavaScript Object Notation (kompaktes Datenformat in einer einfach lesbaren Textform für den Datenaustausch zwischen Anwendungen)

---

## K

KI · Künstliche Intelligenz  
KPIs · Key-Performance-Indikator(en)  
kWh · Kilowattstunde  
KWK · Kraft-Wärme-Kopplung (typischerweise Erzeugung von Strom und Wärme)

---

## M

MS · Mittelspannung  
MW · Megawatt

---

## N

N · Neutralleiterstrom  
NaN · Not-a-Number (dt. keine Zahl, ein numerischer Datentyp-Wert, der einem undefinierten oder nicht darstellbaren Wert entspricht; kommt insbesondere bei Gleitkommazahlberechnungen vor)  
Node · Knoten in Stromnetzmodell  
NS · Niederspannung

---

## O

ONS · Ortsnetzstation

---

## P

P · Wirkleistung (hier von elektrischer Energie), Formelzeichen der elektrischen Wirkleistung  
PDF · Portable Document Format (englisch; deutsch (trans)portables Dokumentenformat); ein plattformunabhängiges Dateiformat  
PM · Personenmonat(e)  
PMU · Phasor Measurement Unit (GPS-synchronisierte, hochfrequente Messung)  
PV · Photovoltaik

---

## Q

Q · Formelzeichen der elektrischen Blindleistung

---

## S

SGD · SGD:engl. stochastic gradient descend (dt. stochastische Gradientenverfahren)

SLP · Standardlastprofil

SSH · Steady State Hypothesis

State Estimation · State Estimation:engl., dt. Netzzustandsschätzung: ein Verfahren zur vollständigen Bestimmung aller elektrischer Größen in einem Stromnetz auf Grundlage von echten und Pseudomesswerten

SyM<sup>2</sup> · Synchronous Modular Meter (Strom-Lastgangzähler)

---

## U

UW · Umspannwerk (Transformation von Hochspannung auf Mittelspannung)

---

## V

V · Volt (SI-Einheit der elektrischen Spannung)

---

## X

XML · Extensible Markup Language (dt. Erweiterbare Auszeichnungssprache; zur Darstellung hierarchisch strukturierter Daten im Format einer Textdatei, die sowohl von Menschen als auch von Maschinen lesbar ist.)

## Zusammenfassung

Ziel des Projektes war die Entwicklung eines Deep-Learning Systems zur Berechnung der elektrischen Leistungen in ungemessenen Komponenten von Verteilnetzen. Dabei sollte das System sowohl mit sehr wenigen Messwerten auskommen als auch in der Praxis verprobt und somit die Praxistauglichkeit gezeigt werden. Ein solches System könnte als erste Digitalisierungskomponente in Verteilnetzen die Beobachtbarkeit auf Basis weniger Messstellen sicherstellen und damit als Basis für weitere Digitalisierungskomponenten eingesetzt werden.

Systeme dieser Art existieren zurzeit noch nicht. Daher war es wichtig vor der Erstellung des Systems geeignete Bewertungskriterien zu erstellen. In einem ersten Arbeitsschritt wurden in enger Abstimmung mit unserem Kooperationspartner Netze BW die Bewertungskriterien für die Qualitätsbewertung und Praxistauglichkeit des Systems erarbeitet. Die Ergebnisse konnten in zwei realen Verteilnetzgebieten validiert und somit auf ihre Praxistauglichkeit bewertet werden.

Entscheidend für die Leistungsfähigkeit von KI-Systemen ist die Auswahl und die Zusammensetzung der Trainingsdaten. Im zweiten Arbeitsschritt wurden daher Infrastrukturdaten der Netze, Messdaten aus den Netzen mit Zeitdaten (Tageszeit, Wochentag, Jahreszeit etc.) sowie mit weiteren bestimmenden Faktoren, wie insbesondere den Wetterdaten zu einem effektiven Trainingsdatenbestand vereint.

Die Eingangsdaten, aus denen im Betrieb die elektrischen Leistungen an nicht gemessenen Komponenten des Verteilnetzes bestimmt werden sollen, sind im Wesentlichen einige wenige elektrische Messwerte an ausgewählten Komponenten im Netz. Da diese Werte in der Realität fehlerbehaftet, zum Teil nicht verfügbar und zum Teil auch inkonsistent sind, war es unerlässlich diese Unzugänglichkeiten im Algorithmus zu bewerten und verarbeitbar zu machen.

Im Anschluss an diese Vorbereitungen wurden die KI-Algorithmen anhand der im ersten Schritt definierten Bewertungskriterien entwickelt und optimiert. Die Ergebnisse der Leistungsschätzung wurden mit realen Messwerten verglichen und Stärken und Schwächen des Systems konnten auf diese Weise analysiert werden.

Das entwickelte System erfüllt überwiegend die gewünschte Genauigkeit und ist damit in der Praxis einsetzbar. Die Leistung von Photovoltaikanlagen konnte im Zeitverlauf sehr gut bestimmt werden. Dies gilt nicht für Biogasanlagen und Laufwasserkraftwerke, deren Leistung daher gemessen werden muss. Der grundsätzliche zeitliche Leistungsverlauf von Energieverbrauchern wird auch mit der angestrebten Genauigkeit erreicht, einzelne unregelmäßig auftretende Lastspitzen können hingegen nur mit einer geringeren Genauigkeit berechnet werden.

In Summe ist das erstellte System in der Praxis einsetzbar und die angestrebten Umwelteffekte insbesondere bei der Reduktion von Abschaltungen von EE-Anlagen könnten damit in realen Verteilnetzen erreicht werden.

Kooperationspartner in diesem Projekt war das [#NETZlive](#)-Team der Netzinnovationen der Netze BW GmbH, Schelmenwasenstraße 15, 70567 Stuttgart. Als größtes Netzunternehmen für Strom, Gas und Wasser in Baden-Württemberg steht die Netze BW GmbH für eine sichere, zuverlässige, effiziente und kostengünstige Versorgung sowie kundennahen Netzservice.

Das Projekt wurde durch die [Deutsche Bundesstiftung Umwelt \(DBU\)](#) unter dem [Az. 37647/01](#) gefördert. Der Bericht ist auf unserer Webseite [www.gridhound.de](http://www.gridhound.de) verfügbar.

## Einleitung

### Ausgangssituation

#### Die Energiewende

Die Energiewende in Deutschland wird nicht nur im Übertragungsnetz, sondern vor allem in den über 800 regionalen Verteilnetzen stattfinden. Die zunehmend dezentrale Energieerzeugung, insbesondere durch erneuerbare Energiequellen und deren Einspeisung in das Stromnetz, stellt große Anforderungen an die Verteilnetze, hauptsächlich hinsichtlich der Überwachung des Netzzustands und der flexiblen Steuerung und Regelung des Netzbetriebes.

#### Stand der Technik

Ein zentrales Instrument zur Steuerung und Überwachung der Verteilnetze ist die Netzzustandschätzung zur Überwachung der Netzkapazität. Diese lässt sich heute nur mittels aufwändiger Messtechnik realisieren. Die damit einhergehenden Kosten sind für die Netzbetreiber nicht tragbar, daher findet eine Überwachung und Regelung der Verteilnetze heute nur in sehr geringem Umfang statt.

#### Gridhound

Die, als Spin-off der RWTH Aachen entstandene, gridhound GmbH hat es sich zur Aufgabe gemacht, die digitale Transformation in Stromverteilnetzen voranzubringen.

### Ziele des Projekts

Das völlig neuartige Produkt „Graice“ (Grid-Artificial-Intelligence-Computing-Engine) soll zukünftig, mit Hilfe eines KI-Systems, das Verhalten des Verteilnetzes erlernen und, auf Basis sehr weniger Messstellen, die elektrischen Kenngrößen an allen anderen Netzelementen berechnen. Damit soll die vollständige Beobachtbarkeit im Verteilnetz hergestellt werden. Dies ist für eine effiziente Umsetzung der Energiewende von größter Bedeutung. Bisher wurde das System Graice für die Spannungsschätzung entwickelt und wird derzeit in Forschungs-Verteilnetzen realitätsnah getestet. Im geplanten Projekt soll das System um die Berechnung der elektrischen Größen Stromstärke und Leistung erweitert werden.

Mit dem Projekt wird das Ziel verfolgt, die Funktionalität von Graice als Netzzustandsanalysetool für Mittelspannungsnetze herzustellen.

Erst durch die zusätzlichen Schätzgrößen Leistung und Stromstärke lassen sich alle Analyse- und Vorhersagefunktionen in der gewünschten Komplexität und Genauigkeit erreichen. Mit dem

System soll ein sichere, zuverlässige und effiziente Netzführung, durch Beobachtung des Netzes, zur Erkennung von

- Gefährdungen der Netzstabilität (z. B. Überbelastung durch PV-Peaks),
- Versorgungsausfällen (z. B. Leitungsunterbrechung),
- Optimierungspotentialen (z. B. höhere Auslastung),

ermöglicht werden.

Mithilfe des Optimierungspotentials von Graice sollen Einspeisemanagement-Maßnahmen um rund 30 % reduziert werden können.

Mit dem Begriff Einspeisemanagement, abgekürzt auch EinsMan genannt, ist die vom Netzbetreiber vorgenommene Abregelung der Einspeisung von Strom aus Erneuerbaren Energien sowie KWK- und Grubengasanlagen in das Stromnetz gemeint. Diese Zwangsabregelung der Einspeisung wird notwendig, wenn einzelne Abschnitte eines Verteil- oder Übertragungsnetzes überlastet sind und ein solcher Engpass die Versorgungssicherheit bedroht. Konkret bedeutet dies, dass z.B. Windkraftanlagen aus dem Wind gedreht oder Wechselrichter bei Solaranlagen ausgeschaltet werden. Die dabei abgeregelterte Energie wird als Ausfallarbeit bezeichnet. Durch die Reduzierung der Ausfallarbeit soll Graice einen bedeutenden Beitrag zur Senkung der CO<sub>2</sub>-Emissionen leisten können.

Ein weiteres wichtiges Ziel ist es, die Menge der erforderlichen Messtechnik zu minimieren, um ein möglichst kostengünstiges System am Markt anbieten zu können, sowohl im Hinblick auf die Anschaffungs- als auch die späteren Wartungskosten. Aus den bisherigen Erkenntnissen im Bereich der Netzspannung wird das System mit nur rund einem Sechstel der Messstellen, im Vergleich zu herkömmlichen Ansätzen, auskommen. Die angestrebte Schätzfehlertoleranz wird mit Netzbetreibern abgestimmt und soll im Endergebnis für alle Schätzwerte eingehalten werden, worin auch gleichzeitig die größte technische Herausforderung besteht.

### Umweltrelevanz

Die Umstellung auf erneuerbare Energieträger wie Windkraft und Photovoltaik stellt Netzbetreiber vor große Herausforderungen. Die Verteilnetze sind nicht in der Lage, die volatile Einspeisung von Energie zu bewältigen, da sie aus Sicherheitsgründen EE-Erzeuger abschalten müssen, denn die Auslastung des Netzes ist schwierig zu erfassen und eine umfassende Investition in teure Messtechnik ist für die Netzbetreiber unwirtschaftlich. Dies führt zu einem enormen Verlust an EE-Potenzial.

Durch die oben beschriebenen Einspeisemanagementtätigkeiten (EinsMan) konnten im Jahr 2019 in den Mittelspannungsnetzen rund 715 GWh Energie aus EE-Erzeugern nicht eingespeist werden, was einem CO<sub>2</sub>eq Wert von rund 460.000 t entspricht. Wie nach der oben beschriebenen Annahme von Gridhound lässt sich durch den Einsatz von Graice die Ausfallarbeit um ca. 30 %

reduzieren, was bedeutet, dass entsprechend mehr Energie aus EE-Erzeugern in das Netz eingespeist werden kann.

Entsprechend lassen sich mit Graice im Jahr rund 1,65 kg CO<sub>2</sub>eq pro Einwohner/Verbraucher einsparen. Basierend auf den Berechnungen im Antrag auf Basis eines realen Szenarios ergibt sich ein realistisches Einsparpotential durch den Einsatz von Graice von rund 9.000 t CO<sub>2</sub>eq pro Jahr.

## Aufgabenstellung

Folgende Arbeitspakete werden in diesem Projekt bearbeitet:

### AP 1 Analyse der Schätzergebnisse – Zeitrahmen: 13 Monate (7 PM) Definition von KPIs sowie Vergleich von Schätzungen mit Messungen

Die Aufgaben in diesem Arbeitspaket sind die Auswahl von geeigneten KPIs (Key-Performance-Indicators) zur Bewertung der Zustandsschätzung und zur Bewertung der Optimierungspotentiale. Neben den KPIs müssen auch die Zielgrößen definiert werden. Um die KPIs und Zielgrößen zu bewerten, werden die Messdaten aufgenommen und abgespeichert. Basierend auf den vorherigen Schritten wird ein Vergleich der Schätzung anhand realer Messdaten in den Feldtestgebieten bzgl. AP2-4 durchgeführt. Die Zustandsschätzergebnisse werden für die Anwender plausibilisiert (z. B. bzgl. physikalischer Zusammenhänge).

### AP 2 Optimierung der Trainingsdaten – Zeitrahmen: 5 Monate (8 PM) Verbesserung der Netzdaten und Leistungsprofile sowie Hinzunahme von Zeit und Wetter

Im ersten Schritt werden hier die Netzmodelle (Mittelspannung) sowie die Ersatznetze in der Niederspannung aufbereitet und angepasst. Dabei wird vor Allem auf die passende Modellierung (nach CGMES-Standard) geachtet. Im nächsten Schritt erfolgt die Optimierung der Erzeugung von Leistungsprofilen für die Lastflussrechnung. Dazu werden auch Referenzanlagen für EEG-Erzeugung untersucht. Zur weiteren Annäherung an die Realität wird nun auf ein zeitabhängiges Training mit Messdaten / Pseudoprofilen (1 PM) umgestellt. Dazu werden Wetterdaten aus einem Drittsystem sowie die Tages-/Jahreszeiten mitberücksichtigt.

### AP 3 Optimierung der Eingangsdaten (Messdaten) – Zeitrahmen: 5 Monate (9 PM) Berücksichtigung von Messfehlern, Untersuchung der optimalen Messstellenplatzierung, Umrechnung von Messwerten

Hier ist der erste Schritt die Umrechnung der Messwerte und die Berücksichtigung der Messkette sowie der Messfehler. Dann werden die optimalen Messstellenplatzierungen und die optimalen Messgrößen identifiziert. Weitere Messstellen wie z.B. große Erzeugungsanlagen müssen ggf. hinzugenommen. Es ist geplant Pseudomesswerte aus installierten Leistungen von Last und Erzeugung zu generieren.

### AP 4 Optimierung des Algorithmus – Zeitrahmen: 11 Monate (15 PM) Berücksichtigung elektrotechnischer Zusammenhänge, Abschätzung von Strom und Leistung, Verbesserung der Schätzqualität

Für eine erhöhte Genauigkeit sollen Schaltzustände sowie elektrotechnische Zusammenhänge berücksichtigt werden. Die größte Aufgabe ist die Berechnung aller Größen als Ergebnis der State Estimation in ausreichender Genauigkeit (KPIs).

Dazu gehören die Konzeptentwicklung, die Implementation und der Test einzelner Schlüsselanteile, die Implementation der restlichen Anteile sowie die Integration und der Test.

## AP 5 Marktbeobachtung – Zeitrahmen: 13 Monate (1 PM)

Fortlaufende Beobachtung ähnlicher Projekte und Berücksichtigung der Ergebnisse

In dieser Aufgabe werden ähnliche Projekte fortlaufend beobachtet und deren Ergebnisse berücksichtigt.

### Durchführung

Das Projekt wurde in enger und konstruktiver Zusammenarbeit mit Netze BW, einem Flächenverteilnetzbetreiber in Baden-Württemberg, durchgeführt. Es fanden neben diversen Workshops, u. A. vor Ort, regelmäßig virtuelle Meetings, in 1–3-wöchigem Abstand, zum Austausch und zur Abstimmung statt, bei denen die anstehenden Aufgaben abgestimmt und die erreichten Ergebnisse besprochen wurden. Von Netze BW haben wir Netz-, Mess- und Stammdaten für zwei reale Netzgebiete erhalten, die im Verlaufe des Projekts analysiert und verarbeitet wurden.

## Hauptteil

### Arbeitsschritte, Methoden und Ergebnisse

#### AP 1 Analyse der Schätzergebnisse – Zeitrahmen: 13 Monate (7 PM)

Definition von KPIs sowie Vergleich von Schätzungen mit Messungen

##### 1.1 Auswahl von geeigneten KPI (Key-Performance-Indikator) zur Bewertung der Zustandsschätzung und zur Bewertung der Optimierungspotentiale (1 PM)

Bei der Bewertung der Zustandsschätzung geht es um die Bewertung des Schätzfehlers im Ergebnis. Der Vergleich wird zwischen den Werten im Schätzergebnis und den Werten in den Messungen gezogen. Interessant sind hierbei vor Allem die Größen Spannungsbetrag an Netzknoten sowie Strombetrag, Wirk-, Blind-, und Scheinleistung an Leitungen und Transformatoren. In diversen Workshops und Iterationen bzgl. der Bewertung haben wir die Vor- und Nachteile verschiedener Möglichkeiten und Ansätze diskutiert. Dabei haben wir uns auch die vorhandene Literatur wie Fachbücher und wissenschaftlichen Veröffentlichungen angeschaut.

Wir haben uns mit dem assoziierten Partner Netze BW auf folgende Größen und Berechnungsformeln als KPIs geeinigt:

Für Leitungen und Transformatoren wird die Auslastung auf Basis des Strombetrags alternativ auf Basis der Leistung berechnet:

$$\text{Auslastung in \%:} \quad \text{Load}_{equip_t} = \frac{|meas_t|}{rated} \times 100$$

Für Netzknoten, Leitungen und Transformatoren ist neben dem absoluten Fehler auch der relative Fehler bei der Bewertung hilfreich. Er wird wie folgt für alle Größen berechnet:

$$\text{relativer Fehler in \% bzgl. Messwert:} \quad Err_{rel, meas_i} = \frac{est_t - meas_t}{|meas_t|} \times 100$$

$$\text{relativer Fehler in \% bzgl. Nennwert:} \quad Err_{rel, rated_i} = \frac{est_t - meas_t}{rated} \times 100$$

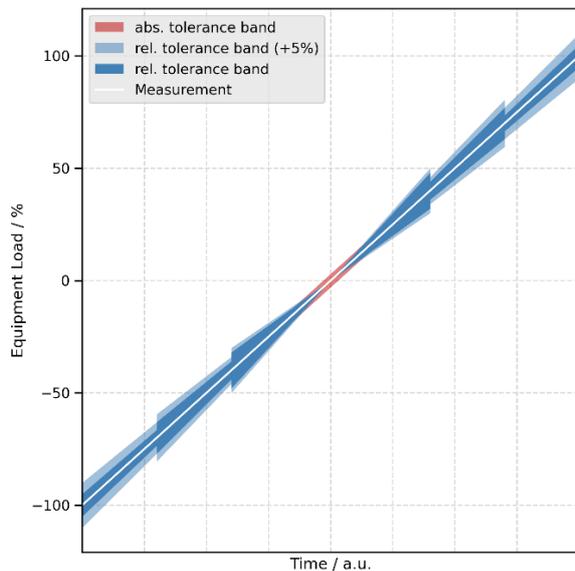
Die Formelzeichen sind wie folgt definiert:

$meas_t$  zeitbezogener Messwert (z.B. aktueller Messwert)

$rated$  pos. Nennwert/Referenzwert/Nominalwert (z.B. Nennleistung des Trafos, Nennstrom der Leitung, Nominale Spannung des Knotens)

$est_t$  zeitbezogener abgeschätzter Wert

Zur Darstellung der KPIs haben wir einen KPI-Report im PDF-Format entworfen, der automatisch nach jedem Durchlauf erzeugt wird. Zur Orientierung beginnt der KPI-Report mit der schematischen Darstellung des verwendeten Netzmodells mit der Markierung der als Eingang verwendeten Messstellen. Danach folgt dann die Übersicht über die KPIs der drei Größen Spannung, Strom und Leistung (aufgeteilt nach, Schein-, Wirk- und Blindleistung). Die Übersichten folgen alle dem gleichen Schema: Zuerst wird eine Liste mit den KPIs über alle Daten, sowie für die beste und schlechteste Station dargestellt. Für die vier unterschiedlich eingefärbten Auslastungsbereiche werden jeweils der minimale, der maximale und der durchschnittliche Fehler ausgegeben sowie die Anzahl der Werte, die für den Vergleich herangezogen wurden. Als nächstes erfolgt die Ausgabe des relativen Fehlers in % über den gesamten Zeitraum. Dabei werden die einzelnen Fehlerwerte nach Auslastungsbereich eingefärbt. Die drei Auslastungsbereich über 3% werden außerdem noch als Histogramm dargestellt, um die Fehlerverteilung zu überblicken. Bevor eine Liste aller Stationen im gleichen Format wie die Liste oben die Übersicht abschließt, werden die relativen Fehler der einzelnen Ortsnetzstationen auch nochmal prozentual als Boxplot dargestellt, so dass man schnell erkennen kann, welche Stationen besonders gut oder besonders schlecht ausfallen.



$0 < X < 40\% \rightarrow f_y \leq 20\% (+5\%)$

$40\% \leq X < 70\% \rightarrow f_y \leq 10\% (+5\%)$

$X \geq 70\% \rightarrow f_y \leq 5\% (+5\%)$

**X: Auslastung in Bezug auf Nennwert**  
**f<sub>y</sub>: relativer Fehler in Bezug auf Momentanwert**

Abbildung 1: Zielkorridor für Leistungsschätzungen. Der erlaubte Fehler ist definiert in % bezogen auf den Messwert, jedoch mit einer Beschränkung nach unten. Solange der Fehler kleiner als 3% der Bemessungsleistung ist, ist die Schätzung innerhalb der tolerierten Abweichung.

### 1.2 Zielgrößen definieren (1 PM)

Neben den Größen und Formeln der KPIs haben wir für den Vergleich auch Zielgrößen bzw. Grenzwerte festgelegt. Diese Grenzwerte definieren welche Fehlerwert im Vergleich von Schätzwert und Messwert nicht überschritten werden soll. Nach einigen Workshops mit Netze BW sowie Gesprächen von Netze BW intern mit den Verantwortlichen in der Netzführung hat sich ergeben, dass für unterschiedliche Auslastungen unterschiedliche Grenzwerte zugelassen werden können.

Messgrößen werden in elektrischen Netzen über Wandler aufgenommen, die die Spannungen und Stromstärken auf niedrigere Werte heruntertransformieren, um sie dann von den Messgeräten aufzunehmen (sogenannte Messkette). Wandler für Messtechnik sind in bestimmte Genauigkeitsklassen unterteilt. Für Werte unterhalb weniger Prozent der Nennwerte des Stromwandlers (1-5%) sind keine Grenzwerte mehr definiert. Daher sind in diesem Bereich die Werte mit höheren Fehlern beaufschlagt und die Ergebnisse der Messung sind ungenauer. Im höheren Auslastungsbereich sind dann relative Fehler von z.B. 0,5% (für Wandler der Klasse 05) zu erreichen.

Die typische Auslastung liegt aktuell bei <40%. Die Auslastung wird für die Netzfürer ab 70% interessant, weil man sich hier langsam der 100% Grenze nähert. Entsprechend haben wir für den Strombetrag sowie Wirk-, Blind-, und Scheinleistung die folgenden Grenzwerte definiert:

Auslastungsbereich	Grenzwert
$Load_{equip_t} \leq 3\%$	$Err_{rel, rated} \leq 3\%$
$3\% < Load_{equip_t} \leq 40\%$	$Err_{rel, meas_t} \leq 20\%$
$40\% < Load_{equip_t} \leq 70\%$	$Err_{rel, meas_t} \leq 10\%$
$70\% < Load_{equip_t}$	$Err_{rel, meas_t} \leq 5\%$

Zu beachten ist hier, dass sich der Grenzwert für den Auslastungsbereich  $\leq 3\%$  auf den Nennwert bezieht und nicht auf den Messwert, wie bei den Grenzwerten in den anderen Auslastungsbereichen. Damit kann die Ungenauigkeit bei niedriger Auslastung abgefangen werden.

