



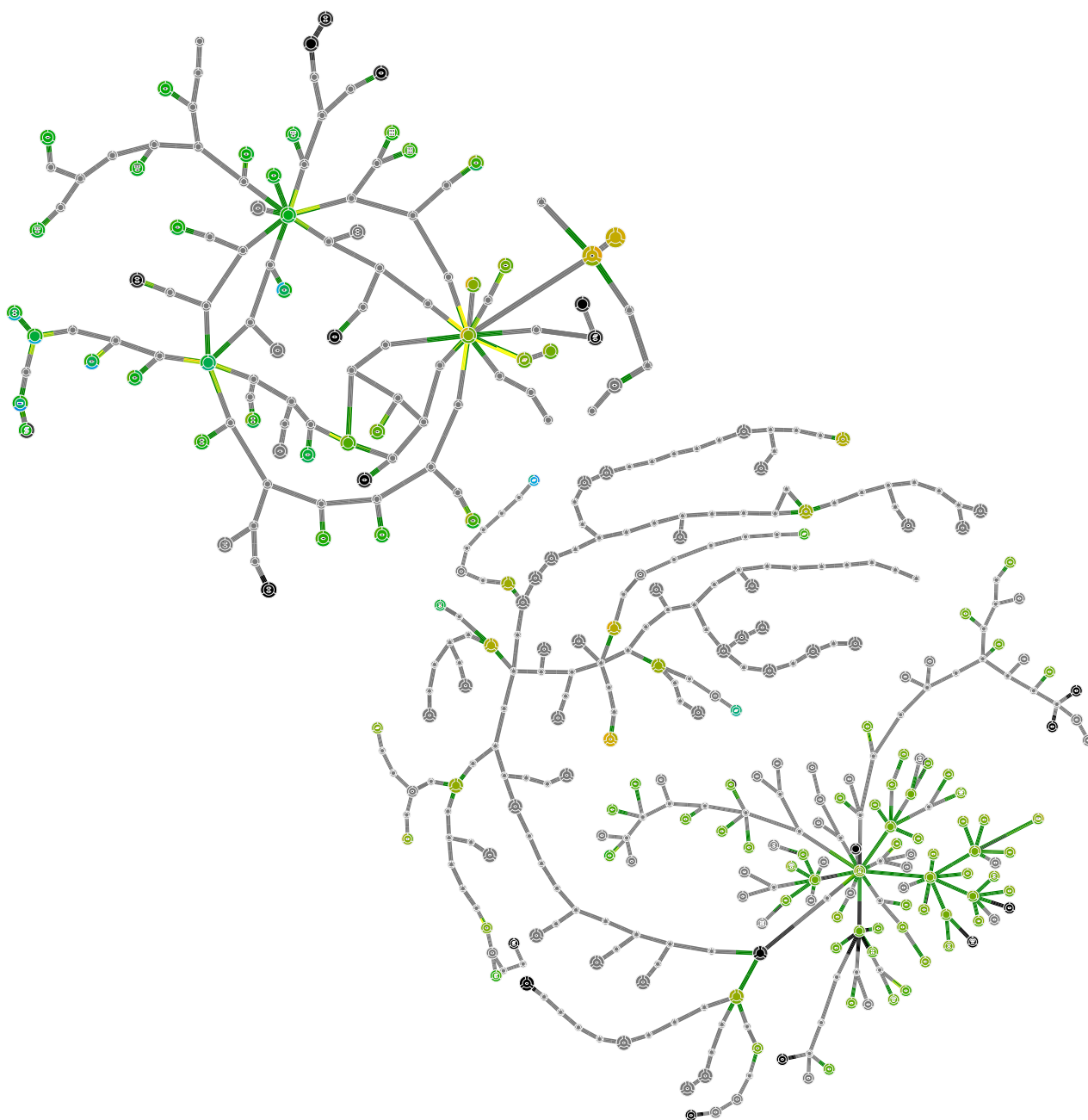
Schlussbericht vom 31. März 2016

---

# GridBox Pilotnetz

## Potential eines Echtzeit-Management-Systems für das Verteilnetz

---





**Datum:** 31.03.2016

**Ort:** Zürich

**Subventionsgeberin:**

Schweizerische Eidgenossenschaft, handelnd durch das  
Bundesamt für Energie BFE  
Pilot-, Demonstrations- und Leuchtturmprogramm  
CH-3003 Bern  
[www.bfe.admin.ch](http://www.bfe.admin.ch)