Für den Fehler im Spannungsbetrag wurden folgende Grenzwerte definiert:

Fehlerbereich	Grenzwert
$Err_{rel, meas_t} \leq 1\%$	$count \geq 90,0\%$
$Err_{rel, meas_t} \leq 5\%$	$count \geq 99,7\%$

*count*: Anzahl der Wert, die in den Bereich fallen

Da der Bezug zu einer Auslastung beim Spannungsbetrag keinen Sinn ergibt, haben wir hier definiert, dass ein gewisser Prozentsatz der Ergebnisse unterhalb der definierten Fehlergrenze liegen soll, z. B. 90% oder mehr sollen einen Fehler von 1% nicht überschreiten. Da die Messtechnik typischerweise einen Fehler von bis zu 1% erzeugt, wollen wir mit den meisten Spannungsergebnissen eine ähnliche Güte erreichen. Jenseits von 5% Fehler sind die Schätzergebnisse für die Spannung nicht mehr zu gebrauchen, da dieser Wert als maximale Betriebsabweichung in der Planung als Grundlage dient.

### 1.3 Messdatenaufnahme und -speicherung (1 PM)

In den beiden Feldtestgebieten gibt es verschiedene Messgeräte, an verschiedenen Messstellen, die verschiedene Größen messen.

So besteht zum Beispiel eine Messung am Umspannwerk (Transformation Hochspannung zu Mittelspannung), die ursprünglich für Schutzzwecke verbaut wurde. Hier wird an der Sammelschiene der Mittelspannung der Spannungsbetrag für jeden Abgang gemessen. Da die Sammelschiene im Netzmodell nur ein Element darstellt, kann nur eine der mehreren Spannungsmessungen zugeordnet werden. An jedem Abgang wird zusätzlich die Wirk- und Blindleistung gemessen, die den abgehenden Leitungsanschlüssen im Netzmodell zugeordnet wird. Die Mittelspannungsmessungen werden dreiphasig gemessen aber nur einphasig an die Netzleitstelle übertragen, da von einer zu vernachlässigenden Ungleichbelastung ausgegangen wird.

In mehreren Ortsnetzstationen (Transformation von Mittel- auf Niederspannung) gibt es Messungen an der Sammelschiene der Niederspannung. Da die Ungleichbelastung auf der Niederspannungsseite vom Netzbetreiber höher eingeschätzt wird, wird hier sowohl der Spannungsbetrag als auch die Leistung dreiphasig gemessen. Innerhalb des Netzes gibt es zusätzlich an vereinzelt Knoten Messungen von Spannung und Leistung (an den Abgängen). Im zweiten



Abbildung 2: PMU-Messung in Ortsnetzstation



Abbildung 3: Abgang in Ortsnetzstation mit Strom- und Spannungswandlern

Feldtestgebiet gibt es weiterhin mehrere [PMUs \(Phasor Measurement Units\)](#). Diese Geräte messen GPS-zeitsynchronisiert und in hoher Frequenz sowohl den Strom- und Spannungsbetrag als auch den Winkel.

Die einfachen Messungen (nicht PMU) werden bereits im Messgerät zu einem einsekündigen Mittelwert zusammengefasst und in minütlicher Auflösung mit einem Zeitstempel versehen und in Echtzeit an die Messdatenbank der Netze BW geschickt. Von dort konnten wir die Zeitreihen der Messungen über eine [GraphQL-REST](#)-Schnittstelle über einen gesicherten Internetkanal abfragen. Die PMU-Messungen haben wir als [CSV](#)-Datei (Comma separated values) mit Sekundenwerten erhalten.

Auf unserer Seite haben wir alle Messdaten zeitnah abgerufen, und vereinheitlicht im freien Open-Source-Datenspeicher-Format [Apache Parquet](#), platzsparend komprimiert, mit effizientem Zugriff abgelegt. Die Kennzeichnung der Messwerte für eine eindeutige Zuordnung zum Netzmodell war dabei ein wichtiger Aspekt.

Für den Live-Test haben wir für die Messdaten eine Anbindung an die bei Netze BW verwendete Datenstromplattform implementiert. Über diese Schnittstelle haben wir Messwerte im [JSON](#)-Format erhalten und die Zustandsergebnisse im gleichen Format zurückgespielt.

#### 1.4 Vergleich der Schätzung anhand realer Messdaten in Feldtestgebieten bzgl. AP2-4 (3 PM)

In diesem Kapitel wird das Ergebnis der Netzzustandsschätzung anhand von realen Messungen im Netz validiert. Die Netzzustandsschätzung benötigt als Eingangsdaten das Netzmodell, Messungen und Stammdaten.

In der Untersuchung wurde das Netzgebiet 2a analysiert. Die Topologie des Netzes ist in Abbildung 4 dargestellt. Die Raute (ganz oben) repräsentiert das Umspannwerk. Die Dreiecke sind Stationen, welche Lasten und Erzeuger besitzen. Kreise sind Hilfsknoten ohne Lasten und Erzeuger. Gerade Linien entsprechen Leitungen und wellige Linien repräsentieren Transformatoren.

Zusätzlich zum Netzmodell werden reale Messungen für einzelne Stationen benötigt. Die Messungen, die als Eingangsdaten in die Netzzustandsschätzung eingehen, sind in der Abbildung orange markiert. Es gibt eine Spannungsmessung am Umspannwerk (orangene Raute) und eine Wirk- und Blindleistungsmessung am Abgang des Umspannwerks (orangene, gerade Linie). An den 10 Stationen mit Messungen (orangene Dreiecke) wird jeweils die Spannung, Wirk- und Blindleistung gemessen.

Für alle Stationen ohne Messungen (graue Dreiecke) werden sogenannte Stammdaten benötigt. Diese enthalten Informationen zu den Lasten und Erzeugern an der Station, wie z. B. die installierte Leistung an PV-Anlagen. Von den insgesamt 39 Stationen im Netz werden Messungen von 10 Stationen als Eingangsdaten benutzt. Im Netzgebiet befinden sich noch weitere Stationsmessungen, diese werden zur Validierung der Ergebnisse der Netzzustandsschätzung benutzt.

Im Folgenden werden die Ergebnisse der Netzzustandsschätzung mit den Messungen der Stationen verglichen.

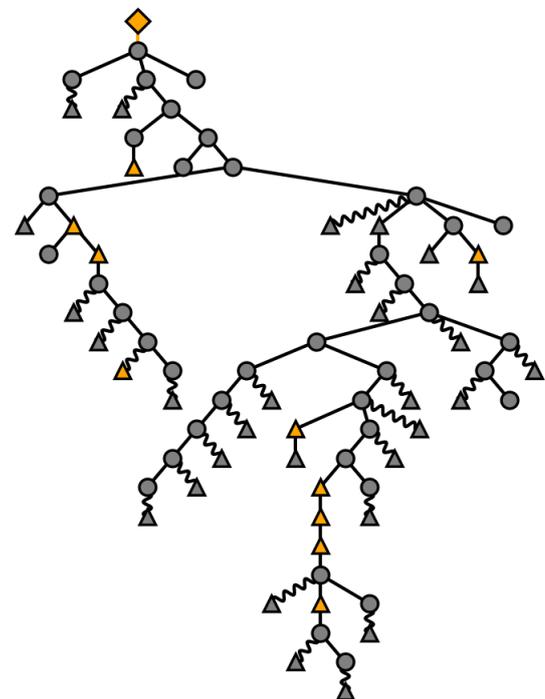


Abbildung 4: Topologie des Netzgebiets 2a mit farblicher Markierung der Messungen, die als Eingangsdaten benutzt werden

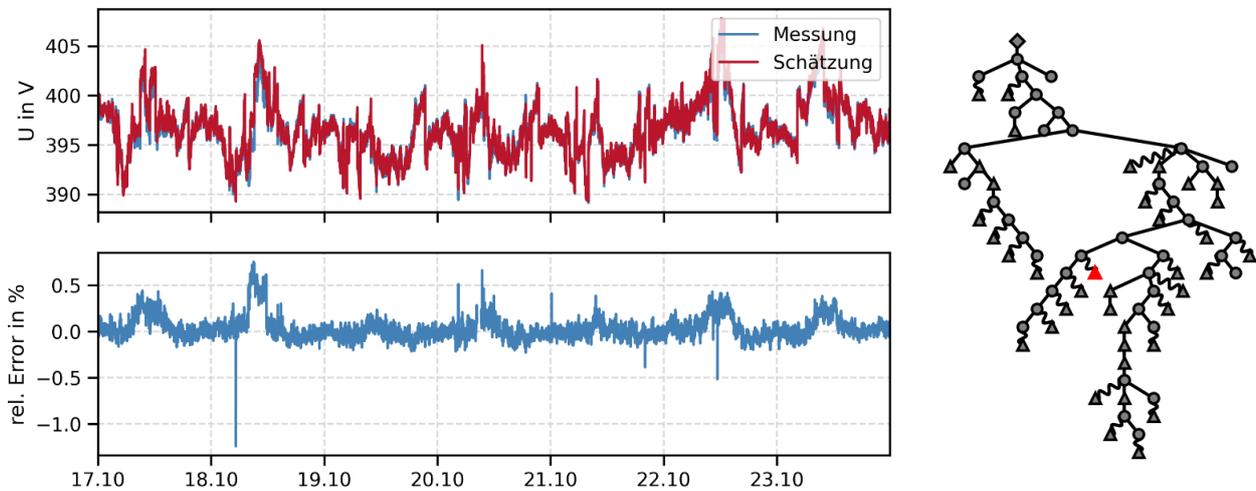


Abbildung 5: Spannungsschätzung der Station 017. Oben links: Vergleich zwischen Schätzung und Messung der Spannung. Unten links: relativer Fehler der Schätzung bezogen auf die Messung. Rechts: Standort der Station im Netzmodell

In Abbildung 5 wird die Schätzung der Spannung für die Station 017 mit der dazugehörigen Messung verglichen. Rechts in der Abbildung ist die Topologie des Netzes abgebildet. Rot markiert ist die betrachtete Station 017. Im Diagramm oben links sieht man den Verlauf der Spannungsschätzung und der gemessenen Spannung über eine Woche im Oktober. Die Schätzung weicht kaum von der Messung ab, weshalb sie sich im Diagramm häufig überlagern. Im Diagramm unten links ist der relative Fehler der Spannungsschätzung zur Messung dargestellt. Der Betrag des relativen Fehlers liegt meistens unter 0,5%. Die Spannungsschätzungen der anderen Stationen sind vergleichbar. Es zeigt sich demzufolge, dass mit Hilfe der Netzzustandsschätzung Spannungen mit einer hohen Genauigkeit abgeschätzt werden können.

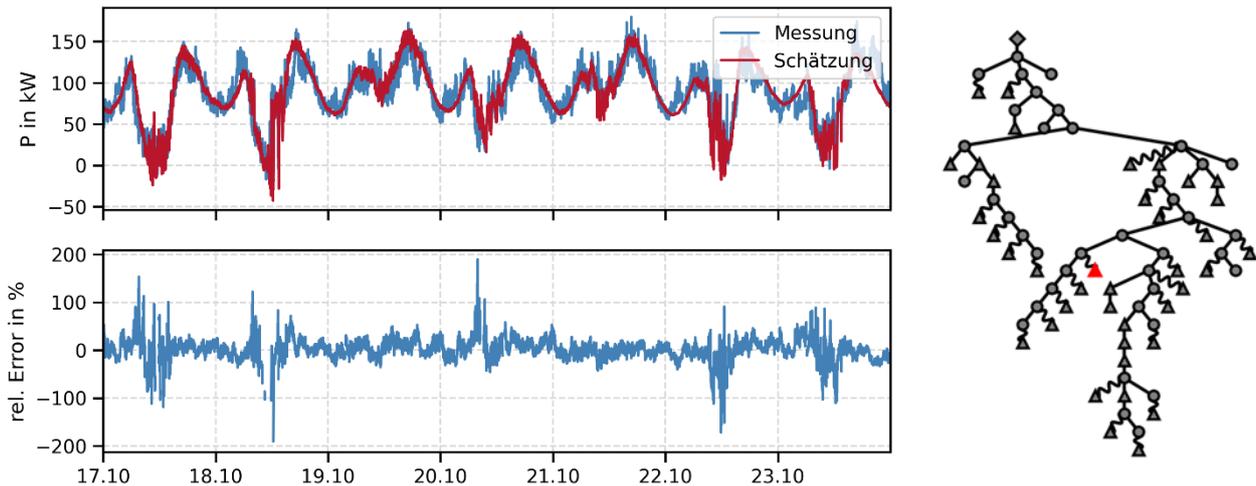


Abbildung 6: Wirkleistungsschätzung der Station 017. Oben links: Vergleich zwischen Schätzung und Messung der Wirkleistung. Unten links: relativer Fehler der Schätzung bezogen auf die Messung. Rechts: Standort der Station im Netzmodell

Abbildung 6 ist analog zur vorherigen Abbildung für die Wirkleistung der Station 017. Im Diagramm oben links ist der Verlauf der Wirkleistung über eine Woche im Oktober dargestellt. Die Schätzung

ist in derselben Größenordnung wie die Messung. Der Verlauf der Messung ist durch die Schätzung gut getroffen. Allerdings schwankt die Messung stärker, wohingegen die Schätzung eher den Mittelwert der Messung trifft. Im Diagramm unten links ist der relative Fehler der Wirkleistungsschätzung relativ zur Messung abgebildet. Bei der Berechnung wurden Werte im Auslastungsbereich unter 3% herausgefiltert, da bei sehr kleinen Werten eine geringe Abweichung von wenigen kW einen großen relativen Fehler hervorrufen kann. Der relative Fehler liegt meistens unter 25%. Bei kleinen Auslastungen und großen Leistungssprüngen geht der relative Fehler auf bis zu 200%.

In Abbildung 7 wird die Wirkleistung für die Station 014 dargestellt. Rechts in der Abbildung ist in Rot die betrachtete Station in der Topologie des Netzes markiert. Oben links ist wieder der Vergleich der Schätzung und der Messung der Wirkleistung abgebildet. Die Schätzung stimmt mit der Messung in den Mittagsspitzen der Erzeugung sehr gut überein. Zudem wird die Last in der Regel gut getroffen, lediglich an manchen Tagen gibt es gegen Abend Lastspitzen, die nicht abgeschätzt wurden. Dies könnten gesteuerte Lasten sein, welche nur mit zusätzlichen Informationen, wie Fahrplänen, prognostiziert werden können. Der relative Fehler an dieser Station ist höher als an der Vorherigen. Insbesondere in den Mittagsspitzen der Erzeugung, da die PV-Erzeugung stark volatil ist.

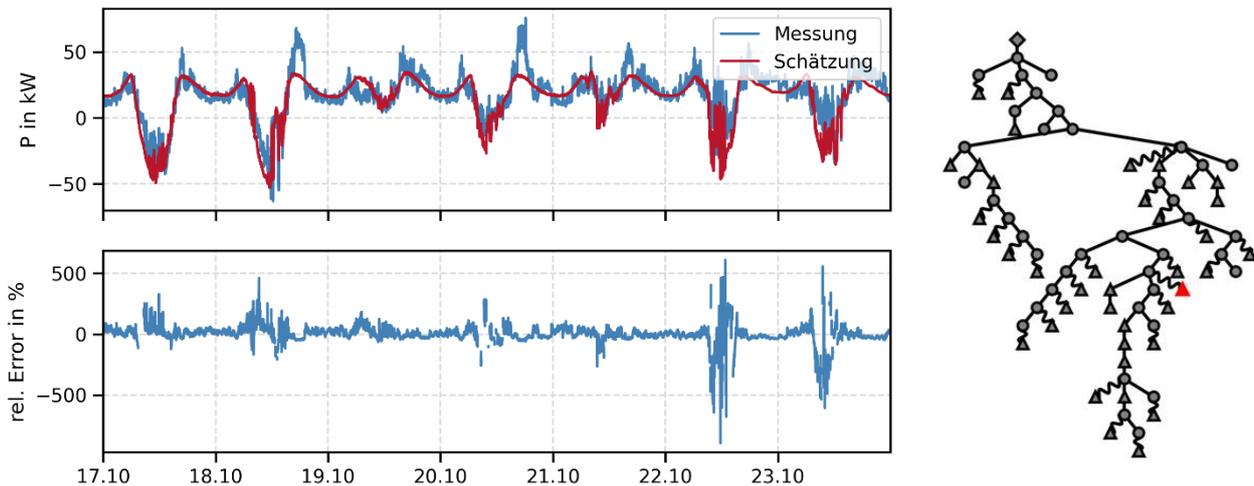


Abbildung 7: Wirkleistungsschätzung der Station 014. Oben links: Vergleich zwischen Schätzung und Messung der Wirkleistung. Unten links: relativer Fehler der Schätzung bezogen auf die Messung. Rechts: Standort der Station im Netzmodell

In Abbildung 8 ist eine Übersicht des relativen Fehlers der Wirkleistungsschätzung über alle Stationen dargestellt. Der relative Fehler ist hierbei als Boxplot abgebildet. Der untere und obere Whisker stellt jeweils das 5. und 95. Perzentil dar. Die Box ergibt sich aus dem unteren Quartil, dem Median und dem oberen Quartil. Die zwei Stationen, die oben genauer betrachtet wurden, sind in der Abbildung grün hinterlegt. Die Station 014 wurde im Vergleich mit den anderen Stationen eher schlecht abgeschätzt, wohingegen die Station 017 gut abgeschätzt wurde.

Wie zu erkennen ist, liegt der relative Fehler meistens unterhalb von 50%. Die Station 006 hat den größten relativen Fehler mit Werten über 100%. Für die Stationen 006 und 108 befinden sich noch zusätzliche Abbildungen im Anhang (Abbildung 37, Abbildung 38).

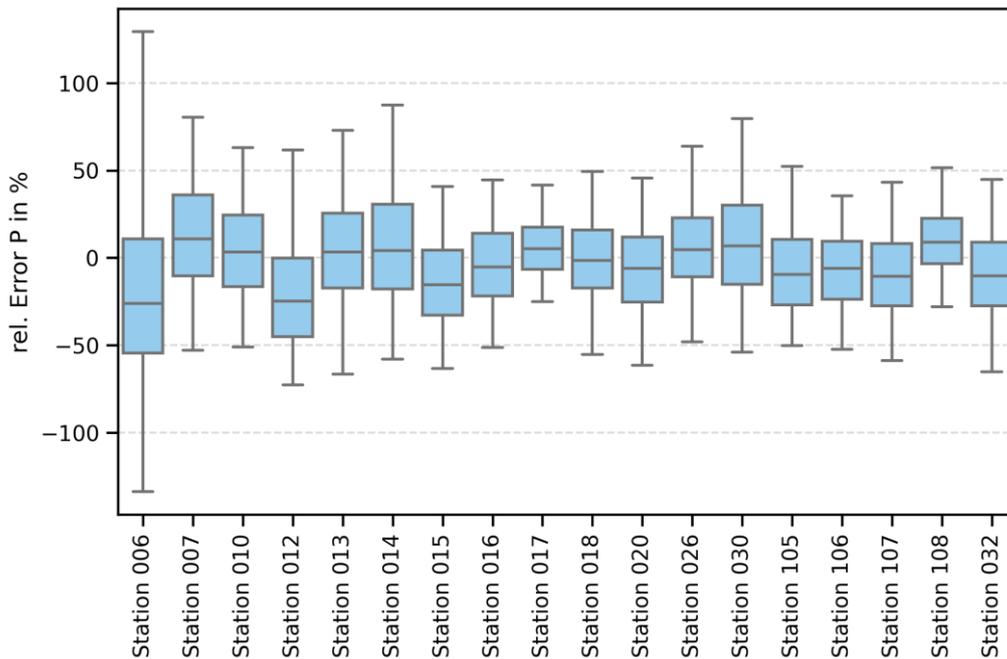


Abbildung 8: Relativer Fehler der Wirkleistungsschätzung bezogen auf die Messung für alle Stationen. Der Boxplot beschreibt verschiedene Perzentile. Der untere und obere Whisker repräsentiert das 5. und 95. Perzentil. Die Box wird durch das 25., 50. und 75. Perzentil bestimmt.

Die Netzzustandsschätzung benötigt nur wenige Messungen (10 von 39 Stationen) um Schätzungen mit einer hohen Qualität zu generieren. Die Spannungsschätzungen sind nahezu identisch mit den Messungen. Der Betrag des relativen Fehlers der Spannungsschätzungen liegt größtenteils unter 0,5%. Die Wirkleistungsschätzung liegt in den meisten Fällen unter 25% Fehler. Die Wirkleistungsschätzung trifft den grundsätzlichen Verlauf sehr gut, insbesondere die Erzeugungsspitzen der PV-Anlagen und die Grundlast. Allerdings werden Lastsprünge nicht gut abgeschätzt, da diese besonders schwer zu prognostizieren sind. Der relative Fehler der Schätzung ist teilweise über 50%. Dies wird meist durch sehr volatile Erzeugungssituationen hervorgerufen, bei der die Schätzung eher dem Mittelwert entspricht.

### 1.5 Plausibilisierung der Zustandsschätzung für den Anwender (z.B. physikalische Zusammenhänge) (1 PM)

Die Ergebnisse der Netzzustandsermittlung finden Anwendung in netztechnischen Bereichen der Netzplanung und Netzbetrieb. Im Planungsbereich, wo Netzberechnungen durchgeführt werden, helfen realitätsnahe Szenarien der Netzbelastung – insbesondere die Leistungsflüsse an den Ortsnetzstationen - aus den ermittelten Netzzuständen, die Ausbauplanung zukünftiger Verteilnetze zu unterstützen. Ebenfalls dienen die Ergebnisse als Input zur Optimierung der Leistungsflüsse, z.B. durch Trennstellenänderung, welche in Netzberechnungsstudien im Voraus analysiert werden. Im Netzbetrieb ist insbesondere die Überwachung der aktuellen oder kurzfristigen prognostizierten Auslastung der Netzbetriebsmittel (Leitungen, Kabel, Transformatoren) relevant, um Überlastungen dieser zu vermeiden. Ebenso ist die Einhaltung des Spannungsbandes zu berücksichtigen, welches in engen Grenzen von wenigen Prozent der Nennspannungswerte liegt. Vor diesem Hintergrund sind die Ergebnisse der Netzzustandsermittlung immer auch für den Anwender auf Plausibilität zu bewerten. Hierbei sind für den Netztechniker die elektrotechnischen Zusammenhänge zu nennen:

- Leistungssummen
  - an Netzknoten
- Korrelationen zwischen elektrotechnischen Größen
  - Leistungsfluss und Stromstärke
  - Leistungsfluss und Spannungsfälle
- Realistische Betriebsbereiche
  - Spannungen
  - Stromstärken

Die Details dieser aufgezählten elektrotechnischen Plausibilitätskriterien werden in Abschnitt 4.2 beschrieben.

## AP 2 Optimierung der Trainingsdaten – Zeitrahmen: 5 Monate (8 PM)

Verbesserung der Netzdaten und Leistungsprofile sowie Hinzunahme von Zeit und Wetter

### 2.1 Netzmodelle Mittelspannung (1 PM)

Der Fokus in diesem Projekt liegt auf der Zustandsschätzung in der Mittelspannung. Dazu benötigen wir den Netzbereich der Mittelspannung, der dem Zielgebiet zugrunde liegt, um die passenden Trainingsdaten für die KI über eine Lastflussberechnung zu generieren. In diesem Arbeitsschritt haben wir den Bedarf an Parametern der Netzelemente mit Netze BW abgestimmt.

Die von Netze BW erhaltenen Netzmodelle kamen aus deren Netzleitsystem und wurden aus dem zusammenhängenden Gesamtnetz ausgeschnitten. Die Analyse der Netzmodelle haben wir mit unserem CIM Grid Model Viewer sowie im Texteditor durchgeführt, da die Netzmodelle im standardisierten CIM/CGMES-XML-Format menschenlesbar gespeichert sind.