**Subventionsempfänger:**

Supercomputing Systems AG  
Technoparkstrasse 1  
CH-8005 Zürich  
[www.scs.ch](http://www.scs.ch)

Bacher Energie AG  
Rütistrasse 3a  
CH-5400 Baden  
[www.bacherenergie.ch](http://www.bacherenergie.ch)

BKW Energie AG  
Viktoriaplatz 2  
CH-3000 Bern 25  
[www.bkw.ch](http://www.bkw.ch)

ewz  
Tramstrasse 35  
CH-8050 Zürich  
[www.ewz.ch](http://www.ewz.ch)

**Autoren:**

Alain Brenzikofer, Supercomputing Systems, [alain.brenzikofer@scs.ch](mailto:alain.brenzikofer@scs.ch)  
Marc Eisenreich, BKW  
Marco Mangani, ewz  
Rainer Bacher, BACHER ENERGIE AG

|                               |                                                                                                        |
|-------------------------------|--------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| <b>BFE-Programmleitung:</b>   | Dr. Yasmine Calisesi, <a href="mailto:yasmine.calisesi@bfe.admin.ch">yasmine.calisesi@bfe.admin.ch</a> |
| <b>BFE-Projektbegleitung:</b> | Dr. Michael Moser, <a href="mailto:michael.moser@bfe.admin.ch">michael.moser@bfe.admin.ch</a>          |
| <b>BFE-Vertragsnummer:</b>    | SI/500977-01                                                                                           |

**Für den Inhalt und die Schlussfolgerungen sind ausschliesslich die Autoren dieses Berichts verantwortlich.**

**Bundesamt für Energie BFE**

Mühlestrasse 4, CH-3063 Ittigen; Postadresse: CH-3003 Bern  
Tel. +41 58 462 56 11 · Fax +41 58 463 25 00 · [contact@bfe.admin.ch](mailto:contact@bfe.admin.ch) · [www.bfe.admin.ch](http://www.bfe.admin.ch)

# Zusammenfassung

"GridBox" ist ein umfassendes Smart Grid Konzept für die Verteilnetzebenen. Es basiert auf im Netz verteilten, im Sekundentakt kommunizierenden Mess- und Steuergeräten, welche eine umfassende und flexible Plattform für Applikationen im Verteilnetz darstellen.

Das GridBox Konzept wurde im Rahmen von zwei Projekten erarbeitet, welche durch das BFE, sowie durch die Partner ewz und BKW unterstützt wurden. Das „GridBox Pilotnetz“-Projekt ist eine reale Umsetzung der wesentlichen Teile des GridBox Konzeptes im Sinne eines „Proof of Concept“ in zwei Feldversuchsregionen im Kanton Bern und in der Stadt Zürich (Spannungsniveaus N5 und N7).

Im Rahmen des Projekts „GridBox Pilotnetz“ wurde einerseits die technologische Plattform entwickelt und durch die beiden Netzbetreiber ausgerollt und während einem Jahr betrieben. Andererseits wurden Algorithmen zur Netzzustandsbestimmung, zur Gewährleistung der Netzstabilität sowie zur Spannungshaltung entwickelt und in Kampagnen demonstriert. Zusätzlich wurden umfangreiche Analysen des Datenmaterials vorgenommen und solide Praxiserfahrung im Bereich Installation und Prosumer-Schnittstellen gesammelt.

## Résumé

"GridBox" est un concept de gestion intelligente « Smart Grid » pour les réseaux de distribution électrique. Il est basé sur un réseau de dispositifs de mesure et de contrôle distribué à travers le réseau électrique et communiquant en temps réel. Le concept offre une plateforme complète pour de futures applications dans les réseaux de distribution.

Le concept GridBox a été développé dans le cadre de deux projets pris en charge par l'OFEN, ainsi que l'ewz et les FMB. Le projet «réseau pilote GridBox» est une mise en œuvre sur le terrain du concept GridBox en termes d'une «preuve de concept» dans le canton de Berne et en ville de Zurich.

Dans le cadre du projet pilote «réseau GridBox » la plate-forme technologique a été développée, déployée puis exploitée pendant un an par les deux opérateurs. Les algorithmes pour la détermination de l'état du réseau, pour assurer la stabilité du réseau et la maintenance de la tension ont été développés et vérifiés dans les campagnes. En sus, de nombreuses analyses des données ont été faites et recueillies permettant l'acquisition d'une solide expérience pratique dans les interfaces d'installation et des prosumer.

## Abstract

"GridBox" is a comprehensive Smart Grid concept for the distribution grid. It is based on distributed devices for measurement and control, communicating data in real-time, constituting a comprehensive and flexible platform for applications in the distribution grid.

The GridBox concept was developed during two studies, which were supported by the Federal Office of Energy, as well as partners ewz and BKW. The "GridBox pilot grid" project is a real-world implementation of the GridBox concept in terms of a "proof of concept" in two field trial regions in the canton of Bern and in Zurich (voltage level N5 and N7).

Within the project "GridBox pilot network" the technological platform was developed and rolled out by the two grid operators and operated for one year. Algorithms for grid state estimation, grid stability and voltage control have been developed and demonstrated in campaigns. In addition, extensive analyses of the measurement data were made and profound practical experience in installation and prosumer interfaces have been made.

# Inhaltsverzeichnis

|                                                                             |           |
|-----------------------------------------------------------------------------|-----------|
| <b>Zusammenfassung .....</b>                                                | <b>3</b>  |
| <b>Résumé.....</b>                                                          | <b>3</b>  |
| <b>Abstract .....</b>                                                       | <b>3</b>  |
| <b>Inhaltsverzeichnis .....</b>                                             | <b>4</b>  |
| <b>Abkürzungsverzeichnis .....</b>                                          | <b>6</b>  |
| <b>1    Ausgangslage .....</b>                                              | <b>9</b>  |
| <b>2    Ziel des Projekts.....</b>                                          | <b>9</b>  |
| 2.1    Motivation Smart Grid Applikationen (SGA).....                       | 9         |
| 2.2    High-Level Ziele SGA.....                                            | 10        |
| 2.3    Kurzbeschreibungen: Die fünf prioritären GridBox Use Cases (UC)..... | 10        |
| <b>3    Grundlagen – Randbedingungen .....</b>                              | <b>12</b> |
| <b>4    Konzept .....</b>                                                   | <b>13</b> |
| 4.1    Systemarchitektur .....                                              | 13        |
| 4.2    Architektonische Ziele .....                                         | 16        |
| <b>5    Vorgehen.....</b>                                                   | <b>18</b> |
| 5.1    Entwicklung der GridBox-Geräte .....                                 | 18        |
| 5.2    Entwicklung des GridNet Protokolls.....                              | 21        |
| 5.3    Entwicklung des GridBox-Master und Backend.....                      | 37        |
| 5.4    Domänen- und Datenmodell .....                                       | 39        |
| 5.6    Security, Privacy, Safety .....                                      | 42        |
| 5.7    BKW Pilotnetz Kiental .....                                          | 54        |
| 5.8    Rollout Pilotnetz BKW .....                                          | 56        |
| 5.9    Ewz Pilotnetz Zürich-Affoltern .....                                 | 64        |
| 5.10    Rollout ewz.....                                                    | 70        |
| 5.11    Smart Grid Applikationen Übersicht.....                             | 77        |
| 5.12    State Estimator.....                                                | 80        |
| 5.13    Optimizer .....                                                     | 84        |
| 5.14    Master Recorder .....                                               | 93        |
| 5.15    Projektverlauf .....                                                | 94        |
| <b>6    Ergebnisse .....</b>                                                | <b>96</b> |
| 6.1    Qualität der Datenkommunikation.....                                 | 96        |
| 6.2    Validierung der Messgenauigkeit im Labor.....                        | 102       |
| 6.3    Validierung der Messgenauigkeit im BKW Pilotnetz .....               | 103       |
| 6.4    StateEstimator Resultate im BKW Pilotnetz .....                      | 107       |
| 6.5    StateEstimator Resultate im ewz Pilotnetz .....                      | 118       |
| 6.6    Optimizer Resultate.....                                             | 121       |
| 6.7    Erfahrungen bei der Ansteuerung von Prosumer-Aktoren.....            | 151       |
| 6.8    Resultate der Topologieerkennung .....                               | 154       |
| 6.9    Untersuchung transienter Vorgänge mit 12 kHz Rohdaten .....          | 155       |
| 6.10    Nutzen von Synchrophasoren auf Nieder- und Mittelspannung .....     | 157       |