Da nur wenig Messtechnik oder Transformatoren der Ortsnetzstationen im Leitsystem modelliert wurden, mangels Bedarfs (z. B. wird die Messtechnik bisher nur für Abrechnungszwecke verwendet), mussten diese Elemente hinzugefügt werden. Dies haben wir in diesem Arbeitsschritt gemacht. Die Informationen zu Messtechnik und Transformatoren kamen dabei aus anderen Systemen und wurden in Exceltabellen und JSON (JavaScript Object Notation) -Dateien zur Verfügung gestellt. Updates im Leitsystem haben immer wieder zu Veränderungen in den Netzexporten geführt, so dass es notwendig wurde ein Tool zur Bewertung und ggf. Korrektur der Netzmodelle zu entwickeln. Dies haben wir allerdings dann außerhalb des Projekts durchgeführt.

Um die Performance bei der Verarbeitung der Netzmodelle zu erhöhen, haben wir die Netzmodelle vereinfacht. Dabei wurden Elemente wie Knoten entfernt und die durch den Knoten verbundenen zwei Leitungen aggregiert. Damit blieb der Lastfluss erhalten.

Eine Unstimmigkeit ist uns bei den Lastflussberechnungen aufgefallen. An manchen Ortsnetzstationen passte die Spannung auf der Niederspannungsseite nicht. Nach genauer Prüfung gegen Messungen stellte sich heraus, dass die Stufenstellung des Transformators im Netzmodell bzw. in den Stammdaten nicht korrekt eingegeben worden ist. Dies konnten wir durch eine automatisierte Prüfung und Korrektur beheben. Als Ergebnis erhielten wir ein geprüftes und gültiges Netzmodell, welches fehlerfrei durch die Lastflussberechnung lief und brauchbare Trainingsdaten für die KI lieferte.

Im Projekt wurden zwei Feldtestgebiete im Netzgebiet der Netze BW in Baden-Württemberg betrachtet und entsprechend zwei Netzmodelle aufbereitet. In den Netzgebieten sind 1,8 MW Wind, 63 MW PV, 1,2 MW Wasserkraft, 6 MW Biomasse, 1,5 MW Biogas, >100MW Gewerbe, 140 MW Wohnungen installiert.

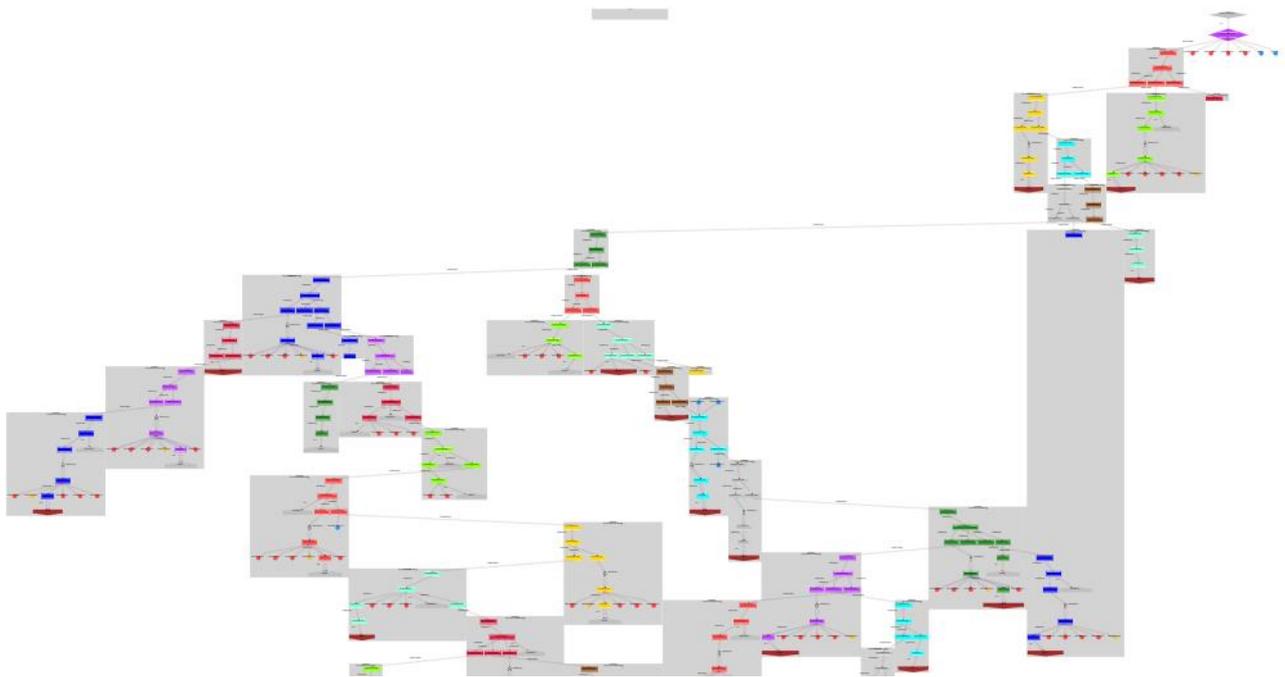


Abbildung 9: Ausschnitt Netzmodell Mittelspannung in der Gridhound Netzmodell-Darstellung für das CIM/CGMES-Format

Eines der Netzmodelle ist ausschnittsweise in Abbildung 9 zu sehen. Jeder graue Kasten in der Abbildung definiert eine Ortsnetzstation, während die bunten Kästchen Netzknoten sowie Erzeuger und Verbraucher darstellen. Die bunten Kreise repräsentieren Messtechnik

## 2.2 Niederspannung Ersatznetze (1 PM)

Leistungsflussberechnungen und Zustandsermittlung basieren auf einem rechenfähigen Netzmodell. Das CIM-Netzmodell der MS wurde in Abschnitt 2.1 beschrieben. Als dem MS-Netz unterlagertes Netz ist das Niederspannungsnetz (NS) zu sehen, welches technisch gesehen eine Station (Ortsnetzstation ONS) darstellt. Typischerweise endet die netztechnische Modellierung des MS-Netzes an der mittelspannungsseitigen Sammelschiene der jeweiligen ONS. Die aggregierten Lasten und Erzeuger der jeweiligen Station werden als ein Last- und ein Erzeugungsobjekt dargestellt. Die Lasten sind hier als Nennleistungswerte, die Erzeuger als installierte Leistungen im Modell hinterlegt. Eine Trennung nach Typen, wie Haushalt, Gewerbe oder auch verschiedenartige dezentrale Erzeuger ist nicht vorhanden, da es sich um Aggregate handelt. Beide Objekte stellen dann die aggregierte Leistung des Netzknotens – auch Knotenleistung genannt – dar. Hierbei erhält die Last ein positives Vorzeichen der Wirkleistung  $P$ , die Erzeugung ein negatives  $P$ . Diese Modellierungsweise ist ein statisches Verfahren, welches nur einen Zustand – den Nennzustand – kennt. In der Netzplanung werden darauf aufbauend weitere statische Szenarien gerechnet: Starklastfall (ohne Erzeugung), oder Schwachlastfall (mit minimaler Last und maximaler Erzeugung).

Ein erster Schritt hin zu einer Erhöhung des Detailgrades liegt in der Aufteilung der einzelnen Anlagentypen (generell unterschieden in Lasten und Erzeuger) mit Hilfe einer Stammdatentabelle. Diese Tabelle listet pro Station die ihr zugeordneten Anlagentypen, unterteilt in Haushalte, verschiedene Gewerbe aber auch Erzeuger (in der NS vornehmlich PV) und auch Sonderfälle, wie Elektroladesäulen. Hier wurde dann im Netzmodell für jede dieser Anlagentypen ein eigenes Last- bzw. Erzeugerobjekt generiert, so dass diesen Objekten dann die Nennleistungen bzw. installierte Leistungen der einzelnen Anlagen zugeordnet werden konnte. Durch die Entwicklung des KI-

Profilgenerators – siehe Abschnitt 2.4 – wird jedoch ein zeitlich aufgelöstes Gesamtprofil ebenfalls aufbauend auf den Stammdaten erstellt. Daher wurde die zuvor durchgeführte Hinzufügung einzelnen Objekte wieder zurückgeführt auf ein Last-/Erzeugerobjekt. Über den zeitlichen Verlauf des aggregierten Profils wird durch das Vorzeichen der Wirkleistung bestimmt, ob die Station als Last oder als Erzeuger agiert. Jedoch ist eine zukünftige Erweiterung der einzelnen Objekte leicht möglich. Dies ist sinnvoll bei einer Weiterentwicklung des Leistungsprofilgenerators, z.B. dann getrennt für Lasten und Erzeuger, oder bei steuerbaren Anlagen, wie Batteriespeicher, die anders behandelt werden müssen.

Neben der Modellierung der Leistungsflüsse der Station – repräsentiert durch die Last und Erzeugungsobjekte wurde das NS-Netz noch um ein Modell eines Ortsnetztransformators erweitert. Dies ist notwendig, da auch Niederspannungsseitige Messungen (SyM<sup>2</sup>-Messungen) vorliegen und der Einfluss des Transformators mit zu berücksichtigen ist. Dies gilt insbesondere für die Spannungsübersetzung des Transformators, welches die unterspannungsseitigen Spannungswerte auf die Oberspannungsseite transformiert. Da dieses Übersetzungsverhältnis auch vom aktuellen Betriebspunkt des Transformators abhängig ist, wurde eine Modellierung des Transformators durchgeführt. Hierzu waren dann noch folgende Parameter mit zu berücksichtigen, die das Verhalten des Transformators im Netzmodell beschreiben:

- Bemessungswerte: Scheinleistung, Kurzschlussspannung, Oberspannungsseitige und Unterspannungsseitige Spannungswerte, Verlustleistungen
- Schaltgruppe
- Übersetzungsverhältnis der Stufenwicklung (Umsteller) – aktuelle Einstellung

Somit ergibt sich zusammenfassend ein erhöhter Detailgrad in der Modellierung des NS-Ersatznetzes, welches jedoch weiterhin flexibel in der Berücksichtigung weiterer Anlagentypen ist.

### 2.3 Modellierung (CGMES) (1 PM)

Bei der Modellierung von Netzen im CIM/CGMES-Standard wird zwischen zwei Varianten unterschieden: der Darstellung als Node-Breaker-Modell und der Darstellung als Bus-Branch-Modell. Das Node-Breaker-Modell enthält alle im Netz verbauten Schutz- und Leistungsschalter und bildet auch koppelbare Sammelschienen als Einzelelemente ab. Diese Darstellung ist für uns notwendig, um Schalthandlungen im Netz abzubilden. Diese Detailstufe ist jedoch für die Lastflussberechnung zur Erzeugung der Trainingsdaten nicht notwendig. Daher haben wir das Netz auf ein sogenanntes Bus-Branch-Modell reduziert, bei dem die Schalter entfernt wurden und die Folgeelemente je nach Schalterzustand verbunden wurden oder auch nicht. Gekoppelte Sammelschienen wurden zu einem Element zusammengefasst. Dadurch entstand ein deutlich übersichtlicheres Arbeitsmodell, welches auch noch deutlich schneller in der Lastflussberechnung Ergebnisse lieferte. Wichtig bei diesem Schritt war, die in mehrere Dateien (Profile) aufgeteilten Modelle korrekt einzulesen, zusammenzuführen, zu verarbeiten und wieder abzuspeichern, um dem vorgegebenen CIM/CGMES-Standard gerecht zu werden. Die Betriebsmittel werden in dem EQ-Profil (EQ für Equipment) gespeichert, die Zustände (Schalterstellung, Leistungspunkte) werden in einem SSH-Profil (Steady State Hypothesis) gespeichert und die Netzgrenzen im BD-Profil (Boundary).

Die Prüfung auf Gültigkeit gemäß Standard sowie die Vereinfachung der Netzmodelle haben wir in diesem Arbeitsschritt entwickelt.

Abbildung 10 zeigt die Darstellung einiger Elemente. Die roten Kästen stellen Netzknoten, die darin liegenden weißen Kästen Anschlussstellen dar. Die Linien repräsentieren Kabelverbindungen. Die runden Flächen stehen für Messgeräte und die überschneidenden Kreise für einen Transformator. Die hausförmigen grauen Rechtecke stellen Erzeugungsanlagen dar.

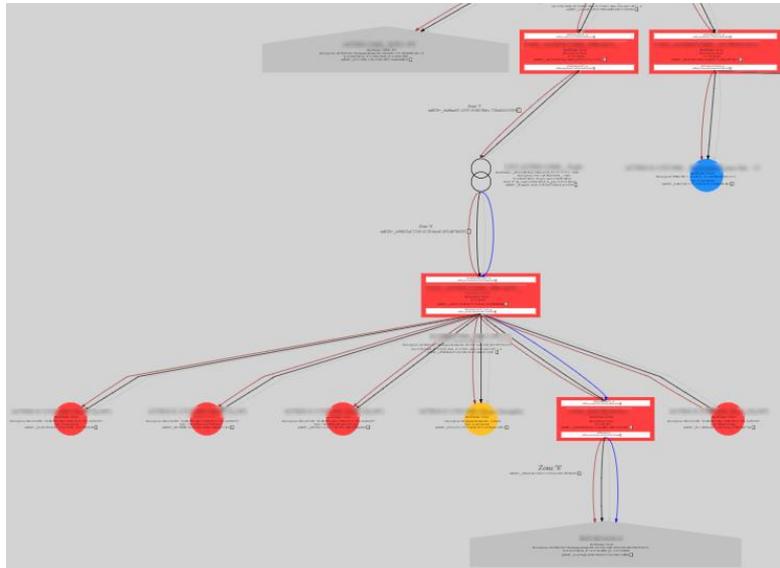


Abbildung 10: CIM/CGMES-Netzelemente in der gridhound-Netzmodellldarstellung

#### 2.4 Optimierung der Erzeugung von Leistungsprofilen für die Lastflussrechnung (1 PM)

Typischerweise gehen in die klassische Netzplanung zur Ermittlung der zeitaufgelösten Belastung eines Verteilnetzes Standardlastprofile (SLP) ein. Ebenfalls finden sie Anwendung für die Abrechnung – ebenso für Prognose und auch Bilanzierung - von kleinen Verbrauchern, die nicht einer registrierenden Lastgangmessung unterliegen. SLP existieren für eine Vielzahl von Verbrauchergruppen, wie Haushalt, durchgehendes Gewerbe, Landwirtschaft etc. Es handelt sich hierbei um repräsentative Lastprofile, die aufgeteilt sind nach Tagen (Wochentag, Samstag und Sonntag) und nach Jahreszeit (Sommer, Winter, Übergangszeit). Somit ergeben sich 9 Profilkurven pro Verbrauchergruppe mit jeweils 15-minütlich aufgelösten Leistungswerten. Die Kurven sind als repräsentative Kurven auf einen Jahresverbrauch von 1000 kWh normiert und werden in der Netzplanung dann entsprechend dem wirklichen Jahresenergieverbrauch skaliert. Sie bilden ein durchschnittliches Verhalten der jeweiligen Gruppe ab, so dass sich z.B. die Leistungskurve eines einzelnen Haushaltes unter Umständen erheblich vom gewählten SLP unterscheidet. Bei Erhöhung der Anzahl der Verbraucher aus der jeweiligen Gruppe nähert sich das Summenprofil (Aggregation) dem SLP weiter an, da hier dann das statistische Verhalten stärker ins Gewicht fällt. Somit ist das SLP wie ein Wahrscheinlichkeitsprofil für das Auftreten einer Leistungsentnahme über die Zeit zu sehen, was dann das Annähern des tatsächlichen Summenleistungsprofils an das SLP bei erhöhter Anzahl an Verbrauchern erklärt. Jedoch sind beispielsweise aktuelle Wetterdaten nicht Teil des SLP-Verfahrens. Somit können auch vorhandene PV-Anlagen des NS-Netzes nicht im Profil berücksichtigt sein.

In Abbildung 11 ist der Vergleich zwischen einem SLP-Profil für Haushalt (H0-Profil) und realen Messungen über ein Jahr dargestellt.

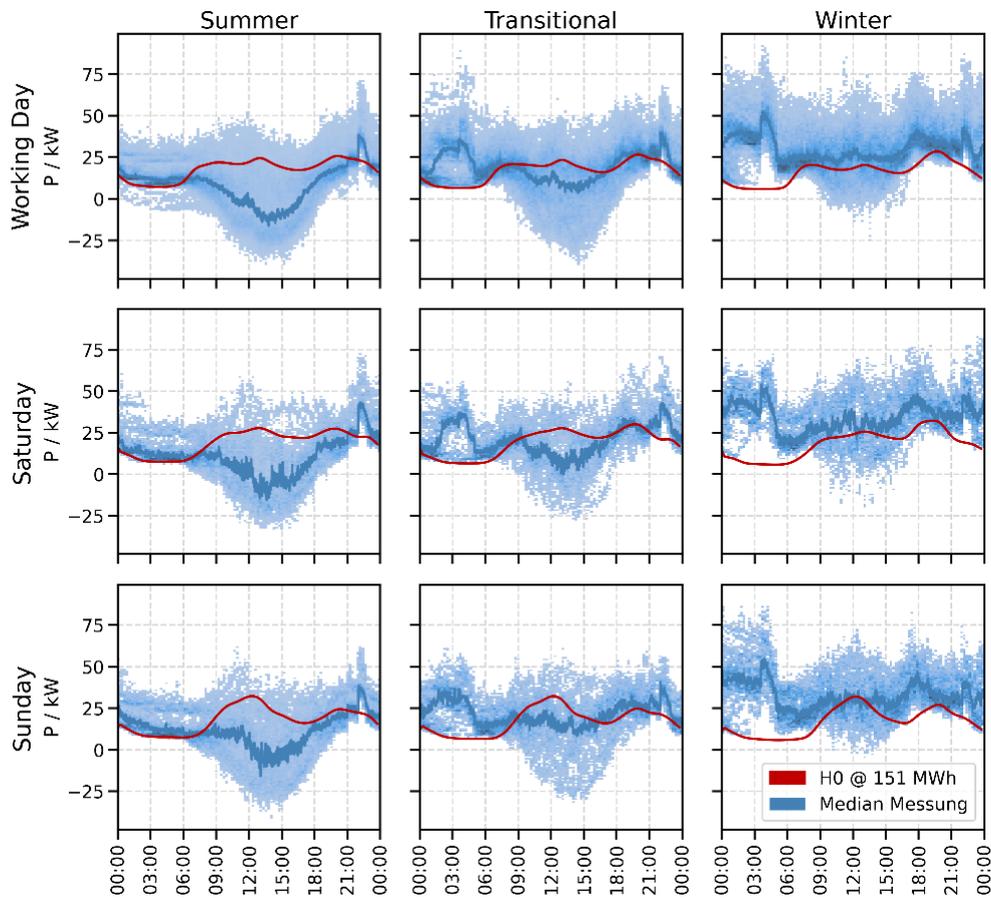


Abbildung 11: Eine Beispielmessreihe aufgeteilt nach den SLP-Zeiträumen. In jedem Zeitfenster entsteht eine Funktion über die Tageszeit mit beschränkter Weite. Die Messreihe enthält auch PV-Anlagen, was das H0 Profil nicht reflektiert.

Die Messreihe ist nach den oben genannten 9 Zeiträumen aufgeteilt und die Verteilung der Messwerte über die Tageszeit für jeden Zeitraum ist in Form einer Heatmap in blau aufgetragen. Zusätzlich ist der Median der Wirkleistung als dunkle blaue Linie eingefügt. Das H0-Profil (in rot) wurde mit dem Jahresverbrauch der Haushalte an der Station auf 151 MWh skaliert. Es ist zu erkennen, dass das H0 Profil allein die generelle Verteilung der Messwerte nicht trifft, weil an der Station auch PV-Anlagen vorliegen, die die Messreihe gegen Mittag in den negativen Bereich drücken. Durch Hinzunahme eines PV-SLP-Profiles lässt sich die Profilkurve verbessern, jedoch ist klar zu erkennen, dass selbst wenn die Profilkurve den Median perfekt treffen würde, die Streuung der Messwerte aufgrund von Einflüssen wie Wetter immer noch stark von dem Profil abweichen kann. Um diese Streuung in eine systematische Beziehung zu den Messdaten zu stellen, haben wir einen KI-basierten Leistungsprofilgenerator entwickelt, der es uns ermöglicht Leistungsprofile zu generieren, die auf Umwelteinflüsse reagieren. Durch Nutzung solcher Profile ist es möglich das Verhalten eines Netzes unter vordefinierten Umweltbedingungen zu erlernen, was den Lösungsraum bei der Zustandsberechnung enorm reduziert und zu einer Verbesserung der Ergebnisse führt.

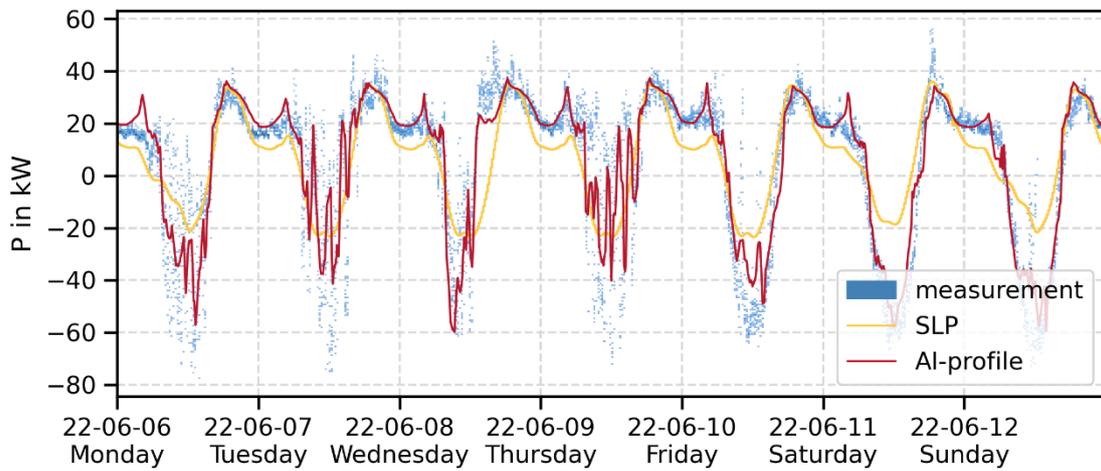


Abbildung 13: Vergleich zwischen SLP und KI-Profil. Das SLP (gelb) ist hochperiodisch, da es nicht auf aktuelle Wetterbedingungen reagieren kann. Das KI-Profil (rot) spiegelt die Volatilität der Messung deutlich besser wider.

In Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden. ist ein solches KI-generiertes Profil in direktem Vergleich mit einem SLP für eine Ortsnetzstation den Messdaten gegenüber gelegt. Die gelbe Kurve ist dabei das SLP, das als Aggregat aller relevanter Profile (PV, H0 und G0) mit der Jahresenergie skaliert wurde, und die rote Kurve das anhand der Stammdaten und Umweltdaten generierte KI-Leistungsprofil. Das SLP bildet sowohl den generellen Verlauf der Messdaten als auch den die Größenordnung durchaus genau nach. Jedoch ist klar zu erkennen, dass diese Kurve für alle Tage annähernd identisch ist. Das KI-generierte Profil hingegen zeigt deutlich mehr Dynamik. An Tagen mit gutem Wetter, wie an dem Samstag, erwartet es deutlich mehr generierter Energie als das SLP und an Tagen schlechten Wetters, wie am Donnerstag, weniger. In den folgenden Abschnitten wird auf die Einflussfaktoren, die der Leistungsprofilgenerator berücksichtigt näher eingegangen.