|           |                                                                        |            |
|-----------|------------------------------------------------------------------------|------------|
| <b>7</b>  | <b>Veröffentlichungen.....</b>                                         | <b>159</b> |
| <b>8</b>  | <b>Diskussion / Würdigung der Ergebnisse / Erkenntnisse .....</b>      | <b>162</b> |
| <b>9</b>  | <b>Schlussfolgerungen und Ausblick.....</b>                            | <b>164</b> |
| 9.1       | Projekterkenntnisse und möglicher Regelungsbedarf für die Schweiz..... | 164        |
| 9.2       | Standardisierung der Prosumer-Schnittstelle .....                      | 165        |
| 9.3       | Pilotnetze.....                                                        | 165        |
| 9.4       | State Estimator.....                                                   | 165        |
| 9.5       | Optimizer .....                                                        | 166        |
| 9.6       | Verteiltheit .....                                                     | 166        |
| 9.7       | Topology Estimation.....                                               | 166        |
| 9.8       | Kampagnen .....                                                        | 166        |
| 9.9       | Kommerzialisierung des GridBox Systems.....                            | 167        |
| 9.10      | Standardisierung der Kommunikation .....                               | 167        |
| <b>10</b> | <b>Referenzen .....</b>                                                | <b>168</b> |
| <b>11</b> | <b>Anhang .....</b>                                                    | <b>169</b> |
| 11.1      | Validation of Installation at BKW .....                                | 169        |
| 11.2      | Analyses on Measurement Data .....                                     | 173        |
| 11.3      | Analyses on State Estimation Data at BKW .....                         | 186        |
| 11.4      | Offline Scenario Runs with SE at BKW.....                              | 199        |
| 11.5      | State Estimator Performance Analysis at ewz .....                      | 217        |

# Abkürzungsverzeichnis

|      |                                                                                                                                                                                                                                            |
|------|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| ADC  | Analog-to-Digital Converter – Bauelement zur Konvertierung von analogen Eingangssignalen in digitale Ausgangssignale.                                                                                                                      |
| AFE  | Analog FrontEnd – Elektronik zwischen einem Sensor und einem ADC                                                                                                                                                                           |
| Avro | Auf JSON basierendes, selbst-beschreibendes Serialisierungs-Framework und komprimierbares Datenformat, welches als Teil des Apache Hadoop Projekt entwickelt wurde (siehe <a href="https://avro.apache.org">https://avro.apache.org</a> ). |
| BESS | Battery Energy Storage System – Netzbatterie, welche im ewz Pilotnetz installiert ist.                                                                                                                                                     |
| BM   | GridBox Base Module – Hardware, welche aus einem Embedded Prozessor, Speicher und Elektronik zur Messung von Spannung und Strom besteht.                                                                                                   |
| CM   | GridBox Current Module – Hardware Modul, welches an das GridBox Base Modul zur Messung von Strömen an zusätzlichen Kabeln angeschlossen werden kann.                                                                                       |
| CI   | Continuous Integration – Software-Entwicklungsprozess bei dem fortlaufend die neueste Version jeder Software-Komponente installiert und getestet wird.                                                                                     |
| CIM  | <a href="#">Common Information Model</a> – Standard der Energie-Industrie für den Austausch von Informationen über ein Stromnetz zwischen verschiedenen Software Applikationen.                                                            |
| DAMS | Distributed Area Monitoring System (Verteiltes Netzmonitoring System)                                                                                                                                                                      |
| DAQ  | Data Acquisition – Methode zur Messung und Zählung von Daten eines Systems über die Zeit.                                                                                                                                                  |
| DKF  | Discrete(-time) Kalman Filter – Mathematischer Ansatz zur Rückschliessung auf den Zustand eines Systems basierend auf fehlerbehafteten Beobachtungen.                                                                                      |
| DSP  | Digital Signal Processing (oder –Processor) – Kontinuierliche Bearbeitung von digitalen Signalen.                                                                                                                                          |
| DTLS | Datagram Transport Layer Security – Auf TLS basierendes Verschlüsselungsprotokoll, welches jedoch über UDP (anstatt TCP) übertragen werden kann.                                                                                           |
| EKF  | Extended Kalman Filter – (Allgemeines, nichtlineares Kalman Filter)                                                                                                                                                                        |
| ESR  | EinzelStrangRegler – Linearer Spannungsregler (Längsregler) zur Stabilisierung der Betriebsspannung.                                                                                                                                       |
| GB   | GridBox – Konzept, System und Hardware zur Ausmessung eines Stromnetzes.                                                                                                                                                                   |
| GPRS | General Packet Radio Service – Standard für die paketorientierte Datenübertragung in einem GSM-Netz.                                                                                                                                       |
| GPS  | Global Positioning System – Globales Navigationssatellitensystem zur genauen Positionsbestimmung.                                                                                                                                          |

|      |                                                                                                                                                                                                                                                                                     |
|------|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| GSM  | Global System for Mobile Communications – Standard für digitale Mobilfunknetze, welcher hauptsächlich für Telefonie, aber auch für leitungs- und paketorientierte Datenübertragung verwendet werden kann.                                                                           |
| FPGA | Field Programmable Gate Array – Integrierter Schaltkreis, in welchem logische Schaltung programmiert werden können.                                                                                                                                                                 |
| FU   | Frequenzumrichter – Stromrichter, welcher aus Wechselspannung eine in Frequenz und Amplitude veränderbare Wechselspannung generiert.                                                                                                                                                |
| IP   | Internet Protocol – Standardisiertes Netzwerkprotokoll für Computernetze. Es gibt zwei Versionen des Standards: IPv4 und IPv6, welche sich hauptsächlich in der Länge der Adressen unterscheiden.                                                                                   |
| JSON | Javascript Object Notation – Gut lesbares und kompaktes Datenformat zur Beschreibung und dem Austausch von Objekten.                                                                                                                                                                |
| MS   | Mittelspannungsnetz – 10-30 kV auch Netzebene 5.                                                                                                                                                                                                                                    |
| NAT  | Network Address Translation – Verfahren zur automatischen Ersetzung von Netzwerkadressen zwischen verschiedenen Netzen, welches typischerweise in Routern und/oder Firewalls zum Einsatz kommt. Es ermöglicht die Erweiterung und effizientere Nutzung des verfügbaren Adressraums. |
| NMEA | National Marine Electronics Association – Standard zur Datenübertragung zwischen maritimen elektronischen Geräten. NMEA-0183 wird von GPS Modulen verwendet, um die aktuelle Zeit und Position über einen seriellen Datenkanal zu übertragen.                                       |
| NS   | Niederspannungsnetz – 230/400V auch Netzebene 7.                                                                                                                                                                                                                                    |
| OPT  | Optimizer – Algorithmus und Applikation zur Lastflussoptimierung in einem vermessenen Stromnetz.                                                                                                                                                                                    |
| PMU  | Phasor Measurement Unit – Messgerät zur zeitsynchronisierten Messung der komplexen Amplitude von Spannung und Strom, aus welchen sich weitere Werte wie die Netzfrequenz, Phasenwinkel etc. berechnen lassen.                                                                       |
| RMS  | Root Mean Square – Quadratischer Mittelwert eines gemessenen Werts über die Zeit.                                                                                                                                                                                                   |
| PV   | Photo-Voltaic – Elektronik zur direkten Umwandlung von Lichtenergie (Sonnenlicht) in elektrische Energie.                                                                                                                                                                           |
| RONT | Regelbarer Ortsnetztransformator – Spezieller Transformator in einer Transformatorenstation zur Transformation der elektrischen Spannung aus dem Mittelspannungsnetz für das Niederspannungsnetz.                                                                                   |
| SCTP | Stream Control Transmission Protocol – Verbindungsorientiertes Netzwerkprotokoll auf dem Transport Layer, welches flexibel bzgl. Zuverlässigkeit eingesetzt werden kann.                                                                                                            |
| SDK  | Software Development Kit – Sammlung von Software und Tools zur Entwicklung von neuen Software Applikationen.                                                                                                                                                                        |