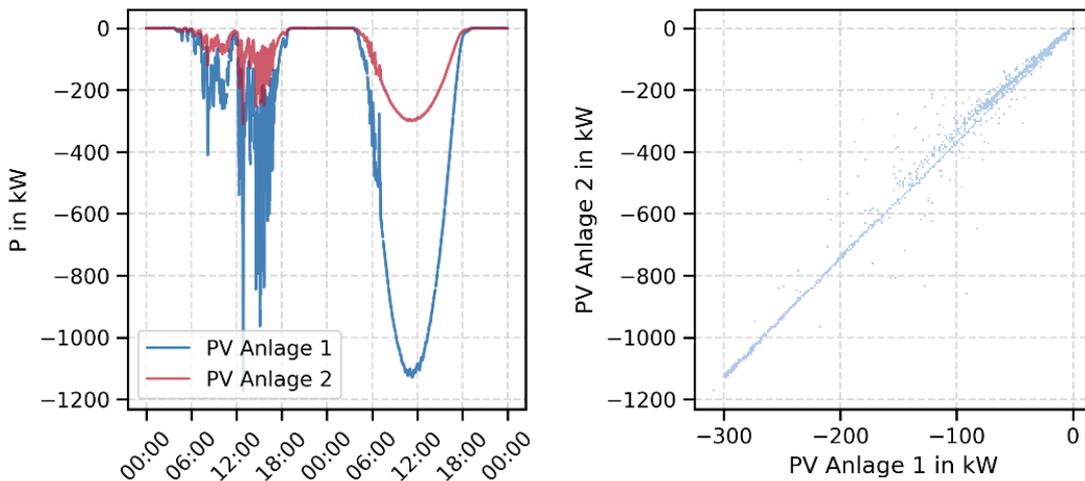


Abbildung 12: Zwei Tage von Messdaten für zwei PV-Anlagen aus demselben Gebiet. Der erste Tag hat vergleichbar schlechtes Wetter, der zweite gutes. In beiden Fällen korrelieren die Messwerte der Anlagen.

### 2.5 Referenzanlagen für EEG-Erzeugung (1 PM)

Die Leistungsverläufe von Anlagen vom gleichen Typ ähneln sich. Für Verbraucher wie Haushalte wird die Ähnlichkeit erst deutlich, wenn man Aggregate von vielen Haushalten betrachtet, aber für PV-Anlagen insbesondere ist diese Ähnlichkeit bereits auf Einzelanlagen-Ebene deutlich. Eine Voraussetzung dafür ist, dass die PV-Anlagen geographisch nur wenige Kilometer voneinander entfernt liegen, da der Sonneneinstrahlungswinkel und die Wolkendecke den wesentlichen Faktor bilden.

Wie in Abbildung 13 zu sehen, korrelieren die Messwerte einzelner PV-Anlagen stark. Die beiden Plots verbildlichen denselben Datensatz: im linken Plot aufgetragen gegen die Uhrzeit und im rechten gegeneinander. Aus der Gesamtheit der uns verfügbaren Daten wurde ein zwei Tage langer Zeitraum ausgewählt, der einen Tag mit schlechtem Wetter für PV-Energie und einen Tag mit gutem Wetter einschließt. Es ist zu erkennen, dass sowohl bei schlechtem als auch bei gutem Wetter die Korrelation der Messwerte gut ausfällt – wobei bei gutem Wetter die Korrelation deutlich weniger Streuung aufweist. Die resultierende Verteilung ist annähernd eine Gerade, deren Steigung das Verhältnis der Anmeldeleistungen der Anlagen repräsentieren muss. Entsprechend ist die Genauigkeit der Anmeldeleistungen für eine erfolgreiche Übertragbarkeit der Messwerte einer PV-Referenzanlage entscheidend.

Anlage	1	2	3	4	5	6	7	8
Verhältnis min/registriert	0,67	0,90	0,87	0,87	0,90	0,87	0,88	0,86

Tabelle 1: Verhältnis zwischen dem kleinsten Messwert (größte gemessene PV-Leistung) und der in den Stammdaten enthaltenen registrierten Leistung. Das Verhältnis liegt bei etwa 0.87 für die meisten Anlagen, kann jedoch auch stark davon abweichen.

Wie man in Tabelle 1 sieht, ist das Verhältnis der in den Stammdaten angegebenen Leistung der PV-Anlagen im Verhältnis zu den Messwerten nicht immer konsistent. Zum einen werden die Stammdaten nicht perfekt und lückenlos gepflegt, zum anderen wirkt sich die Orientierung und Positionierung der PV-Module auf die Messungen aus. Für die vorliegenden einzeln gemessenen PV-Anlagen ist das Verhältnis stabil genug um die Übertragbarkeit als gegeben zu betrachten.

Die Übertragung von Windkraft-Anlagen ist noch zu prüfen, da in den uns zur Verfügung stehenden Daten nur eine Windkraft-Anlage vorhanden ist. Diese hat kein zeitliches oder jährliches Profil, jedoch eine (nicht sehr starke) Korrelation zur dritten Potenz der Windgeschwindigkeit. Diese Beziehung reflektiert die aus der Theorie herleitbare Proportionalität der im Wind gespeicherten kinetischen Energie zur dritten Potenz der Windgeschwindigkeit.

### 2.6 Zeitabhängiges Training mit Messdaten / Pseudoprofilen (1 PM)

Wie in Abbildung 11 beispielhaft zu erkennen ist, ist der gemessene Leistungsfluss an einer Station in der Regel eine Funktion der Tageszeit. Der Grund dafür ist, dass das Verbrauchsverhalten über die Gewohnheiten von Menschen getrieben wird. Die meisten Menschen schlafen nachts und essen mittags und abends zu ähnlichen Zeiten. Dem entsprechend fällt der Energiebedarf in Haushalten nachts kleiner aus als z.B. zur Mittagszeit, wenn gekocht wird, oder abends, wenn Menschen von der Arbeit nach Hause kommen und elektrische Geräte benutzen.

In der Tat ist die Zeitabhängigkeit der Messreihen in der Regel so stark ausgeprägt, dass beim Zerlegen der Messreihen in ihre Frequenzanteile, wie in Abbildung 14 zu sehen, sich ein klares Spektrum abbildet. Die Daten werden dabei so transformiert, dass die Zeitreihe als eine Summe von Sinus- und Kosinusfunktionen, Funktionen mit perfekter und ganz klar definierter Periodizität, repräsentiert wird. Der Plot gibt wieder welche Frequenzen (x-Achse) mit welchem Gewicht (y-Achse) dafür einfließen müssen. Es ist zu erkennen, dass die Tagesperiode das Verhalten stark

dominiert. Als Grundlage für diese Auswertung wurde ein 5 Wochen langer Zeitraum (der längste ohne Datenlücken) benutzt. In folgenden Kapiteln wird noch deutlich, dass die Zeitreihen saisonal über das Jahr periodisch sind, was jedoch in diesem Spektrum auf Grund des beschränkten Zeitraums nicht hervorgehen kann.

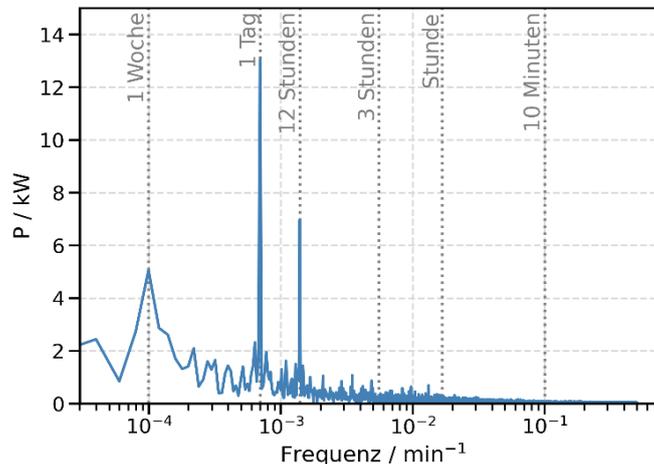


Abbildung 14: Zerlegung einer typischen Leistungsmessung in ihre Frequenz-Anteile mittels schneller Fourier-Transformation (engl. fast Fourier transform, FFT). Aufgetragen ist der Betrag der Amplitude gegen die Frequenz. Die Zeitreihe ist hochperiodisch mit einer Periodizität von einem Tag, aber auch einer Woche und 12 Stunden.

Für gewerbliche Lasten ist das Verhalten in der Regel direkt an die Betriebszeiten des Gewerbes geknüpft. Entsprechend ist der Verbrauch an Werktagen hoch und am Wochenende niedrig. Der genaue Verlauf ist dabei abhängig vom Gewerbetyp: wenn ein Gewerbe z.B. Kühlung benötigt, wird dieses eine durchgehende Last erzeugen – auch am Wochenende.

Ausnahmen bei diesem Zusammenhang sind Anlagen wie Windkraft, Wasserkraft und Biomasse, die direkt an Wetterbedingungen und andere Einflussfaktoren, die nicht von der Uhrzeit abhängen, gekoppelt sind. PV-Anlagen bilden dabei ein Zusammenspiel zwischen Zeit- und Umweltbedingungen ab. Die Sonne strahlt an jedem Ort nur zu bestimmten Tageszeiten auf die Erdoberfläche ein, kann jedoch durch ungünstige Wetterbedingungen abgeschirmt werden. Wie in Abbildung 13 zu sehen, führt dies zu einer starken Periodizität der PV-Anlagen, die jedoch durch Wetterabhängigkeiten unterbrochen wird. Da die Leistungsflüsse an den Ortsnetzstationen überwiegend zeitabhängig sind, müssen auch die Netzzustände als Ganzes eine entsprechende Zeitabhängigkeit aufweisen.

### 2.7 Wetterdaten aus Drittsystem (1 PM)

Neben der Tageszeit spielt das Wetter für die meisten Anlagentypen eine entscheidende Rolle. Für EEG-Anlagen ist der Einfluss unmittelbar, wohingegen für typische Haushalts- und Gewerbe Lasten subtiler. Niedrigere Temperaturen und weniger Tageslicht steigern den Energieverbrauch zum Beheizen und Beleuchten der Innenräume.

In Abbildung 15 ist eine Beispielzeitreihe zu sehen die das typische Verhalten von Wirkleistungsmessreihen darstellt. Als Heatmap ist die Verteilung der Messwerte in blau dargestellt – dabei wurde das Vorzeichen zum Zweck der Übersichtlichkeit verdreht (hier bedeutet ein positives Vorzeichen Energie-Gewinn an der Messstelle). Es ist zu erkennen, dass in der Messreihe Lücken auftreten. Der Messreihe gegenübergestellt sind zwei weitere Kurven: In Rot das Tagesmaximum des

Steigungswinkels der Sonne, der anhand von Geokoordinaten und Uhrzeit berechnet wird, und in Grün die Tagesdurchschnittstemperatur, die aus Daten, die von einem kommerziellen Anbieter

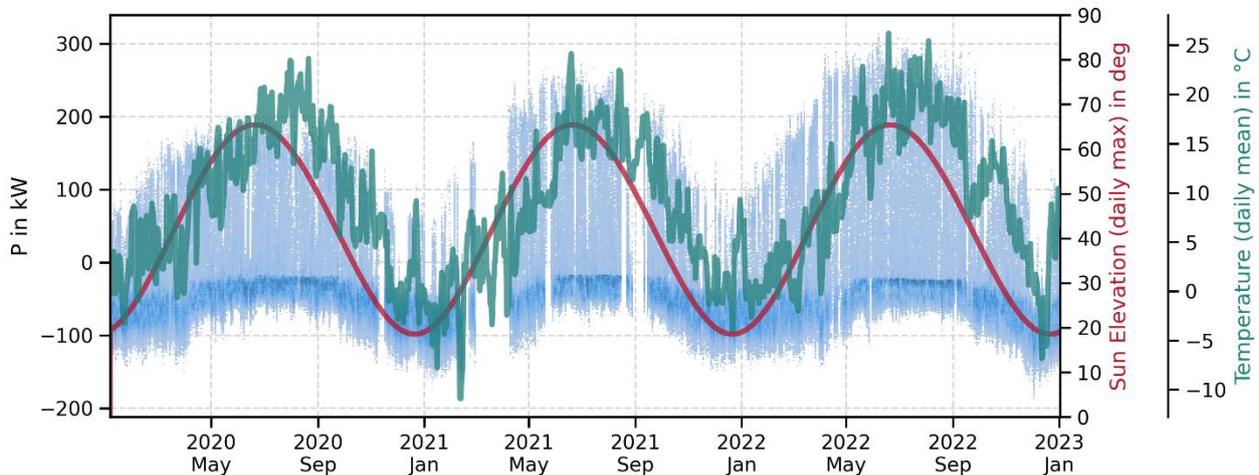


Abbildung 15: Wetterabhängigkeit der Leistungsmesswerte. Hier ist das Vorzeichen der Leistungswerte gedreht, damit alle Kurven sich in die gleiche Richtung beugen. Man erkennt, dass alle drei Zeitreihen dasselbe saisonale Verhalten zeigen.

erworben wurden, berechnet wurde.

Es ist zu erkennen, dass alle drei Kurven die gleiche Saisonalität aufweisen. In den Monaten um Juli ist in der nördlichen Hemisphäre Sommerzeit, weil die Sonne in diesem Zeitraum ihren Maximalen Steigungswinkel erreicht. Der Steigungswinkel sagt aus, wie hoch die Sonne über dem Horizont ist, wobei ein Winkel von  $90^\circ$  bedeutet, dass man als Beobachter auf der Erdoberfläche direkt nach oben blicken müsste, um die Sonne zu sehen.

Die Temperaturkurve läuft der Sonnensteigungskurve leicht nach, da die Temperatur ein Resultat der Einstrahlleistung der Sonne ist. Je steiler die Sonne einstrahlt, umso mehr wird die Umgebung aufgeheizt.

Die Verteilung der Leistungsmesswerte spiegelt den Verlauf beider Kurven. Die Einhüllende von oben folgt dabei eher dem Winkel der Sonnensteigung, da die Effektivität der PV-Anlagen direkt von ihm abhängt. Der Verbrauch hingegen folgt eher der Temperatur.

### 2.8 Tages-/Jahreszeit (1 PM)

Dass die Leistungsmessungen zu einem hohen Grad tagesperiodisch sind und somit eine starke Abhängigkeit von der Tageszeit haben, wurde bereits in den vorangehenden Abschnitten gezeigt. Abbildung 11 aus Abschnitt 2.4 zeigt, dass der Zusammenhang zwischen Tageszeit und Leistungsmesswert sich über das Jahr wandelt. Die Verteilung der Leistungsmesswerte fällt im Sommer weiter in den negativen Bereich, was weniger Verbrauch und mehr Energiegenerierung bedeutet, als im Winter. Im Abschnitt 2.7 wurde die Verteilung der Leistungsmesswerte in Zusammenhang mit Wetterdaten und dem Sonnensteigungswinkel gebracht. Abbildung 15 zeigt, dass die Leistungsmesswerte der jährlichen Saisonalität der Temperatur und der Sonnensteigung folgen. Die jährliche Periodizität der geplotteten Größen ist in der Visualisierung deutlich.

## AP 3 Optimierung der Eingangsdaten (Messdaten) – Zeitrahmen: 5 Monate (9 PM)

Berücksichtigung von Messfehlern, Untersuchung der optimalen Messstellenplatzierung, Umrechnung von Messwerten

### 3.1 Umrechnung von Messwerten (1 PM)

#### Kombinationsmessungen

Zu den in eine Netzzustandsermittlung einfließenden elektrischen Messgrößen zählen die Spannung, die Stromstärke, Wirk- und Blindleistung, sowie Phasenverschiebungswinkel oder – bei Phasor Measurement Units (PMU) – auch die Phasenwinkel von Spannung und Stromstärke. Im optimalen Fall werden an einer bestimmten Messstelle alle Größen gemessen, um den maximalen Informationsgehalt zu erhalten. In der Praxis existieren jedoch unterschiedliche Messgeräte, die teilweise nur eine Teilmenge der genannten Größen aufnehmen, z.B. nur die Stromstärke, um diese einem Schutzsystem zu übermitteln, welches über einen Leistungsschalter im Falle zu hoher Stromstärke den Stromkreis abschaltet. Während in diesem Beispiel keine Möglichkeit besteht die weiteren elektrischen Messgrößen zu ermitteln, ist es bei bestimmten Kombinationen möglich Messwerte zu ergänzen. So kann z.B. die Scheinleistung  $S$  aus den gemessenen Effektivwerten der Spannung  $U$  und Stromstärke  $I$ , als auch aus der Wirkleistung  $P$  und Blindleistung  $Q$  ermittelt werden. Formelmäßig ist dies im Allgemeinen:

$$S = U \cdot I \text{ und } S = \sqrt{P^2 + Q^2}$$

Hierbei ist es dann auch möglich einen Vergleich der beiden errechneten Werte durchzuführen und den Unterschied – unter Berücksichtigung der Fehler in der Messkette – zu bewerten, siehe Abschnitt 3.2.

Die elektrischen Netze sind als Drehstromnetze (Dreiphasenwechselstromnetze) aufgebaut. Daher sind die vorher genannten elektrischen Messgrößen für alle drei Außenleiter (hier mit A, B, C bezeichnet) vorhanden. Generell müssten alle drei – auch Phasenwerte genannten – Größen für Spannung, Strom, Leistung, etc. gemessen werden, um den Zustand des Netzes vollständig zu beschreiben. Wie schon vorher beschrieben messen die Messeinrichtungen – neben den Messgrößen - teilweise auch nur einen der drei Außenleiter, z.B. nur die Stromstärke in Phase B. Es ist somit im Allgemeinen nicht möglich hierbei auf die Stromstärken in den beiden anderen Phasen zu schließen. Die Unterschiede sind besonders groß im Falle starker Unsymmetrien in der Belastung der einzelnen Außenleiter, was typischerweise in Niederspannungsnetzen der häufigste anzutreffende Fall ist. In Mittelspannungsnetzen ist die Unsymmetrie typischerweise geringer, jedoch gibt es auch dort keine vollständige Symmetrie.

Die Netzzustandsermittlung wird für die MS-Ebene durchgeführt und baut auf dem Netzmodell auf. Dieses Netzmodell ist so gestaltet, dass es für die Netzberechnung unter der Annahme einer vollständigen Symmetrie in den Leistungsflüssen geeignet ist. Eine unsymmetrische Netzberechnung würde weitere elektrische Betriebsmittelparmeter der Leitungen, Kabel und Transformatoren, die sogenannten Nullkomponenten, erfordern. Ebenso ist die derzeitige Methodik der Zustandsermittlung auf symmetrische Netzzustände zugeschnitten. Jedoch sind insbesondere die Messungen der Niederspannung und auch die PMU-Messungen der Mittelspannung dreiphasige Messungen (ABC). Somit ist es notwendig diese Messungen aus vorher genannten Gründen auf einphasige Werte umzurechnen, die dann – mit den weiteren einphasigen Messungen – in die einphasige Netzzustandsermittlung einfließen können. Hierzu werden die Methoden, „Kollektive

Größen" und „Symmetrische Komponenten“ - je nach Datengrundlage - angewendet, die im Folgenden beschrieben werden.

### Kollektive Größen

Bei den SyM<sup>2</sup>-Zählern der Niederspannung werden dreiphasige Werte der Wirkleistung, Phasenverschiebungswinkel, Außenleiterstromstärke (Phasenstromstärke) und Phasenspannungen an der Unterspannungsseite des Ortsnetztransformators aufgenommen. Ebenfalls wird der Neutralleiterstrom (N) aufgenommen. Es handelt sich im Niederspannungsnetz um ein 3-Phasen-4-Leitersystem, welches zwei Spannungen für die Niederspannungsverbraucher, welches die Endkunden (z.B. Haushaltskunden) des Verteilnetzes sind, zur Verfügung stellen kann. Dies sind die Phasenspannungen für einphasige Haushaltsgeräte, die zwischen je einem Außenleiter und Neutralleiter angeschlossen sind und die Außenleiterspannung zwischen je zwei Außenleitern. Diese ist typischerweise 400V, während die Phasenspannung bei 230V liegt.

Allgemein können – bei Messung der drei Phasenwirkleistungen - diese zu einer Gesamtwirkleistung (total) addiert werden. Somit ist  $P_{tot} = P_A + P_B + P_C$ .

Eine weitere Leistungskomponente, die pro Phase ermittelt wird, ist die Verschiebungsblindleistung ( $Q_{v,v}$ ), die sich aus dem Phasenverschiebungswinkel (Phasenwinkeldifferenz) der jeweiligen Spannung und Stromstärke ergibt. Somit ist  $Q_{tot,v} = Q_{A,v} + Q_{B,v} + Q_{C,v}$ .

Die Spannungen und Stromstärken werden zu kollektiven Werten zusammengefasst, wie in DIN 40110-2 beschrieben. Die kollektiven Werte werden mit einem Summenzeichen  $\Sigma$  indiziert.

Für das Vierleiternetz gilt mit den Phasenspannungen, die zwischen dem jeweiligen Außenleiter und Neutralleiter (z.B.  $U_{AN}$ ) gemessen werden:

$$U_{\Sigma} = \sqrt{U_{AN}^2 + U_{BN}^2 + U_{CN}^2}$$

Für die Stromstärke gilt unter Hinzunahme aller Außenleiter- und Neutralleiterströme:

$$I_{\Sigma} = \sqrt{I_A^2 + I_B^2 + I_C^2 + I_N^2}$$

Aus beiden Werten lässt sich die kollektive Scheinleistung ermitteln:

$$S_{\Sigma} = U_{\Sigma} \cdot I_{\Sigma}$$

Final lässt sich aus der Summenwirkleistung und der kollektiven Scheinleistung, die immer größer oder gleich der Summenwirkleistung ist, auch die kollektive Blindleistung errechnen:

$$Q_{\Sigma} = \sqrt{S_{\Sigma}^2 - P_{tot}^2}$$

Diese Blindleistung berücksichtigt, anders als die Verschiebungsblindleistung, auch beispielsweise Unsymmetrien aufgrund von unterschiedlicher Belastung der Außenleiter und ist somit betragsmäßig immer größer oder gleich der Verschiebungsblindleistung. In Niederspannungsnetzen (Vierleiternetz) ist die Unsymmetrie größer, da einphasige Lasten angeschlossen sind. Die Unsymmetrie verringert sich bei Aggregation, so dass sie geringer an der Station ist und stärker wird in den Ausläufern des Niederspannungsnetzes. Ebenfalls sind die Unsymmetrien auf der Mittelspannungsseite deutlich geringer. Dies wird im nächsten Abschnitt über symmetrische Komponenten anhand der PMU-Messungen gezeigt.

### Symmetrische Komponenten

Bei Vorhandensein der komplexwertigen Messgrößen, also Effektivwert und Phasenwinkel aller drei Phasengrößen, wie sie bei einer PMU gemessen werden, kann auch das Verfahren der symmetrischen Komponenten angewendet werden. Die Berechnungen gelten für Spannung und

Stromstärke und führen zu jeweils drei Komponenten, dem Mitsystem (m), Gegensystem (g) und Nullsystem (0). Hier die Formeln für die Stromstärke. Der komplexwertige Operator  $\underline{a}$  ist

$$I_m = \frac{1}{3} \cdot (I_A + \underline{a} \cdot I_B + \underline{a}^2 \cdot I_C), I_g = \frac{1}{3} \cdot (I_A + \underline{a}^2 \cdot I_B + \underline{a} \cdot I_C), I_0 = \frac{1}{3} \cdot (I_A + I_B + I_C)$$

Der komplexwertige Drehoperator in den Formeln ist  $\underline{a} = 1 \cdot e^{j \cdot \frac{2}{3} \pi} = -\frac{1}{2} + j \cdot \frac{\sqrt{3}}{2}$  und ist für ein dreiphasiges Mehrphasennetz ein Zeiger der Länge 1 mit 120° Phasenwinkel, so dass gilt:

$$1 + \underline{a}^2 + \underline{a} = 0$$

Mit Hilfe der symmetrischen Komponenten lässt sich ein Drehstromsystem in drei symmetrische Systeme überführen, wobei das Mitsystem drei betragsmäßig gleichgroße Phasoren, die mathematisch positiv orientiert (A->B->C) und je um 120° phasenverschoben sind, darstellt. Das Gegensystem ist dem Mitsystem gegenläufig (A->C->B). Das Nullsystem enthält drei gleichorientierte Phasoren.

Aus den drei Komponenten von Spannung und Strom können dann auch die jeweiligen Leistungen (Mitsystem-, Gegensystem- und Nullsystemleistung) berechnet werden. Hier die Formel für die Mitsystemleistung (die beiden anderen Leistungen sind analog zu berechnen; \*: komplex konjugiert):

$$\underline{S}_m = 3 \cdot \underline{U}_m \cdot \underline{I}_m^*$$

Ein Vergleich der PMU-Messungen zeigt, dass die Mitsystemleistung die dominierende Komponente ist, siehe Abbildung 16.

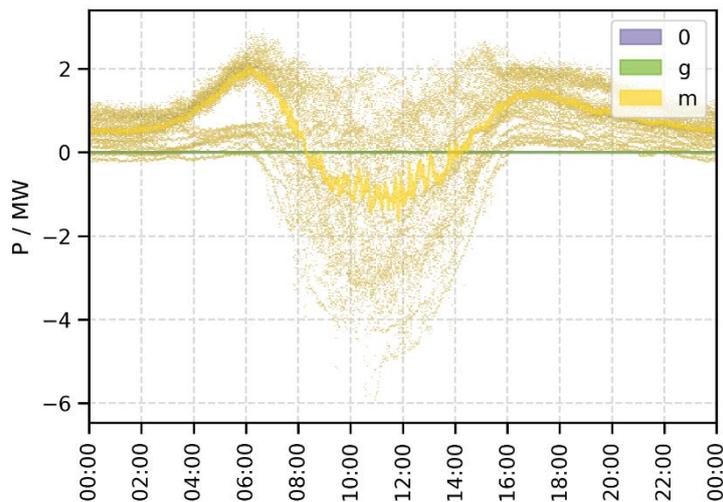


Abbildung 16: Über die Tageszeit aufgetragene Verteilung der Wirkleistungsmesswerte an einer Messstelle in der Mittelspannung in Form von Mitsystem (m), Gegensystem (g) und 0-System (0). Die Werte des g und 0 Systems fallen mehrere Größenordnungen kleiner aus und somit vernachlässigbar. g- und 0-System liegen in der Grafik übereinander.

Dargestellt ist der Realteil (Wirkleistung) der Komponentenleistungen. Über den Zeitraum ist dauerhaft das Mitsystem deutlich größer als die beiden anderen Komponenten. Dies zeigt auch, dass die Unsymmetrie, welche sich durch das Gegen- und Mitsystem repräsentiert, im MS-Netz hier zu vernachlässigen ist.

Daher werden im Folgenden die Mitsystemwerte von Spannung, Stromstärke und Leistung für die Berechnungen, Zustandsermittlungen und Validierungen herangezogen.

### 3.2 Messkette, Messfehler (2 PM)

Messdaten müssen als wichtiger Input für die Zustandsermittlung - analog zu den Schätzergebnissen – auf Qualität und Plausibilität geprüft werden.

Die in der Praxis auftretenden Fehler sind vielfältig und die Messdatenqualität ist somit schlechter als es in reinen simulativen Studien angenommen wird. Jedoch ist die Plausibilisierung/Korrektur von Messdaten mit suboptimaler Qualität und die Bewertung des Messfehlers sehr wichtig für das KI-Training und Verbesserung der Abschätzungsergebnisse.

Daher wurde ein Tool zur Bewertung/Korrektur von Messdaten mit Ausgabe von Reports außerhalb des Projekts gebaut und dieses dann für die Analyse der Messdaten herangezogen. Die Ziele sind:

- Allgemeine Datenfehler-Erkennung in Messdaten
- Berücksichtigung der Messfehler in der Messkette
- Korrektur und Bewertung der Messdaten



Abbildung 17: Messdatenpipeline

Die Messdatenpipeline ist in Abbildung 17 dargestellt.

Die Messkette im Abschnitt Aufzeichnung besteht im Prinzip aus Wandler, Messgerät (A/D) und Kommunikation. Die Genauigkeitsklassen der Wandler und der verwendeten Messgeräte gehen in das Messdatentool mit ein, um die Grenzwerte für tolerierbare Fehler zu ermitteln.

Ausgehend von der Aufzeichnung der Messwerte erfolgt dann eine Verarbeitung, mit dem Ziel eine homogene Datenstruktur in einem definierten Format zu erhalten. Anschließend erfolgt die Analyse der Daten mit Validierungsschritten, welche sich in folgende Prüfungen unterteilen:

- a. Vorhandene Statusmeldung der Messgeräte
- b. Spannungsband und Nennstrom- bzw. Leistungsgrenzen
- c. Leistungsfaktor
- d. Konsistenz Scheinleistung
- e. Konstante Werte in Folge
- f. Abbildung auf Netzmodell

Die Prüfung a) übernimmt vorhandene Statusmeldungen aus dem Messgerät, da dieses schon eine Aussage zur Qualität des Messwertes geben kann. Dann werden weitere Statusflags gesetzt, die die folgenden Prüfungen beinhalten: In b) wird ausgehend von der Messkette (Wandler, Messgerät) über eine Prüfung des Spannungsbandes (Bei Spannungsmessungen) und der Grenzen der Auslastung (über die Nennwerte der Stromwandler) analysiert und prüft, ob diese in einem plausiblen Bereich liegen – bei der Spannung ist dies ein Band von +/-15% der Nennspannung und bei der Auslastung ist dies ein Bereich von 0% bis 200% der Nennstromstärke bzw. -leistung. Eine Prüfung des Leistungsfaktors wird in c) durchgeführt. Akzeptabel werden Werte in einen Bereich von 0.5 bis 1.0 gesehen; für Auslastungen unter 10% wird sogar ein Leistungsfaktor von 0 noch akzeptiert. Die Scheinleistungswerte werden, wie in Kapitel 3.1 beschrieben, auf zwei verschiedene Arten berechnet und dann verglichen. Bei zu großen Differenzen – wiederum aufbauend auf der Messfehlerkette und den daraus folgenden tolerierbaren Fehlern wird das entsprechende Statusflag gesetzt. Ebenso werden bei einer Häufung von gleichbleibenden Werten in e) die Messwerte zu den entsprechenden Zeitschritt markiert. Final wird dann geprüft, ob die Messung einem Netzelement im Netzmodell zugeordnet werden kann. So ist jeder Spannungsmessung ein eindeutiger Netzknoten und jeder Strom- oder Leistungsmessung ein eindeutiges Terminal zugeordnet. Hier ist zu sagen, dass prinzipiell kein Messwert „weggeworfen“ wird, sondern alle möglichen

Zeitschritte und Messwerte in den Datensätzen beibehalten werden, um ggf. nachträglich auch eine manuelle Prüfung noch zu gewährleisten.

Die Ausgabe erfolgt anhand eines automatisierten Reports pro Messstelle und Abspeicherung der Daten im homogenisierten Datenformat für die weiteren Schritte, wo die entsprechenden Statusflags gesetzt sind.

Wie oben erwähnt sind die Fehler, die sich in Messzeitreihen zeigen, vielfältig. Eine Aufzählung der im Projekt aufgetretenen Fehler:

- Verschiebung der Spannung,
- Totband,
- konstante Werte,
- Vorzeichendreher,
- schwebendes Potential,
- Quantisierung,
- 0/NaN-Werte,
- Fehlerexplosion <5% Nennbereich (I/P/Q),
- Vertauschte Phasen,
- Installationsfehler,
- fehlende Werte/Zeitstempel

Im Folgenden werden einige aufgetretene Fehler aus realen Messzeitreihen dargestellt und beschrieben, mit dem Ziel, einen Eindruck der möglichen Herausforderungen in der Messdatenqualität aufzuzeigen.

In Abbildung 18 sind Spannungszeitreihen dargestellt, alle an der gleichen Sammelschiene von verschiedenen Geräten gemessen werden. Physikalisch sollte die gleiche Spannung – unter Berücksichtigung der Messfehler – zumindest im Bereich übereinstimmen. Jedoch liegen die Messreihen nicht übereinander, was z.B. an fehlerhafter Kalibrierung liegen könnte.

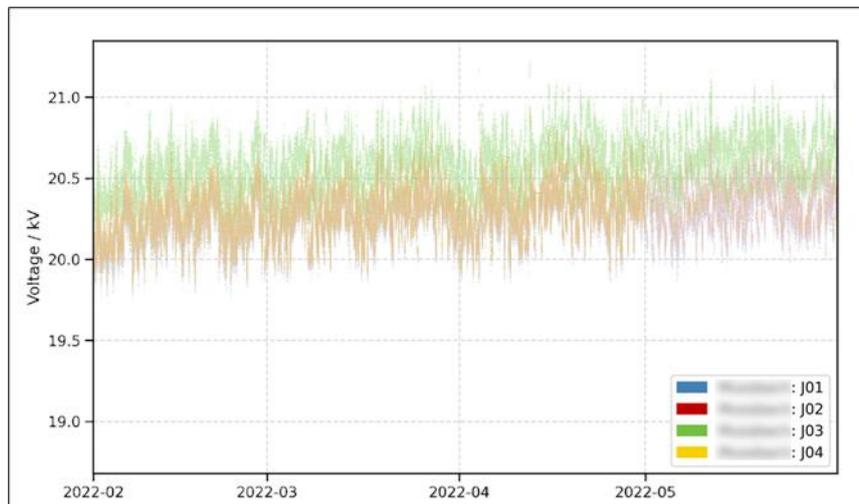


Abbildung 18: Spannungsmessungen an Sammelschiene mit Verschiebung

Die Abbildung 19 zeigt eine Messung an einer Schaltstation. Die obere Messung ist die Spannungszeitreihe, unten wird die Wirkleistung aufgetragen. Das Totband in der Leistungskurve ist gut zu erkennen. Der Sprung der Spannung geschieht zum Zeitpunkt, an dem das Totband der

Leistungsmessung verschwindet. Die Frage, die sich hier stellte, ist, ob es einen Austausch des Messgerätes gab und wie der Offset zu erklären ist. Tatsächlich wurde im Verlauf des Projektes ein Neubau der Station und Austausch der Messgeräte durchgeführt, was sich dann in den plausibleren Zeitverläufen in der zweiten Hälfte des dargestellten Zeitraums zeigt.

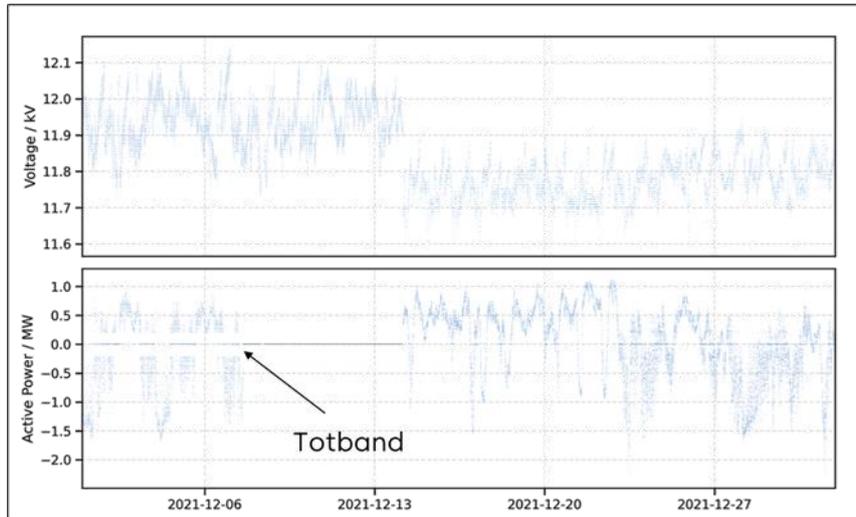


Abbildung 19: Spannungssprung und Totband in Leistungsmessung

Ein Beispiel für einen über längere Zeit gleichbleibenden / konstanten Wert zeigt Abbildung 20. Die obere Grafik zeigt einen Tagesausschnitt aus dem gesamten Messzeitraum der Spannung an der Messstelle. Der Ausschnitt ist in der unteren Grafik als roter horizontaler Balken im Gesamt-messzeitraum markiert.

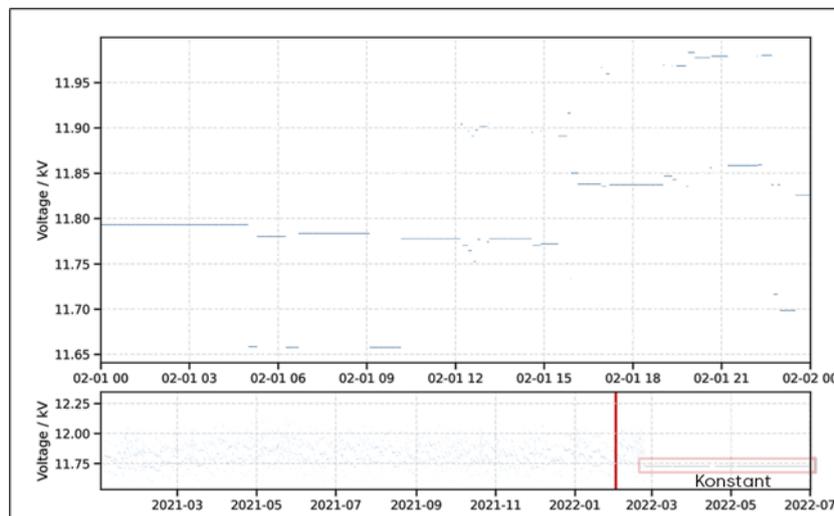


Abbildung 20: Konstante Spannungswerte

Sobald die Änderung zum vorigen Wert eine Schranke überschreitet, wird ein neuer Spannungswert auftreten, ansonsten bleiben die Werte längere Zeit konstant. Dies führt zu einer „Treppenform“ der Spannungswerte, die in der Realität in der gewählten Auflösung eine „glatte“ Kurve ist. Ab etwas März 2022 liegt ein dauernd konstanter Wert vor (siehe untere Grafik).

Häufig treten auch Vorzeichenfehler in der Leistungsmessung auf, die z.B. durch falsch angeschlossene Stromwandler auftreten können. Im Allgemeinen kann dies auch pro Außenleiter auftreten, so dass sich in der Summenleistung teilweise die Phasenleistungen gegenseitig aufheben und die Gesamtleistung folglich fehlerhaft ist. Ein Beispiel hierzu ist in Abbildung 21 dargestellt. An dieser Station ändert sich das Vorzeichen der Wirkleistung, aber auch der Verlauf der Leistungskurve ist ein anderer, was vermutlich an einer geänderten Zuordnung der Messeinrichtung innerhalb der Station liegen kann (siehe auch Zuordnung zu Netzmodell).

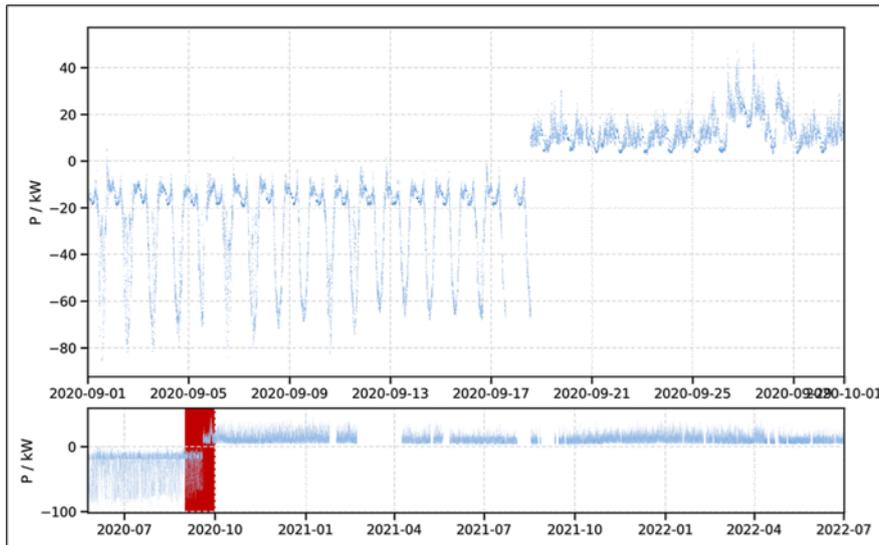


Abbildung 21: Vorzeichendrehung Wirkleistung

Als letztes Beispiel eine vermutete Neukonfiguration der Messung in einer Station. In Abbildung 22 ist die Leistungsprofilkurve einer Ortsnetzstation gezeigt.

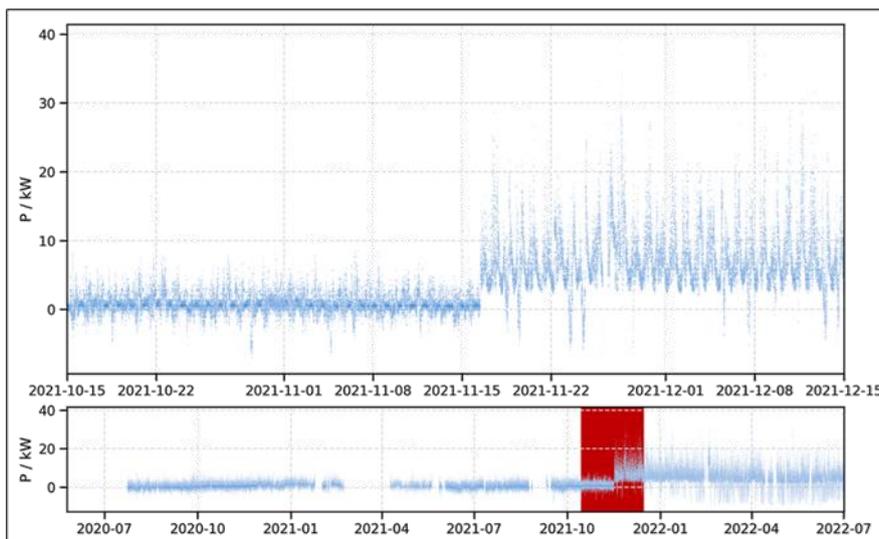


Abbildung 22: Neukonfiguration Messung

Während im ersten Teil der Messung fast nur ein Rauschen der Leistung zu sehen ist, bekommt die Leistungskurve ab 15.11.2021 ein konkretes Profil, wie sich im Ausschnitt zeigt. Vermutlich ist hier der Fehler, wie Eingangs beschrieben, in einzelnen falsch angeschlossenen Stromwandlern zu finden. Somit können sich einzelne Phasen auslösen.

Die Beispiele zeigen, dass die auftretenden Fehler mannigfaltig sind und teilweise eine Korrektur möglich ist. Jedoch ist dies nicht generell eine Option, weshalb das Erkennen von Fehlern der erste und wichtigste Schritt für eine Erhöhung der Abschätzungsqualität ist.

Ein weiteres Phänomen, welches für eine Zustandsermittlung zu berücksichtigen ist, ist die Zeitsynchronität zwischen einzelnen Messungen. In eine Zustandsermittlung gehen Messungen aus unterschiedlichen Messstellen ein, teilweise mit diversen Geräten und Spezifikationen. Eine Synchronisation ist nicht immer sicher gegeben. In Abbildung 23 sind für verschiedene Messstellen die Zeitpunkte der Datenaufnahme für 6 Minuten dargestellt.

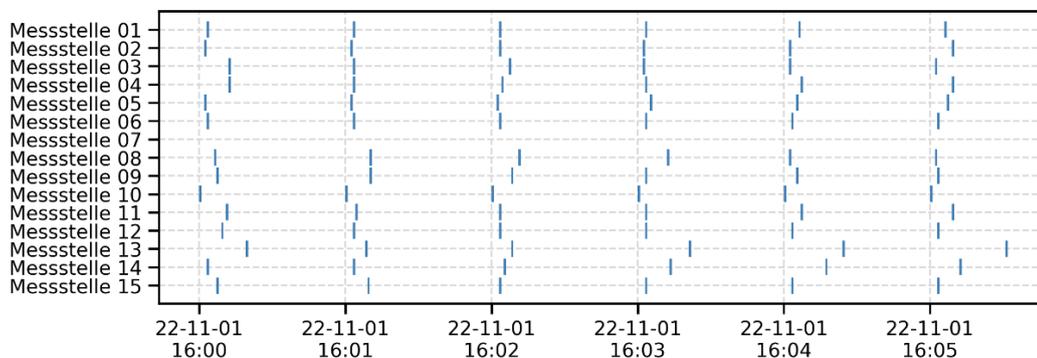


Abbildung 23: Der Zeitpunkt der Aufnahme eines Datenpunktes ist als vertikale Linie dargestellt. Die Erfassung der Messwerte erfolgt im Minutentakt, wobei jeder Messwert dem Durchschnitt der Sekunde zum Aufnahmezeitpunkt entspricht. Die einzelnen Messungen erfolgen zur Entlastung der Dateninfrastruktur zeitverzögert.

Die jeweils vertikalen Linien stellen den Zeitpunkt der Aufnahme der 6 Werte dar. Man erkennt einen Versatz innerhalb der Minute zur nächsten Minute zwischen den Messgeräten bzw. -stellen. Die einzelnen Messungen erfolgen zur Entlastung der Dateninfrastruktur zeitverzögert.

Das Ziel der Prüfung, Plausibilisierung und ggf. Korrektur von Messdaten ist die Identifizierung eines Zeitbereiches für die finale Bewertung und welche Stationen bzw. Messungen dann zur Verfügung stehen. Abbildung 24 zeigt einen Vollständigkeitsplot. Jede vertikale Linie ist eine durchgehende Messzeitreihe. Die Zeitreihen sind stationsweise gruppiert, das heißt alle zu einer Messstelle gehörenden Messgrößen wie Phasenspannungen und Ströme sind nebeneinanderliegende Linien. Mit Ausnahmen fehlen entweder alle Messwerte einer Messstelle oder keine – was für ein Problem mit der Messstelle oder der Kommunikation mit dieser Messstelle spricht. Seltener fehlen alle Messwerte für einen Zeitraum an allen Messstellen – was für ein Problem mit der zentralen Messwertverarbeitungsstelle spricht.

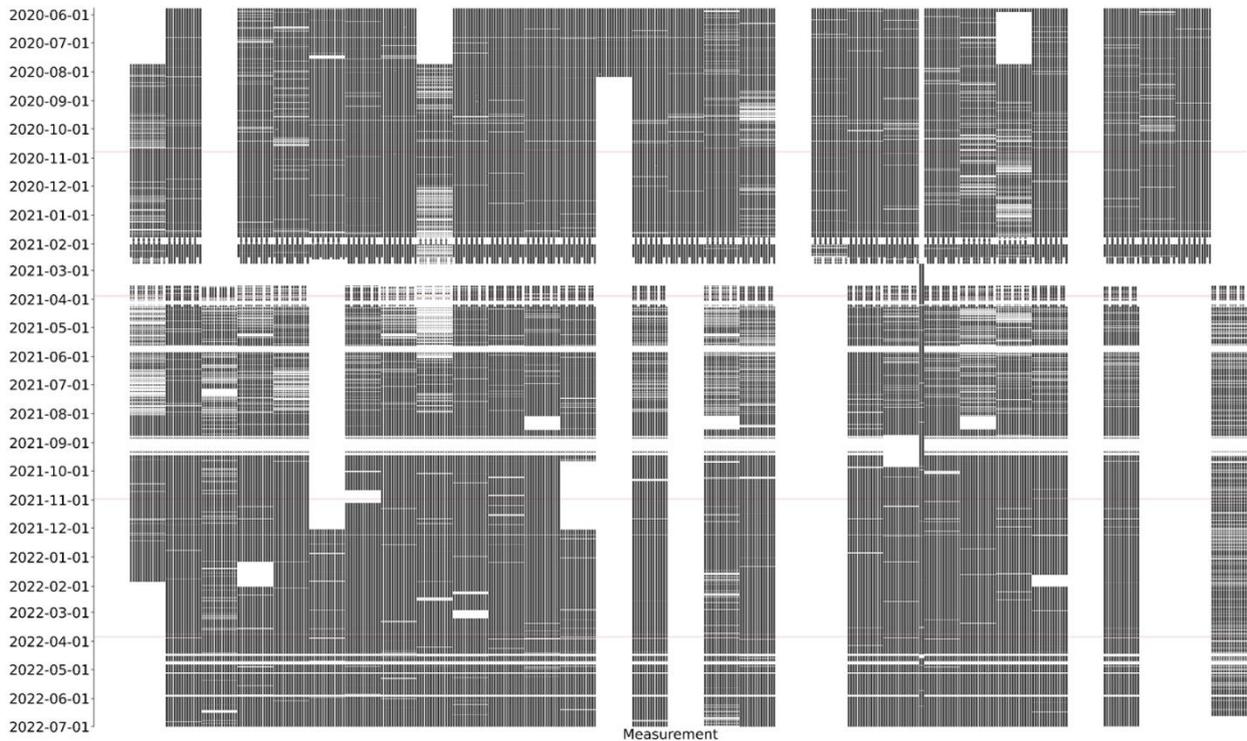


Abbildung 24: Datenvollständigkeit der Messdaten. Jede vertikale Linie ist eine Messreihe wie z.B. die Spannung der Phase A an Messtelle 1. Die auftretenden Lücken können von Minuten bis Monate lang sein. Fehlt ein Messwert an einer Messstelle, fehlen in der Regel alle. Leicht rot schattiert sind Zeitpunkte der Zeitumstellung.