|      |                                                                                                                                                                                                          |
|------|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| SE   | State Estimation (oder Estimator) – Zustandsschätzung respektive Lastflussrechnung in einem vermessenen Stromnetz.                                                                                       |
| SGA  | Smart Grid Application – Software Applikation zur Verarbeitung und Auswertung von Daten aus einem Smart Grid.                                                                                            |
| SoC  | State-of-Charge – Ladezustand eines Energiespeichers.                                                                                                                                                    |
| SQL  | Structured Query Language – Standardisierte Sprache zur Abfrage und Manipulation von Datenstrukturen in einer relationalen Datenbank.                                                                    |
| STS  | Smart Transformer Station                                                                                                                                                                                |
| TCP  | Transmission Control Protocol – Verbindungsorientiertes Netzwerkprotokoll auf dem Transport Layer zum Austausch von Daten zwischen verteilten Computern.                                                 |
| THD  | Total Harmonic Distortion (Klirr)                                                                                                                                                                        |
| TOS  | Top-Of-Second – Der exakte Moment, wenn eine Sekunde endet und die nächste startet.                                                                                                                      |
| UC   | Use Case – Beschreibung des Vorgangs, wenn ein Akteur mit Hilfe eines Systems ein definiertes Ziel erreichen will.                                                                                       |
| UDP  | User Datagram Protocol – Verbindungsloses Netzwerkprotokoll auf dem Transport Layer zum unzuverlässigen, jedoch einfacheren Austausch von Daten zwischen verteilten Computern.                           |
| UFLS | UnderFrequency Load Shedding (Unterfrequenzlastabwurf)                                                                                                                                                   |
| UMTS | Universal Mobile Telecommunications System – Standard für die paketorientierte Datenübertragung in einem Mobilfunk-Netz der dritten Generation (3G) mit deutlich höherer Datenübertragungsrate als GPRS. |
| UUID | Universally Unique Identifier – Standard aus der Softwareentwicklung zur eindeutigen Identifikation.                                                                                                     |
| WLS  | Weighted Least Squares – Gewichtetes Kleinste-Quadrate-Schätzverfahren.                                                                                                                                  |

# 1 Ausgangslage

Der zukünftige massive Einsatz von dezentraler Einspeisung durch erneuerbare Stromproduktion und die Zunahme von Elektromobilität stellen neue Anforderungen an die Verteilnetze. Speziell die sehr volatile Stromeinspeisung durch Photovoltaik- und Windkraftwerke kann die System- und insbesondere die Spannungsqualität negativ beeinflussen. Um den neuen Herausforderungen gerecht zu werden bedarf es innovativer Lösungsansätze.

## 2 Ziel des Projekts

*GridBox* ist ein umfassendes Smart Grid Konzept, basierend auf im Netz verteilten, kommunizierenden Geräten, welche Messgrößen in Sekundenintervallen und mit synchroner Zeitgenauigkeit erfassen als auch entsprechende Netz-stabilisierende Aktionen auslösen können. Das *GridBox Pilotnetz* ist in zwei vollständig mit GridBox-Geräten ausgerüstete Verteilnetzregionen aufgeteilt, in welchen verschiedenste Aspekte eines zukünftigen Stromsystems untersucht werden. Eine Region hat urbanen, die andere ländlichen Charakter.

Die im GridBox Konzept (Bacher/Moser, 2012) vorgeschlagenen Ideen zur Produktions- und Lastregelung sollen als automatisierte Algorithmen implementiert und im Pilotnetz getestet werden. So sollen Photovoltaik- und Windanlagen, Boiler und allenfalls Elektromobil-Ladestationen angesteuert werden können.

Im Verlauf des Projektes soll zudem nachgewiesen werden, dass die vorgeschlagenen Kommunikationslösungen für die Datenübertragung im Verteilnetz in der Realität den Anforderungen genügen.