### 3.3 Optimale Messstellenplatzierung (2 PM)

Das Ziel einer Messstellenplatzierung ist es Stationen und Leitungen zu identifizieren, die einen hohen Einfluss auf den Netzzustand besitzen. Diese Betriebsmittel können dann mit Messtechnik ausgestattet werden, um den Netzzustand besser berechnen zu können. Für die Messstellenplatzierung hat gridhound ein Verfahren entwickelt, welches vier Auswahlkriterien beinhaltet. Die Auswahlkriterien werden im Folgenden kurz erklärt.

- Größe der Stationen
- Referenzanlagen
- Partitionierung
- Betriebsmittelauslastung

Stationen mit einer hohen Erzeugung oder einem hohen Verbrauch haben naturgemäß einen stärkeren Einfluss auf das Netz als kleinere Anlagen. Demzufolge ist ein wichtiges Auswahlkriterium für die Messstellenplatzierung die installierte Leistung und der Energieverbrauch an den Stationen. Beim Auswahlkriterium „**Größe der Stationen**“ wird für jede Station die installierte Leistung berechnet und anhand dieser werden die Stationen sortiert. Es wird empfohlen bei den größten Stationen Messtechnik zu installieren.

Um die Netzbeobachtbarkeit zu erhöhen, ist eine **Partitionierung** des Netzes sinnvoll. Dabei wird das Netz in gleich große Abschnitte aufgeteilt. Die Größe der Abschnitte wird anhand der installierten Leistung, der sich darin befindenden Stationen, bestimmt. Zwischen den Abschnitten soll

die Leitung, welche die Abschnitte verbindet, gemessen werden, umso die Leistungsflüsse innerhalb aller Abschnitte einschätzen zu können.

Anhand von Informationen zu den einzelnen Stationen lassen sich Stationen zusammenfassen, die ein ähnliches Leistungsprofil aufweisen sollten. Dadurch ist es möglich eine Station als **Referenzanlage** zu messen und die vergleichbaren Anlagen anhand der Referenzmessung besser abzuschätzen.

Ein weiteres Auswahlkriterium ist die **Betriebsmittelauslastung**. Einer der Hauptaufgaben der Netzführung und Netzplanung ist es Netzengpässe zu detektieren und zu beheben. Demzufolge ist eine Überwachung der Betriebsmittel mit einer hohen Auslastung besonders wichtig.

Im vorliegenden Netzgebiet 1 ist Messtechnik bereits verbaut und es ist kein Ausbau der Messtechnik geplant. Jedoch soll für die Validierung der Netzzustandsschätzung in Messungen, die als Eingangsdaten eingehen und Messungen, die zur Validierung genutzt werden, unterschieden werden.

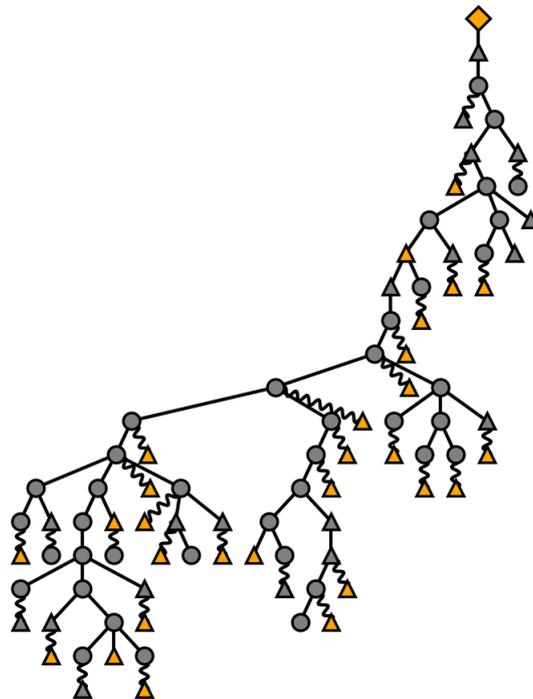


Abbildung 25: Topologie des Netzgebietes 1 mit farblicher Markierung der Stationsmessungen

Die Auswahlkriterien „**Partitionierung**“ und „**Betriebsmittelauslastung**“ dienen zur Auswahl von wichtigen Leitungen. Im Netzgebiet 1 gibt es nur zwei Leitungsmessungen, weshalb eine Analyse nicht nötig ist. Beide Messungen werden als Eingangsdaten benutzt. Für die Auswahl der Messungen auf Stationsebene wird das Kriterium der Größe der Station herangezogen. Die Topologie des Netzgebietes 1 und die vorhandenen Stationsmessungen sind in Abbildung 25 dargestellt. Das Umspannwerk ist als Raute abgebildet. Stationen, welche Lasten und Erzeuger besitzen, sind als Dreiecke dargestellt. Knoten, die mehrere Leitungen miteinander verbinden, aber keine eigenen Lasten oder Erzeuger besitzen, sind durch Kreise repräsentiert. Leitungen entsprechen den

geraden Linien und Transformatoren welligen Linien. Zudem sind Stationen, welche gemessen werden, orange markiert.

In Abbildung 26 sind die 25 größten Stationen gemessen an der installierten Leistung dargestellt. Auf der y-Achse sind die Stationsbezeichnungen dargestellt (anonymisiert). In dicker Schrift sind Stationen mit vorhandenen Messungen markiert. Auf der x-Achse ist die installierte Leistung der jeweiligen Station in kW abgebildet. Die x-Achse ist logarithmisch, da einzelne Stationen eine sehr hohe installierte Leistung besitzen.

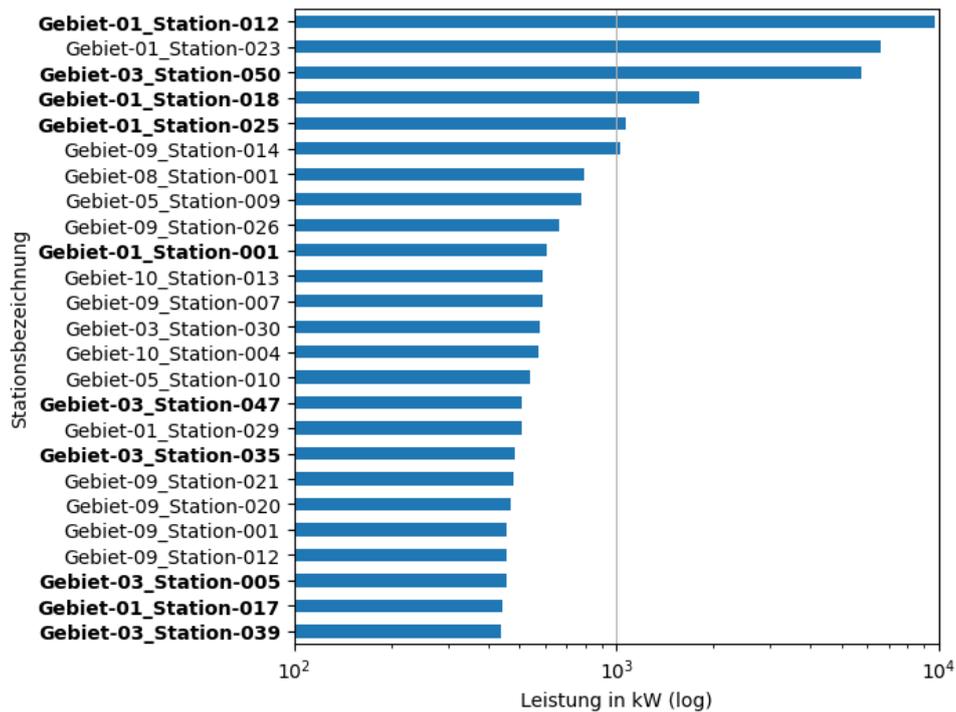


Abbildung 26: Die 25 Stationen im Netz mit der größten installierten Leistung. Dick geschriebene Stationen besitzen eine Messung.

Um ein möglichst gutes Ergebnis der Netzzustandsschätzung zu erzielen, sollten die Messungen an den Stationen mit den größten installierten Leistungen als Eingangsdaten genommen werden. Wie zum Beispiel die Stationen „Gebiet-01\_Station-012“, „Gebiet-03\_Station-050“ und „Gebiet-01\_Station-018“.

### 3.4 Optimale Messgrößen (1 PM)

In einem Verteilnetz können verschiedene elektrische Messungen vorhanden sein. Sie unterscheiden sich prinzipiell im Ort (Mesststelle, siehe auch Kapitel 3.3). Wichtige MS-Messungen (siehe auch den Aspekt der Partitionierung) sind:

- Umspannungsmessungen (MS-Abgänge)
- MS-Leitungsfeldmessungen (wie z.B. bei den PMU-Messungen)
- Große Anlagen, insb. jene, welche schlecht abgeschätzt werden können (siehe Kapitel 3.5)

Daneben sind die Kriterien zu Messgenauigkeit und Fehlerkette und Zeitsynchronität, wie in Kapitel 3.2 beschrieben, weiter zu berücksichtigen.

Unter optimalen Messgrößen verstehen wir in diesem Abschnitt jedoch die aufgenommenen Messgrößen (Spannung, Stromstärke, etc.) und deren Einfluss auf eine Zustandsermittlung.

Es ist zu beachten, dass verschiedenartige Messungen im Verteilnetz vorliegen. Wir unterscheiden hier zunächst mal die klassischen elektrischen Messungen und modernere Messungen, die neben den Effektivwerten auch Phasenwinkel der elektrischen Grundgrößen Spannung und Stromstärke messen (PMU).

Die Mehrzahl der Messungen im Verteilnetz sind derzeit den klassischen Messungen zuzuordnen, also Effektivwerte von Spannungen, Strömen, Leistungen (Wirk- und Blindleistungen). Die Wirk- und Blindleistung (Verschiebungsblindleistung) sind hierbei die einzigen direkt vorzeichenbehafteten Größen, da z.B. eine positive Wirkleistung an der Messstelle als Last, eine negative Wirkleistung als Erzeugung interpretiert wird (Verbraucherzählpeilsystem). Somit ist die vorzeichenrichtige Messung der Leistungskomponenten einer reinen Strombetragsmessung (Effektivwert) vorzuziehen, da der Strombetrag per Definition größer Null ist und somit aus der Stromstärke allein keine direkte Möglichkeit besteht, die Richtung des Leistungsflusses zu ermitteln.

Daher wird, wo möglich, die Leistungsmessung als Input für die Zustandsermittlung verwendet. Die Stromstärke kann aber weiterhin als Validierungsmessung hinzugenommen werden, um festzustellen, ob die Größenordnung der ermittelten Leistungsflüsse im richtigen Bereich liegen.

Spannungsmessungen als Input für die Zustandsermittlung sollten am Umspannwerk und an einzelnen zentralen Stellen im MS-Leitungsfeld pro UW-Abgang gemessen werden. MS-seitige Spannungsmessungen haben den Vorteil, dass sie direkt in die Schätzung einfließen können. Bei NS-seitigen Spannungsmessungen muss das Übersetzungsverhältnis des Transformators der Ortsnetzstation über das Transformatormodell mit in das Netzmodell aufgenommen werden, damit die Spannungsmessung hinzugenommen werden kann. Somit ist hier bei fehlerhaften Übersetzungsverhältnis Vorsicht geboten, da die Ergebnisse der Abschätzung fehlerhaft werden können. Für eine Validierung sind die Spannungen der SyM<sup>2</sup>-Zähler auf der NS-Seite geeignet.

Die PMU-Messungen sind hier im Projekt MS-seitige Messungen. Somit ist der vorige Aspekt einer fehlerhaften Übersetzung nicht gegeben. Zusätzlich messen PMUs die Phasenwinkel der Spannungen und Ströme an ihrer Messstelle (z.B. Mittelspannungskabelfeld). Zusätzlich sind diese Messungen auch untereinander, da GPS-getriggert, auch sehr synchron und somit für die Zustandsschätzung die qualitativ hochwertigsten Messungen. Mit Hilfe der komplexwertigen Spannungen und Stromstärken lassen sich direkt die Wirk- und Blindleistung für die Messstelle ermitteln (Formelmäßige Zusammenhänge: siehe Kapitel 4.2). Ebenfalls sind die PMUs als dreiphasige Messungen aufgebaut, was für zukünftige Anwendungen, bei denen eine dreiphasige Zustandsermittlung nötig werden sollte, somit schon als Input hinreichend ist. Derzeit werden die dreiphasigen Werte für die einphasige Zustandsschätzung wie in Kapitel 3.1 beschrieben kollektiviert, um einen einphasigen Wert zu erhalten.

### *3.5 Weitere Messstellen wie z.B. große Erzeugungsanlagen (1 PM)*

Bestimmte Anlagentypen lassen sich schwer prognostizieren. Dazu gehören unter anderem Wasserkraft- und Biomasse-Anlagen.

#### Steuerbare Anlagen

In Abbildung 27 ist der Verlauf der Wirkleistungseinspeisung einer Wasserkraftanlage dargestellt. Der Verlauf der Anlage besitzt teils große Veränderung innerhalb weniger Minuten. Diese lassen sich nicht mit den gegebenen Eingangsdaten prognostizieren.

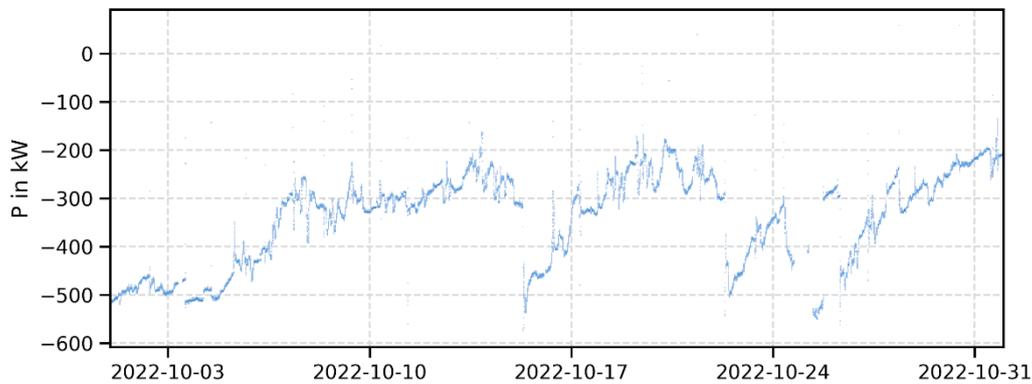


Abbildung 27: Verlauf der Wirkleistung einer Wasserkraftanlage für einen Monat. Es gibt keine zeitliche Systematik und keinen direkten Bezug zu Wetterdaten.

Es handelt sich hierbei um Laufwasserkraftwerke, die – bei traditioneller Bauweise - die potenzielle Energie des Flusswassers durch Aufstauung nutzen. Der Wasserstand des Rückstauraumes wird während des Betriebes konstant gehalten, die Fallhöhe bestimmt unter anderem die installierte Leistung des Kraftwerks. Jedoch existieren auch Einrichtungen zur Regelung der Stauhöhe und Durchflussmenge. Durch diese Eingriffe ist es nicht ohne weiteres möglich, den Leistungsverlauf dieser Kraftwerke zu ermitteln.

Ein weiteres Beispiel für nicht abschätzbare Anlagen sind die Biomasseanlagen. In Abbildung 28 ist der Verlauf der Leistungserzeugung über einen Monat dargestellt.

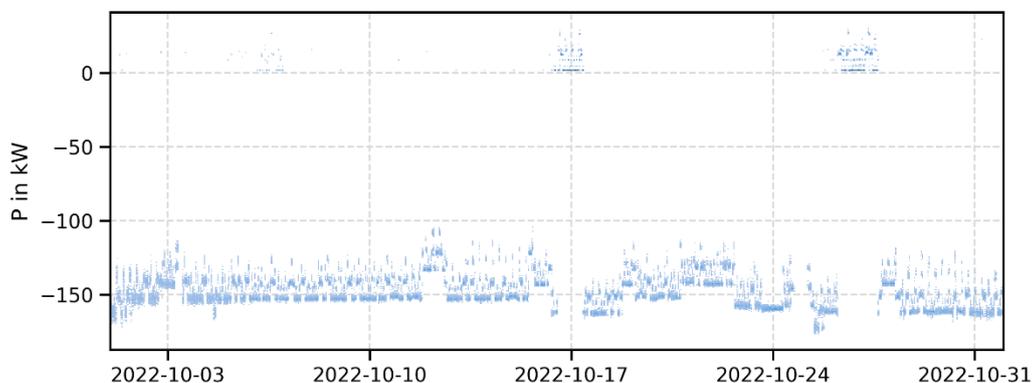


Abbildung 28: Verlauf der Wirkleistung einer Biomasseanlage für einen Monat. In der Regel wird die Anlage bei etwa Nennleistung betrieben, jedoch periodisch auf eine andere Betriebsleistung geschaltet ohne erkennbares Muster.

Die Nennleistung der Anlage liegt bei 150kW. In den meisten Fällen wird die Anlage auch in dem Arbeitspunkt betrieben. Jedoch können verschiedene weitere diskrete Zustände im gesteuerten Leistungsverlauf auftreten, die keinen direkten Einfluss durch Umweltbedingungen, wie Wetter, unterliegen. Dies kann unter anderem an der Verfügbarkeit des Brennstoffes oder an der Funktion

als Regelleistung liegen. Auch gibt es Zeitpunkte ohne Leistungseinspeisung oder auch Zeiten mit Leistungsbezug, der sich durch den Eigenbedarf des Kraftwerks erklären lässt.

Beide hier genannten Anlagentypen müssen somit für die Netzzustandsermittlung als gemessen vorausgesetzt werden.

### Große Anlagen

Ebenfalls sind große Anlagen, insbesondere die der Verbrauchergruppe „Gewerbe“ und „Industrie“ schwer prognostizierbar, da die Prozesse in energieintensiven Unternehmen teilweise stark voneinander abweichen. Ebenfalls ist die Datengrundlage in den Testgebieten zu gering – die Leistungskategorien sind sehr homogen verteilt (in den überwiegenden Fällen Haushalte und Kleingewerbe) -, um ausreichend Trainingsdaten für ein Training der KI-Leistungsprofile in diesen Lastkategorien zu erhalten.

Daher wird für schwer prognostizierbare große Verbraucheranlagen ebenfalls eine Messung im Eingang der MS-Zustandsermittlung empfohlen. Die Datengrundlage ist hierbei typischerweise über die RLM-Messungen (registrierende Lastgangmessung) gegeben, die bei großen Kunden vorhanden sind.

### 3.6 Pseudomesswerte aus installierten Leistungen von Last und Erzeugung (2 PM)

Die Relevanz von möglichst präzisen Pseudomesswerten in der Durchführung der State Estimation wurde bereits im Kapitel zum AP 2 (Optimierung der Trainingsdaten) angegangen. Ursprünglich war der Plan die Pseudomesswerte in die State Estimation direkt einfließen zu lassen, was sich jedoch als überflüssig erwies, wenn diese bereits Teil des Trainings sind.

Die Methode, mit der KI-basiert Leistungsprofile und von diesen abgeleitete Pseudomesswerte generiert werden, ist in 2.4 Optimierung der Erzeugung von Leistungsprofilen für die Lastflussrechnung (1 PM) beschrieben.

## AP 4 Optimierung des Algorithmus – Zeitrahmen: 11 Monate (15 PM)

Berücksichtigung elektrotechnischer Zusammenhänge, Abschätzung von Strom und Leistung, Verbesserung der Schätzqualität

### 4.1 Schaltzustände berücksichtigen (3 PM)

Die Netztopologie kann durch das Öffnen und Schließen von Schaltern im Netz verändert werden. Dadurch verändern sich die Leistungsflüsse und Spannungspotentiale im Netz deutlich.

Das Schalten ist z. B. notwendig, um für Wartungen Transformatoren oder Leitungen freizuschalten und die gefahrfreie Arbeit zu ermöglichen oder um Leistungsflüsse zu optimieren.

Konzeptionell ist das KI-Verfahren so ausgelegt, dass es nur eine Netztopologie berücksichtigen kann. Das bedeutet, für jede Änderung der Netztopologie muss ein neues KI-Modell trainiert werden. Daher ist es für unser Verfahren wichtig, geplante Schalthandlungen vorab und ungeplante Schalthandlungen zeitnah zu erfahren, um das KI-Modell anpassen zu können. Grundsätzlich ist unser System darauf vorbereitet, ein solches Schaltsignal zu empfangen und die notwendigen Maßnahmen zur Anpassung der KI vorzunehmen. Da jedoch speziell in den Feldtestgebieten Schaltmaßnahmen nur einzeln zur Freischaltung von Ortsnetzstationen vorkamen, wurde dieser Mechanismus nur in der Simulation aber nicht unter Realbedingungen validiert.

### 4.2 Berücksichtigung elektrotechnischer Zusammenhänge (2 PM)

In Kapitel 1.5 „Plausibilisierung für Anwender“ wurde ein Überblick zu den elektrotechnischen Zusammenhängen gegeben, die im Folgenden detaillierter beschrieben werden.

Eine der genannten elektrotechnisch/physikalischen Zusammenhänge beschreibt den Knotenpunktsatz (1. Kirchhoffsches Gesetz), welcher besagt, dass sich die Summe der Zweigströme an einem Netzknoten im zeitlichen Verlauf zu Null addieren. Im stationären Fall – wie für die Zustandsermittlung angenommen – können die Vorgänge mit Hilfe der komplexen Wechselstromrechnung beschrieben werden. Mit Hilfe der komplexwertigen Werte für Spannung und Stromstärke (mit jeweils Betrag und Nullphasenwinkel  $\theta$  von U und I) lässt sich die komplexe Leistung direkt berechnen und wieder in ihre Anteile P (Wirkleistung) und Q (Blindleistung) zerlegen:

$$\underline{S} = \underline{U} \cdot \underline{I}^* = U \cdot e^{j\theta_U} \cdot I \cdot e^{-j\theta_I} = U \cdot I \cdot e^{j(\theta_U - \theta_I)} = S \cdot e^{j\varphi} = P + j \cdot Q$$

Die Formel stellt alle Zusammenhänge der Verknüpfung von Spannung, Stromstärke und Leistung dar. Die komplexe Scheinleistung ist das Produkt aus komplexer Spannung und konjugiert komplexer Stromstärke. Die imaginäre Einheit ist j und die Differenz der Nullphasenwinkel von Spannung und Stromstärke ergeben den Phasenverschiebungswinkel  $\varphi$ .

Die oben genannte Summenregel für Ströme lässt sich somit auch für die Leistungskomponenten P und Q angeben, so dass gilt:

$$\sum_{k=1}^n P_k = 0$$

Die vorzeichenrichtige Addition der Leistungen an den n Zweigen eines Netzknotens ist somit Null. Dies gilt analog für die Blindleistung.

Des Weiteren besteht, wie an der Leistungsformel erkennbar ist, auch eine direkte Korrelation zwischen Stromstärke und Scheinleistung, so dass bei höherer Stromstärke die Leistungsflüsse wie auch die Auslastungen über die Zweige (Leitungen) im Netz zunehmen. Dies ist sicherlich ein starkes Plausibilitätskriterium für den Anwender bei der Interpretation der Ergebnisse der Zustandsermittlung. So ist beispielsweise ein Anstieg der Stromstärke im Umspannwerksabgang korreliert zu den Leistungsbezug bzw. -einspeisung der unterlagerten Ortsnetze in einem radialen Netzstrang. Dies gilt insbesondere in Zeiten sehr starker Korrelation, z.B. ein sonniger Tag und hohe PV-Einspeisung der dezentralen Anlagen. Radiale Netze weisen keine Vermaschungen zwischen Abgängen des Umspannwerkes auf. Bei Vermaschung ist eine einfache Korrelation nicht i.A. zu erkennen.

Bei Erhöhung des Strom- bzw. Leistungsflusses steigt in radialen Netzen auch der Spannungsfall bzw. -anstieg und ist somit auch korreliert. Die Stromstärken sind mit den Spannungen über die Netzimpedanzen, also die Widerstände, Induktivitäten und Kapazitäten der Betriebsmittel, wie Leistungen, Kabel, Transformatoren) verknüpft. In der Netzberechnung wird meistens die Admittanz (der Kehrwert der Impedanz) herangezogen. Die Verknüpfung der Knotenströme und der Knotenspannungen ist über die Knotenadmittanzmatrix  $[\underline{Y}]$  beschrieben:

$$[\underline{I}] = [\underline{Y}] \cdot [\underline{U}]$$

Die eckigen Klammern in der Formel stellen Matrizen dar, deren Größe die Anzahl der Knoten spiegelt. So ist bei z.B. für ein fiktives 10 Knoten-Netz:  $[\underline{I}]$  eine 10x1-Matrix,  $[\underline{U}]$  eine 10x1 Matrix und  $[\underline{Y}]$  eine 10x10-Matrix. Dies ist für den hier angewendeten Fall eines einphasigen Netzmodells gültig. Bei einer dreiphasigen Modellierung des Netzes verdreifacht sich die Größe der Matrizen. Aus der Formel wird nochmal deutlich, dass alle Knotenströme Einfluss auf die Spannungswerte haben. Die Knotenströme ergeben dann mit Hilfe der Spannungen am Netzknoten auch die Knotenleistungen, wie oben beschrieben. Die Leistungen der Zweige (Betriebsmittel) können dann aus dem Spannungsfall zwischen zwei Netzknoten und der Zweigadmittanz ermittelt werden, so dass ein physikalisch konsistenter Netzzustand resultiert.

Die Spannungsänderung (Anstieg oder Abfall) ist in der MS-Verteilnetzebene stark verknüpft mit dem Wirkleistungsfluss über die Zweige. Bei Wirkleistungsbezug, z.B. nachts ohne PV-Einspeisung, sinkt die Spannung vom Umspannwerk aus gesehen hin zu den Ortsnetzstationen im Netzstrang. Anders bei einer starken PV-Erzeugung im Netz, wo ein Wirkleistungsfluss zum Umspannwerk erfolgt. Hier steigt die Spannung vom Umspannwerk zum Netzstrang hin. Dieser Effekt erklärt sich durch den ohmschen Anteil (Wirkwiderstand) der Betriebsmittel (Kabel und Freileitung). Das Verhalten des Spannungsfalls mit Bezug zur Blindleistung ist je nach der Art der genutzten Betriebs-

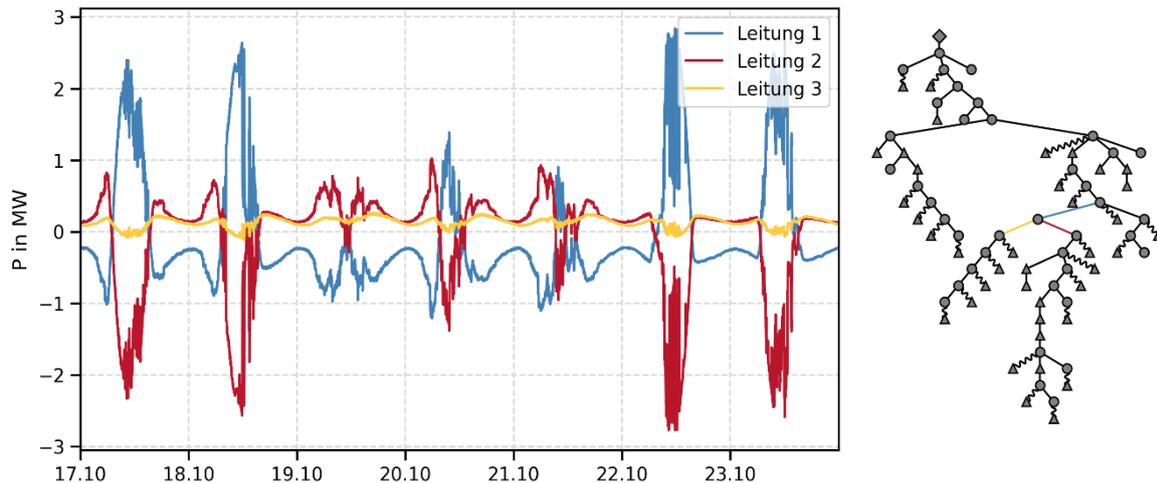


Abbildung 29: Leistungssumme über alle drei Leitungen eines Knotenpunktes

mittel unterschiedlich. Bei einem Kabelnetz ist das Netz vom Blindleistungsbedarf eher kapazitiv (aufgrund der Kabelkapazitäten), im Falle von Freileitungen eher induktiv. Somit ist auch die Beeinflussung des Spannungsfalls durch z.B. aktive Blindleistungssteuerung immer im Bezug zum aktuell betrachteten Netz zu sehen.

Ein Beispiel zur Berücksichtigung der elektrotechnischen Zusammenhänge wird anhand eines Ergebnisses der Zustandsschätzung im Folgenden dargestellt. In **Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.** sind die Wirkleistungsverläufe (P) von drei Leitungsabgängen an einem Netzknoten dargestellt. Die drei Leistungsverläufe wie auch die entsprechenden Leitungen in der nebenstehenden Netzgrafik sind farblich markiert.

Gezeigt wird der zeitliche Verlauf der Schätzungsergebnisse über eine Woche. Die Verläufe der Leitungen 1 und 2 (blaue bzw. rote Kurve) sind dominierend, in Leitung 3 (gelbe Kurve) fließt nur eine geringe Leistung (Ausläufer mit wenigen Ortsnetzstationen). Gut erkennbar ist, dass der Leistungsfluss in Leitung 1 gegenläufig zu dem in Leitung 2 ist. Ebenso sind verschiedene Netzzustände über die Zeit erkennbar. Zur Mittagszeit am ersten, zweiten sowie sechsten und siebten Tag im dargestellten Zeitraum ist eine deutliche Erzeugungssituation sichtbar – erkennbar durch negatives P in Leitung 2. Umgekehrt dominiert die Last in den Abend- und Nachtstunden (positives Vorzeichen P bei Leitung 2). Leitung 3 zeigt ein zur Leitung 2 analoges Verhalten bei geringerer Leistung im Betrag. Da keine eigene Erzeugung oder Last am betrachteten Netzknoten existiert, addieren sich die Leistungen vorzeichenrichtig – entsprechend der Summenregeln - in jedem Zeitpunkt zu Null.

### 4.3 Alle Größen als Ergebnis der State Estimation in ausreichender Genauigkeit (KPIs; 10 PM)

#### 4.3.1 Konzeptentwicklung (3 PM)

Für die Entwicklung des Konzepts zur Schätzung der Leistung sowie zur Optimierung des Algorithmus haben wir zuerst die Leistungsfähigkeit und Schwächen der Methode zur Schätzung der Spannung untersucht, wenn man diese Methode auch für die Leistungsschätzung verwendet. Um dies systematisch und konsistent zu bewerkstelligen haben wir folgende Methodik zum Modelltraining und -Vergleich konzipiert.

#### Training von Modellen

Zum Trainieren eines künstlichen neuronalen Netzes (engl. artificial neural network, ANN) wird das stochastische Gradientenverfahren (engl. stochastic gradient descend, SGD) benutzt. Konzeptuell ist es ein Optimierungsverfahren, bei dem die Parameter des ANNs, die sogenannten Gewichte und Biasvektoren, solange angepasst werden, bis der Unterschied zwischen den Zielvariablen und dem Output des ANNs möglichst klein wird. Die Funktion, mit der dieser Unterschied berechnet wird, nennt man die Loss-Funktion. Beim SGD wird das ANN für einen kleinen Teil der Gesamtheit der Trainingsdaten, ein sogenannter Batch, ausgewertet und anhand der Loss-Funktion ein Gradient berechnet, der vorgibt, wie die Parameter des ANNs anzupassen sind.

Da der Gradient von zwei Batches recht unterschiedlich ausfallen kann, konvergiert ein ANN nur

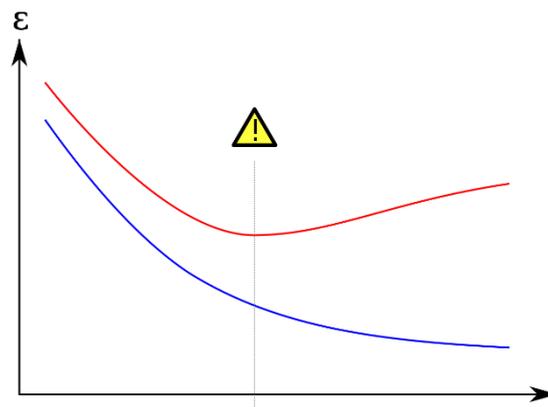


Abbildung 30: Überfitten der ANN-Parameter. In Blau ist die Loss-Funktion für den im SGD verwendeten Datensatz und in Rot für einen Validierungsdatensatz gegen die Trainingsdauer aufgetragen. Sobald die Loss-Funktion anfängt zu steigen, spricht man von Überanpassung. Quelle: Wikipedia (CC BY 3.0).

langsam und kann sehr lange trainiert werden. Deswegen muss definiert werden, wann das ANN ausreichend trainiert ist. Eine Möglichkeit wäre es zu sagen man trainiert eine bestimmte Anzahl von Epochen, wobei eine Epoche der genau einmaligen Iteration über alle Batches entspricht. Dies ist jedoch problematisch, da je nach Dimensionierung des Netzmodells, es eine andere Anzahl an Epochen braucht, um seine optimale Genauigkeit zu erreichen. Man könnte so gute Modelle als schlecht bewerten, nur weil man sie nicht lang genug trainiert hat. Wie man in Abbildung 30 erkennen kann, wirkt sich auch ein zu langes Trainieren negativ auf die Performance des ANNs aus. Wenn wir nach jeder Epoche die Loss-Funktion auf einem Datensatz auswerten, der nicht teil des SGD ist, wird man nach einigen Epochen erkennen, dass die Genauigkeit abnimmt. Das ANN fängt an zu überfitten: es erlernt Zusammenhänge, die nicht allgemein wahr sind, sondern Besonderheiten, die nur im Trainingsdatensatz vorzufinden sind.

### Vergleich von Modellen

Viele Modelle aus dem Bereich des maschinellen Lernens, und insbesondere ANNs, werden mit Zufallszahlen initiiert. Dies führt dazu, dass ein und dasselbe Modell, trotz identischer Architektur und Hyperparameter, beim wiederholten Trainieren nicht gegen dieselben Modellparameter konvergiert. Ein trainiertes Modell ist somit nicht reproduzierbar, solange die Zufälligkeit bei der Initialisierung und im Training nicht durch Setzen eines Seeds des Zufallsgenerators deterministisch gemacht wird.

Dies stellt den Experimentator immer vor die Frage, beim Vergleichen von zwei Modellen, ob die Unterschiede auf Grund der Wahl der vom Experimentator vorgenommenen Anpassungen auftreten oder ob die Zufallszahlen einfach günstiger oder ungünstiger ausgefallen sind.

Um den Überblick über die Einflüsse von Parametern zu behalten und um die Vergleichbarkeit von Modellen zu ermöglichen, setzen wir auf die Open-Source Plattform „[mlflow](#)“. Diese bietet uns die Möglichkeit die Hyperparameter der Modelle, die von den Modellen erzielte Metriken und sogar die trainierten Modelle selbst in strukturierter Form zu sichern und zu vergleichen.

Comparing 100 runs

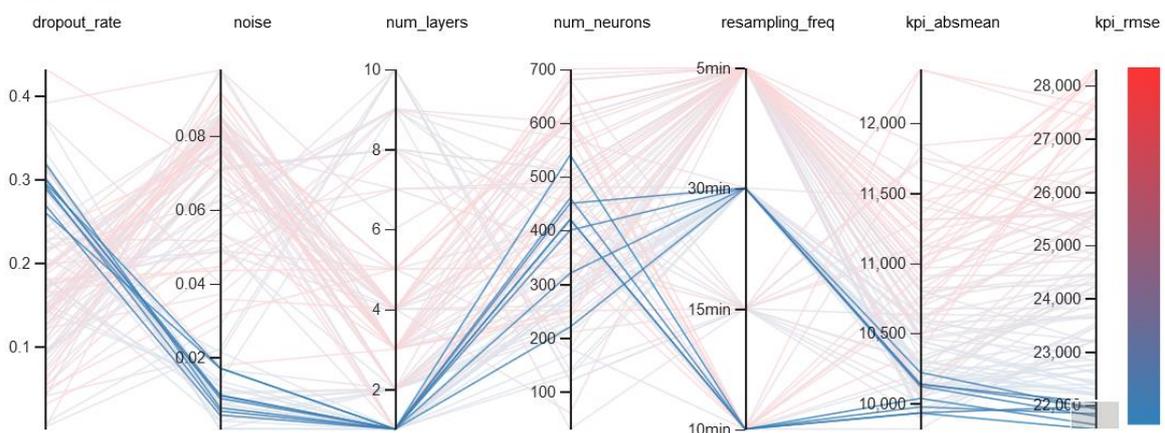


Abbildung 31: mlflow-Modellvergleich. Durch die systematische Protokollierung lässt es sich bestimmen welche Parameter sich positiv und negativ auf ausgewählte Metriken auswirken.

Durch das Training vieler Modelle kristallisieren sich die Einflüsse, die eine Änderung in den Hyperparametern und dem Trainingsablauf auf die KI haben, heraus und können gewichtet werden. Dies ist beispielhaft in Abbildung 31 dargestellt. Es handelt sich dabei um einen Plot mit parallelen Koordinaten. Die zwei rechtesten Achsen stellen zwei Metriken dar, anhand derer die Güte des Modells bewertet wird: kpi\_absmean ist der Betrag der mittleren Abweichung (MAE, mean absolute error) und kpi\_rmse der root mean squared error. Bei dem hier trainierten Modell handelt es sich um ein klassisches Dense-ANN das für die Generierung von Profilen trainiert wurde. Es ist klar zu erkennen, dass die Performance von Modellen mit nur wenig Layern in diesem speziellen Fall die beste Performance liefern.

Um die optimalen Hyperparameter systematisch zu erörtern, könnte man banal alle Parameterkombinationen durchprobieren – was man einen „grid search“ nennt – dies ist jedoch nicht umsetzbar, wenn es zu viele Parameter und noch mehr Parameterkombinationen gibt. Ein deutlich effizienterer Ansatz ist es, auf ein Framework zu setzen, das intelligentere Methoden implementiert, um den Hyperparameter-Raum systematisch zu erforschen. Wir setzen auf das Framework

„[Optuna](#)“. Es handelt sich hierbei um ein Python-Paket das leicht zu verwenden ist und mehrere hochmoderne Strategien zur Suche optimaler Parameter anbietet. Ein solcher Optimierungsprozess ist in Abbildung 32 zu sehen. Hier wurde ein ANN mit angepassten Features optimiert, um zu prüfen, ob es gegen einen kleineren RMSE konvergiert, was es tat.

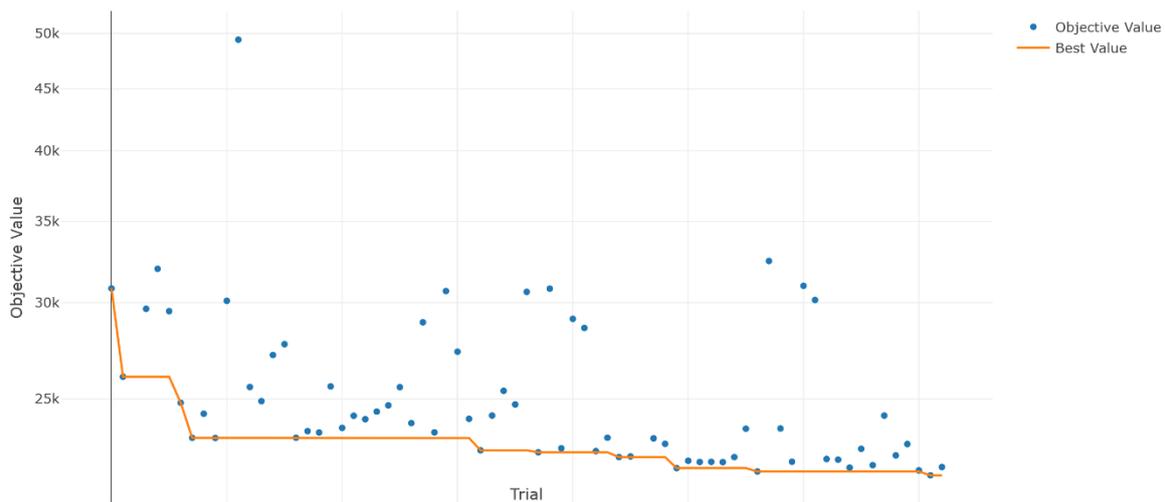


Abbildung 32: Parameteroptimierung mit Optuna. Die Suche nach optimalen Hyperparametern ist ein zeitaufwendiger Vorgang, der das Training von vielen Modellen mit sich bringt. Über die Zeit ist der Trend ein immer kleinerer „Objective Value“, der in diesem Fall der RMSE ist.

Mit diesen Instrumenten haben wir die Methodik zur Spannungsschätzung auf Leistungsschätzung angewandt und die folgenden Erkenntnisse gewonnen: Zeit und Wetter müssen berücksichtigt werden, um realistische Zustände im Training und in der Anwendung zu erhalten. Außerdem lassen sich realitätsnahe Leistungsprofile nur mit Details über die Anlagen, wie sie in den Stammdaten vorliegen, generieren. Aus diesen Erkenntnissen und den in AP1 definierten Anforderungen haben wir in einem iterativen Vorgehen die Eingangsdaten der KI sowie die Gestaltung der KI-Modelle optimiert. Dabei haben wir in jedem Iterationsschritt die Ergebnisse und Schwächen des Verfahrens untersucht und für die Schwächen jeweils Anpassungen zur Mitigation entwickelt.

#### 4.3.2 Implementation und Test einzelner Schlüsselanteile (3 PM)

Auch die Implementierung haben wir, genau wie die Konzeptentwicklung, in iterativen Schritten durchgeführt. Bei der Implementierung war es während der Iteration wichtig, schnell zu Ergebnissen zu kommen und leicht Anpassungen an der Methode vornehmen zu können. Daher wurde die Entwicklung der KI-Komponenten zu einem großen Teil in [Jupyter-Notebooks](#) in [VS Code](#) durchgeführt, einer frei verfügbaren Rapid-Prototyping-Umgebung für die Software-Entwicklung. Wiederverwendbare Anteile wurden nach und nach überarbeitet und in Bibliotheken zusammengefasst, die versionskontrolliert und getestet gepflegt werden. Dies führte zu einer immer weiter reifenden Software-Anwendung.

Die Implementation eines funktionierenden Systems setzt eine möglichst reibungsfreie Handhabung aller relevanter Daten voraus. Entsprechend müssen alle Daten in einheitlicher Form vorliegen und für alle Mitglieder des Teams zugänglich sein.

Um dies zu gewährleisten haben wir uns für eine Data-Warehouse-Architektur entschieden und die Formate und Normalisierungsschritte der Daten fest definiert. Für Netzmodelle wurde das

CIM-Format gewählt, mit Bus-Branch Struktur, das mit Postprocessing-Schritten für Lastfluss-Berechnungen optimiert wird. So werden z.B. Leitungen zusammengefasst, die im Kontext des Lastflusses (approximativ) redundant sind.

Für numerische Daten wurden mehrere Formate verglichen und letztendlich das Apache Parquet Format gewählt. Es handelt sich um ein binäres Format, das ohne Konvertierung nicht menschenlesbar ist, jedoch im Vergleich mit .csv und .xlsx signifikant schneller geschrieben und gelesen werden kann. Da Kompressionsalgorithmen Teil der Format-Spezifikation sind, müssen alle kompatiblen Implementationen diese mitbringen, was es uns ermöglicht die Daten komprimiert und damit platzsparend auf der Festplatte zu speichern. Da es selbstbeschreibend und typisiert ist, können auch keine Fehler entstehen wie beim Parsen einer .csv Datei. Zusammengefasst, ist das Format schnell, speichereffizient und ermöglicht uns unkompliziertes und verlustfreies Schreiben und (auch partielles) Wiedereinlesen von numerischen Daten.

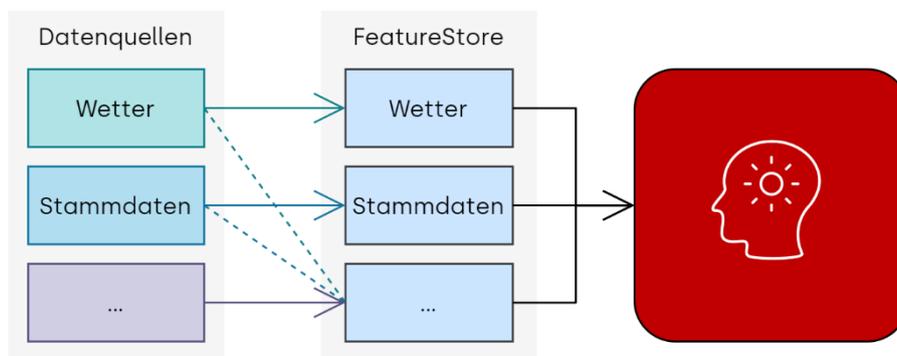


Abbildung 33: Feature Store Implementierung. Der Feature-Store leitet aus den Daten, die uns zur Verfügung stehen, numerische Skalare und Vektoren ab, die als Input der KI benutzt werden. Es können dabei mehrere Datenquellen zu einem Feature verschnitten werden.

Durch die Vereinheitlichung sind die Daten bequem analytisch zu verarbeiten und zu verrechnen, jedoch noch nicht geeignet, um direkt eine KI zu trainieren. Wie in Abbildung 33 zu sehen, wird ein sogenannter Feature-Store zwischen der KI und den Daten geschaltet. Der Feature-Store generiert aus den im Data-Warehouse liegenden Datenquellen, die wir immer in SI-Einheiten präparieren, Skalare und Vektoren, die numerisch besser geeignet sind, um eine KI zu trainieren. Diese abgeleitete Eingangsgrößen werden als Features bezeichnet. Durch die Featurisierung der Eingangsinformation wird der Trainingsprozess der KI beschleunigt und stabilisiert.

Die GRAICE-KI baut ihre Intelligenz auf Basis des Zusammenspiels mehrerer Komponenten auf, die im Weiteren näher erklärt werden, aber grob zusammengefasst sind es die folgenden Komponenten:

1. KI-Leistungsprofil-Generator: Dieser wird mit historischen Messdaten trainiert und liefert realistische Lastflusswerte für Anlagenaggregate.
2. Netzzustands-Generator: Nutzt den KI-Leistungsprofil-Generator, um für ein ganzes Netzmodell alle elektrischen Größen zu berechnen.
3. State Estimation-KI (SEKI): Wird mit den generierten Netzzuständen trainiert um den gesamten Netzzustand anhand weniger bekannter, das heißt gemessener, Größen zu rekonstruieren.

Die erste Komponente ist der Leistungsprofil-Generator. Konzeptionell ist dieser in Abbildung 34 abgebildet. Das Training des Leistungsprofil-Generators erfolgt auf Basis von historischen Mess-

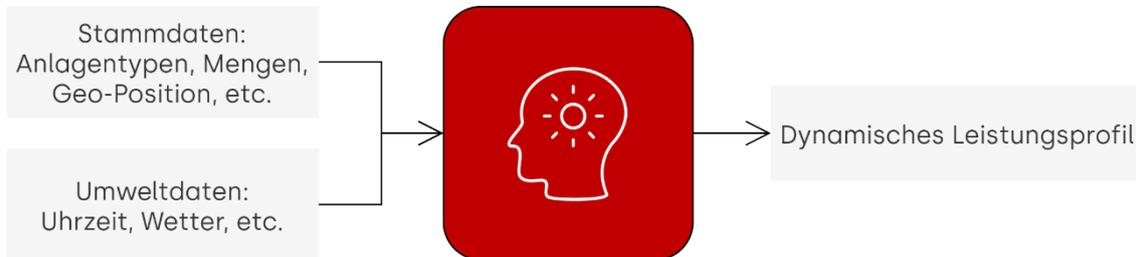


Abbildung 34: KI-Leistungsprofil-Generator Implementation. Die KI-Leistungsprofile werden mit einem TensorFlow basierten Regressor variabler Architektur generiert. Ziel dieser Regression ist es das Verhalten von Anlagen-Aggregaten unter vordefinierten Umweltbedingungen zu erlernen. Als Trainingsdaten dienen historische Messdaten.

daten, die weder netztopologisch noch geographisch auf ein bestimmtes Gebiet beschränkt sein müssen. In der Tat ist die Übertragbarkeit der generierten Profile zwischen Gebieten erwünscht und ein Mischen von verschiedenen Messdaten dafür förderlich. Wie abgebildet, sind die Geopositionsdaten Teil der Eingangsinformation der KI, was diese Übertragbarkeit ermöglicht.

Der Leistungsprofil-Generator liefert einen realistischen Pseudomesswert für den Lastfluss an einer Ortsnetzstationen zu bestimmten Umweltbedingungen. Löst man diese Messwerte über die Uhrzeit auf, ist das Resultat ein dynamisches Leistungsprofil. Mittels des Leistungsprofil-Generators können für alle Unterstationen eines Netzmodells, realistische und konsistente Leistungswerte erzeugt werden. Wenn noch eine Slack-Spannung definiert wird, ist die Lastflussgleichung für das Netzmodell voll bestimmt und numerisch lösbar.

Zum Training der State Estimation-KI werden tausende von vollständig definierten Netzzuständen benötigt. Wie in Abbildung 35 dargestellt, werden dafür Lastflussberechnungen mit dem Open-Source-Werkzeug [GridLAB-D](#) durchgeführt. GridLAB-D ist ein hochoptimiertes Programm, das es uns ermöglicht die Berechnungen der Netzzustände hoch-parallelisiert und effizient durchzuführen. Um mit diesem zu arbeiten, müssen sowohl das Netzmodell als auch die vorgegebenen Lastwerte in ein GridLAB-D kompatibles Format konvertiert und auf die Festplatte geschrieben werden. Die Ergebnisse müssen abschließend wieder in das Parquet-Format konvertiert werden, um sie in weiteren Schritten verarbeiten zu können.

Damit die resultierenden Netzzustände möglichst realitätsnah sind, werden die vorgegebenen Lastwerte, wenn möglich, sprich wenn ein Messwert als bekannt zur Zeit der Schätzung ist, aus

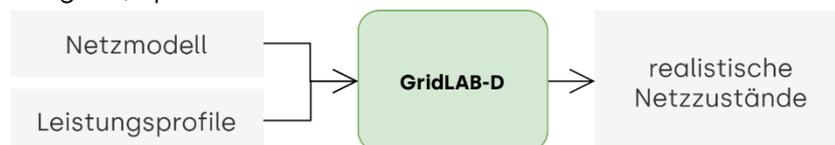


Abbildung 35: Generierung von realistischen Netzzuständen. Als Grundlage dienen die KI-generierten dynamischen Leistungsprofile. Mittels GridLAB-D werden unter Variation der Spannung am Slack-Knoten und der im Netzmodell definierten Netzparameter Lastflussberechnungen durchgeführt, deren Ergebnis alle elektrischen Größen des Stromnetzes für einen Zeitschritt beinhaltet.

Messwerten entnommen und mit den generierten Leistungsprofilen vervollständigt. Dabei wird pro Zeitschritt für ein definiertes Set an Umweltparametern ein Leistungswert für jede Ortsnetzstation erzeugt. In Summe wird so das Verhalten des Netzes als Ganzes unter den Umweltparametern wiedergegeben. Da die generierten Leistungswerte realistisch sind, konvergiert das Newton-Raphson Verfahren, mit dem GridLAB-D die Lastflussberechnung für jeden Zeitschritt durchführt, nach nur wenigen Iterationen. Das Ergebnis der Rechnung sind alle elektrischen Größen des Stromnetzes für jeden Zeitschritt. Die Gesamtheit aller Zeitschritte wird gesichert und dient als Trainingsdatensatz für die State Estimation KI.

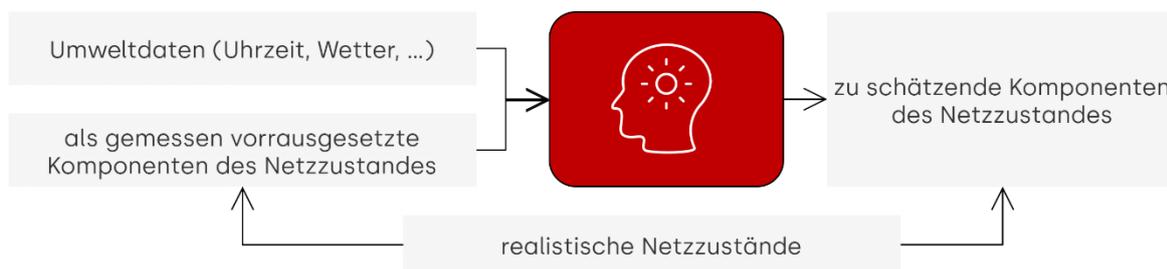


Abbildung 36: GRAICE Implementierung. Beim Training werden die Eingangsmessdaten von den generierten Netzzuständen abgezweigt, und die übrig bleibenden Daten an den Ausgang des Regressors gelegt. Als Regressor können TensorFlow basierte ANNs verschiedener Architekturen verwendet werden.

Die letzte Komponente der GRAICE-KI ist die State Estimation-KI. Die Struktur hinter der Implementation von SEKI ist in Abbildung 36 abgebildet. Die generierten Zustände dienen als Basis anhand derer SEKI die elektrischen Zusammenhänge im Stromnetz erlernt. Dabei wird jeder Netzzustand in Größen unterteilt, die als gemessen vorausgesetzt werden und am Eingang des Regressors angelegt werden, und Größen, die durch den Regressor zu bestimmen sind, welche am Output angelegt werden. Der Regressor ist ein in [TensorFlow](#) umgesetztes ANN mit variabler Architektur. Da der Netzzustand von den Umweltdaten wie Uhrzeit und Wetter abhängt, müssen auch diese dem Regressor zur Verfügung gestellt werden. Der Output des Regressors bildet einen Satz an elektrischen Größen, die wahlweise den Netzzustand vollständig beschreiben oder genug Parameter liefern, um mittels der Lastflussgleichung alle elektrischen Größen physikalisch konsistent zu berechnen.

#### 4.3.3 Implementation der restlichen Anteile (3 PM)

Für eine effiziente und nachvollziehbare Auswertung der KPIs der Zustandsergebnisse haben wir einen PDF-Reportgenerator entwickelt. Der Reportgenerator vergleicht die Zustandsergebnisse mit vorhandenen Validierungsmessungen, berechnet die KPI und stellt diese sowohl grafisch als auch tabellarisch dar. Dabei ist der Fehler, die Korrelation sowie die Fehlerverteilung interessant, da sie die Bewertung der Ergebnisqualität ermöglichen.

Zur Darstellung der Netzzustände über die Zeit haben wir eine web-basierte Oberfläche entwickelt, welche das Netzmodell geographisch über eine OpenStreetMap-Satellitenkarte legt und über ein Ampelfarbensystem die Auslastung der Leitungen über die Zeit darstellt. Diese Darstellung über die Zeit kann sowohl in Echtzeit erfolgen als auch beschleunigt.

Zur Darstellung der Netzzustände in Echtzeit war eine Live-Schnittstelle erforderlich. Netze BW verwendet hier wie in AP1.3 erwähnt das Kafka-System. Da wir unser Software-System generisch

aufbauen, war hier bei der Anbindung zuerst eine Anpassung der empfangenen Messdaten im JSON-Format an das intern verwendete Format notwendig. Auch die Zustandsergebnisse müssen vom internen Format wieder zurück in das JSON-Format umgewandelt werden, damit diese vom Zielsystem bei Netze BW interpretiert und weiterverarbeitet werden können.

Die Implementation der drei Komponenten in diesem Abschnitt erfolgte in Python 3.9. Dabei wurden frei verfügbare Bibliotheken verwendet wie z. B. [reportlab](#) und [matplotlib](#) für die PDF-Erstellung, [Bokeh](#) für die Erstellung der web-basierten Oberfläche und [kafka-python](#) für die Kommunikation mit dem Kafka-Datensystem.

#### 4.3.4 Integration und Test (1 PM)

Die Entwicklung von neuen Features und Verfahren für unser Software-System findet oft in einer Experimentierumgebung statt ([Jupyter-Notebooks in VSCode](#)). Dies erlaubt das schnelle Prototyping. Bevor das Ergebnis in das Gesamtsystem integriert werden kann, muss es in eine vorhandene Bibliothek integriert oder als neue Bibliothek aufgebaut werden. Hierfür gilt ein Set von Regeln was die Code-Qualität, -Formatierung und -Beschreibung angeht. Außerdem benötigen neue Code-Anteile Testprozeduren, die sicherstellen, dass das neue Verfahren stabil mit einer breiten Vielfalt von Eingabeparametern zurechtkommt. Dazu werden zuerst Unit-Tests geschrieben. Diese testen einzelne Funktionsanteile unabhängig vom Gesamtsystem. Als nächstes folgen die Integrationstests, die das Zusammenspiel mit dem Gesamtsystem gewährleisten. Zum Schluss haben wir das Gesamtsystem im Live-Betrieb mit Messungen aus dem realen Netz getestet und die Ergebnisse über unsere Auswertung validiert.

### AP 5 Marktbeobachtung - Zeitrahmen 13 Monate (1 PM)

Fortlaufende Beobachtung ähnlicher Projekte und Berücksichtigung der Ergebnisse

#### 5.1 Fortlaufende Beobachtung ähnlicher Projekte und Berücksichtigung der Ergebnisse (1 PM)

Die fortlaufende Beobachtung ähnlicher Projekte wurde periodisch im Wesentlichen über Internetrecherchen durchgeführt, da wir das Projekt in der Corona-Pandemie begonnen haben und zu der Zeit keine Events oder Besuche möglich waren. Dabei haben wir falls verfügbar auf den Projektwebseiten nach Neuigkeiten und wissenschaftlichen Veröffentlichungen geschaut, aber auch generell nach News-Artikeln im Internet gesucht. Wir haben auch, falls verfügbar, bei [Research Gate](#) nach den Namen der Projektmitarbeiter gesucht, um wissenschaftliche Veröffentlichungen zu finden. Dort wo sich die Möglichkeit ergeben hat, haben wir Projektveranstaltungen besucht und uns vor Ort mit den beteiligten Personen ausgetauscht.

Bei der initialen Recherche in der Projektantragsphase am 27.08.2021 haben wir drei Projekte identifiziert, die für uns relevant klangen:

- „KI-Grid – Entwicklung und Validierung eines KI-basierten Systems zur autarken Steuerung von intelligenten zellulären Netzen“ – keine Projektwebseite
- „FLEMING – Flexible Monitoring- und Regelsysteme für die Energie- und Mobilitätswende im Verteilnetz durch Einsatz von Künstlicher Intelligenz“ - [Projektwebseite](#)
- „AI4Grids“ - [Projektwebseite](#)

Zu Beginn des Projekts im Dez. 2021 haben wir die Recherche wiederholt, jedoch keine Neuigkeiten zu den gemerkten Projekten oder neue Projekte gefunden.

Die nächste Recherche haben wir dann am 01.04.2022 durchgeführt. Zum Projekt „KI-Grid“ fanden wir keine Updates. Zum Projekt „FLEMING“ fanden wir Veröffentlichungen die für uns jedoch entweder nicht zugänglich („paywalled“) oder nicht relevant waren. Zum Projekt „AI4Grids“ fanden wir ein [Research Paper](#). Dies brachte uns jedoch keine hilfreichen Erkenntnisse.

Am 02.06.2022 wurden wir von der Projektkoordination des Projekts „AI4Grids“ zur Teilnahme mit Vortrag zur Veranstaltung [AI4Grids-Symposium](#) eingeladen. An diesem Event, am 20.09.2022, haben wir dann auch vor Ort in Konstanz teilgenommen und unsere Arbeit präsentiert. Dadurch sind interessante Gespräche und Kontakt entstanden.

Die Wiederholung der Internetrecherche am 02.06.2022 brachte keine weiteren Neuigkeiten zu den bekannten Projekten, allerdings entdeckten wir ein weiteres interessantes Projekt: „GridAnalysis“ - Entwicklung neuer Modelle und Methoden zur quasistationären und zeitreihenbasierten Simulation von Stromverteilnetzen in Kombination klassischer Netzberechnung mit Verfahren des maschinellen Lernens ([Projektwebseite](#)). Für dieses Projekt gab es eine relevante [Publikation](#) die jedoch nur unser Verfahren zur Spannungsschätzung nachbildete.

Über einen Newsletter des Vereins [House of Energy e.V.](#) erhielten wir am 17.08.2022 eine Einladung zu einer Veranstaltung des Projekts [Smart Grid Lab Hessen](#) am 27.09.2022, der wir folgten. Hier wurde eine Hardware-System aufgebaut, um aktive Netzsteuerung praxisnah zu erproben. Der Projektpartner Hochschule Darmstadt ist daran interessiert unsere Algorithmen dort zu testen, sobald die eigenen Forschungen an der Anlage in Q2 2023 abgeschlossen sind.

Eine weitere Recherche im September 2022 brachte keine neuen Erkenntnisse.

Auch unsere letzte Recherche am 05.01.2023 brachte keine relevanten Neuigkeiten mit sich. Die gefundenen wissenschaftliche Veröffentlichungen bezogen sich auf andere Themen als die Netzüberwachung, wie z.B. Forecasting oder Predictive Maintenance.

## Diskussion der Ergebnisse

Wir sind mit den Ergebnissen des Projekts sehr zufrieden. Das entwickelte System erfüllt überwiegend die gewünschte Genauigkeit und ist damit in der Praxis einsetzbar. Einzelne unregelmäßig auftretende Lastspitzen können nur mit einer geringeren Genauigkeit berechnet werden, da hier keine ausreichenden Informationen für eine höhere Genauigkeit vorliegen. Im Mittel haben wir einen Fehler von unter 25% erreicht. In AP1 haben wir für die Auslastung unter 40%, welche nahezu ausschließlich auftrat, ein Wunschziel von 20% Fehler definiert. Wir liegen hier also nur knapp über dem Wunschziel und können den höheren Fehler im Wesentlichen auf die unregelmäßigen Lastspitzen zurückführen.

Die Qualität der Eingangsdaten, wie Netz-, Mess- und Stammdaten haben uns für größere Herausforderungen gestellt als erwartet, da diese nicht für unseren Anwendungszweck erhoben wurden. Wir haben daher außerhalb des Projekts Tools und Methoden entwickelt, die diese Herausforderungen größtenteils mitigieren können.

Auch das Thema Marktbeobachtung hat uns vor größere Herausforderungen gestellt, denn die Projektkonsortien haben kaum Informationen zu den Projektfortschritten online zur Verfügung gestellt und die wissenschaftlichen Veröffentlichungen waren fast ausschließlich hinter Paywalls abgelegt. Durch die Teilnahme an einigen der Projektveranstaltungen konnten wir jedoch mehr erfahren. Allerdings haben sich für unser Vorhaben keine verwendbaren Erkenntnisse ergeben.

## Ökologische, technologische und ökonomische Bewertung der Ergebnisse

Die Ergebnisse des Vorhabens belegen, dass durch den Einsatz von KI-Systemen sehr effizient die Beobachtbarkeit in Verteilnetzen hergestellt werden kann. Kein anderes technisches Verfahren kann zurzeit vergleichbare Ergebnisse vorweisen. Künstliche Intelligenz ist dafür sehr gut geeignet, da sie alle relevanten Kriterien, von elektrischen Werten über Zeit, Wetter und Nutzerverhalten in den Algorithmus integrieren kann. Durch den Einsatz des Systems kann ein direkter Effekt in der CO<sub>2</sub>-Reduktion von rund 1,65 kg CO<sub>2</sub>eq pro Einwohner/Verbraucher im Jahr erzielt werden.

Diese Reduktion geht allerdings von der jetzigen installierten Leistung von EE-Anlagen in den Verteilnetzen aus. Der Effekt dürfte bei einem beschleunigten Ausbau der erneuerbaren Energien, insbesondere von vielen kleineren, dezentralen Erzeugungsanlagen sehr viel größer werden. Die zur Erreichung der Klimaziele benötigte Geschwindigkeit des Ausbaus erneuerbarer Energien wird mit den aktuellen Verteilnetzen nicht realisierbar sein. Der alleinige Ausbau der Infrastruktur ist weder in der nötigen Zeit noch zu vertretbaren Kosten umsetzbar. Daher kann nur eine Kombination aus Digitalisierung und Infrastrukturausbau die Verteilnetze für die Energiewende ertüchtigen. Grundvoraussetzung der Digitalisierung ist aber die Herstellung der Beobachtbarkeit. Daher ist das entwickelte System eine der Grundvoraussetzungen für die Ertüchtigung der Verteilnetze.

## Maßnahmen zur Verbreitung der Vorhabensergebnisse

Das Ziel des Projekts war es, die Methoden zur Netzzustandsschätzung von Strom und Leistung zu erforschen und zu entwickeln. Diese Ergebnisse werden von uns im Rahmen von verschiedenen Aktivitäten aktiv als Produktportfolio dargestellt und beworben.

Zu den Aktivitäten gehören Messen wie die [E-world energy & water 2023](#) vom 23. bis zum 25. Mai 2023 und die [The smarter E Europe](#) vom 14. bis 16. Juni 2023, Veranstaltungen wie [bdew Treffpunkt Netze 2023](#) vom 11. bis 12. Oktober 2023 und die [netz.con](#) (früher FNN Kongress Netze) des VDE in 2024. Des Weiteren gehören zu den Aktivitäten Kunden- und Vertriebstermine sowie Vorträge im Rahmen von kleineren Veranstaltungen bei Universitäten (z. B. RWTH Aachen, TH Köln) und Fachverbänden ([DGI](#)). Auch bei technischen Diskussionen in anderen Forschungsprojekten (SEGuRo und Quirinus) können wir unsere Erkenntnisse verbreiten.

Natürlich wird dieser Abschlussbericht auch auf unserer [Webseite](#) veröffentlicht.

## Fazit

Die Vorhabensergebnisse liegen nur knapp hinter dem optimistischen Wunschziel zurück und sind damit voll praxistauglich. Die Ungenauigkeiten in den Eingangsdaten sowie unzureichende Informationen sind hier die wesentlichen Ursachen.

Die erwarteten Umweltziele können voraussichtlich erreicht werden. Der Nachweis darüber wird erst über die aktive Laufzeit von mind. 1 Jahr erbracht werden können.

Eine wesentliche Erkenntnis ist: die Aufbereitung der Eingangsdaten erfordert mehr Aufmerksamkeit für unsere Anwendung. Eine weitere Erkenntnis ist: unregelmäßig auftretende Lastspitzen sind nur mit weiteren Informationen zu schätzen. Hier können zusätzliche Messtechnik oder detailliertere Kenntnisse über den Fahrplan der Anlagen abhelfen.

Es gibt noch weitere Optimierungsmöglichkeit, die Schätzergebnisse zu verbessern, allerdings steht hier ein hoher F&E-Aufwand einer kleinen Verbesserung gegenüber.

Für den breiten Rollout bei den Stadtwerken und Flächenverteilnetzbetreibern sind Ergänzungen in der Auswertung erforderlich, wie z. B. regelmäßige Reports über auftretende Unregelmäßigkeiten oder auch die Analyse der Auslastung der Transformatoren und Leitungen.

## Anhänge

Zusätzlich zur fortlaufenden Seitenzählung des Abschlussberichtes sind die Seiten der Anhänge mit eindeutigen Anhangsbezeichnungen (A1, A2 usw.) zu versehen.

Zu 1.4

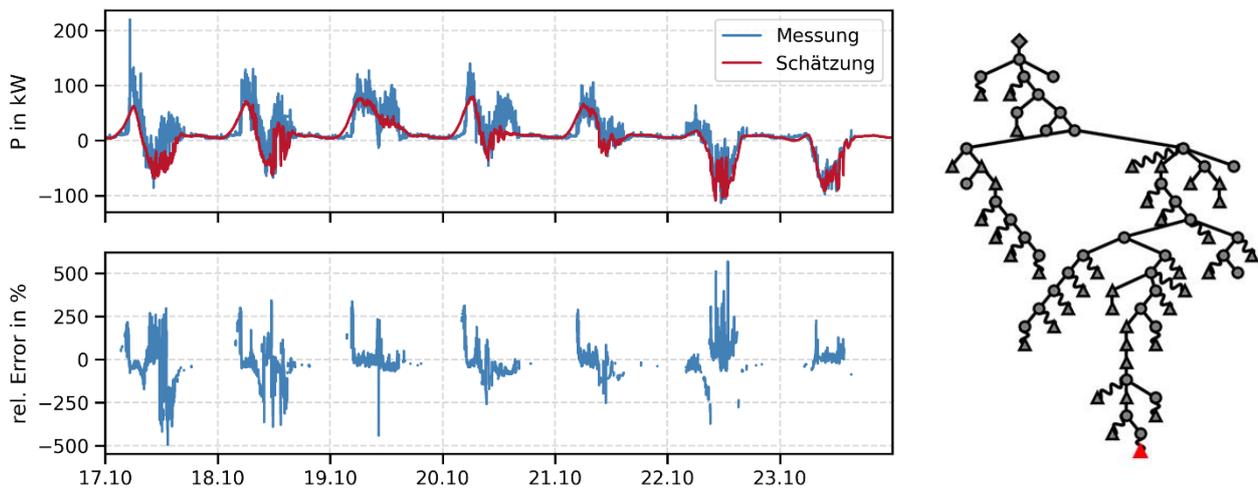


Abbildung 37: Wirkleistungsschätzung der Station 006. Oben links: Vergleich zwischen Schätzung und Messung der Wirkleistung. Unten links: relativer Fehler der Schätzung bezogen auf die Messung. Rechts: Standort der Station im Netzmodell

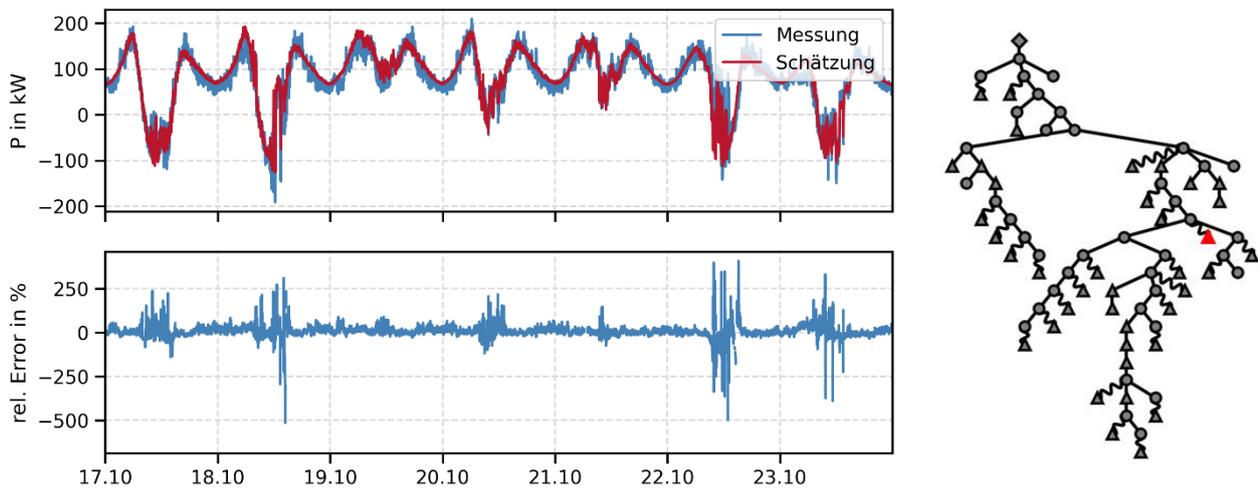


Abbildung 38: Wirkleistungsschätzung der Station 108. Oben links: Vergleich zwischen Schätzung und Messung der Wirkleistung. Unten links: relativer Fehler der Schätzung bezogen auf die Messung. Rechts: Standort der Station im Netzmodell

Rückendeckel