Für das Pilotnetz muss eine Kleinserie von GridBox Prototypen entwickelt, produziert, installiert und betrieben werden.

Im Rahmen des Projektes werden „Smart Grid Applikationen“ erarbeitet, welche in den Pilotnetzen getestet werden.

### 2.1 Motivation Smart Grid Applikationen (SGA)

- Die zunehmende dezentrale und zumeist volatile Einspeisung ins Verteilnetz führt zu Herausforderungen, deren Lösung durch das GridBox System wesentlich unterstützt wird. GridBox arbeitet mit einer Vielzahl von präzisen Messungen von Spannungs- und Stromphasoren, welche an eine lokale Master-Einheit kommuniziert und dort algorithmisch verarbeitet werden.
- Die zunehmende Elektrifizierung in allen Lebensbereichen (veränderter Leistungsbezug, Energiebedarf und Netzzrückwirkungen durch Wärmepumpen, Elektrofahrzeuge, Ladegeräte aller Art) führt auf die Notwendigkeit eines gezielten Monitorings des Systemzustands sowie auf die gezielte Steuerung der erwähnten Geräte. Das GridBox System unterstützt beide Funktionalitäten, d.h. sowohl Monitoring wie auch Steuerung / Regelung.
- Die zunehmende Unsicherheit bei bisherigen Annahmen für Planung und Betrieb von Verteilnetzen (Lastverläufe, Eigenverbrauch, Einspeisung, Leistungselektronik, etc.) führt auf die Projekt-Hypothese, dass mit einer grossen Anzahl Messpunkten der Zustand des Verteilnetzes in Echtzeit erfasst werden und für nachfolgende Analysen einfach zugreifbar abgespeichert werden kann. Damit können in Zukunft neue Planungs- und Betriebsfunktionen basierend auf historischen Werten getestet und implementiert werden.

- Die zunehmende Dokumentationspflicht für den Netzbetreiber (Versorgungszuverlässigkeit, Spannungsqualität) im Zusammenhang mit der Marktöffnung und einer allfälligen Anreizregulierung für die Netze führt dazu, dass eine Vielzahl von GridBoxen den Systemzustand in Echtzeit erfassen und ihn einfach zugreifbar abspeichern sollten. Regulatorisch relevante Strom- und Spannungsgrößen, die von den laufend in Echtzeit gemessenen Spannungs- und Stromamplituden der Grundfrequenz und der Harmonischen an den Messorten direkt abhängen, können damit berechnet und dokumentiert werden.

## 2.2 High-Level Ziele SGA

- Die Zustandsgrößen (Spannungsamplitude und –phasenwinkel) an den Messorten, Stromamplitude und –phasenwinkel (bei Grundfrequenz) sowie auch Wirk- und Blindleistungsflüsse in den Netzelementen zwischen den Messorten der Netzebenen 5 und 7 sollen jederzeit messbar oder abschätzbar sein. Die dafür notwendigen Algorithmen arbeiten entweder auf einer automatischen Identifikation der zwischen den Messgeräten liegenden Topologie und damit einhergehend Äquivalenz-Netzelementen oder einer manuell konfigurierten, realen Assets entsprechenden Topologie. Das GridBox System soll beide Situationen handhaben können. Bei der automatischen Identifikation werden soweit als möglich auch die elektrischen Größen der gekoppelten Leitungssegmente (z.B. Widerstand  $R$ , Reaktanz  $X$  von real installierten Kabeln und Freileitungen) ermittelt. Insbesondere diese Werte werden jedoch bei der manuellen Zuordnung von vorne herein als gegeben angenommen.
- Die Analyse und Beurteilung des Verteilnetzzustandes erlaubt die umgehende Lokalisierung von Systemzustandsunterschieden von einem Messzyklus zum nächsten. Netzzustandsveränderungen, insbesondere auch Erd-, Kurzschlüsse und Leiterunterbrechungen, die länger als einen Messzyklus (1s) andauern werden somit erkannt. Auch die Betriebsmittelauslastung (Engpässe bzw. freie Kapazitäten) kann bei manueller Eingabe der Topologie und der Grenzwerte der Leitungssegmente erkannt werden.
- Mittels eines definierten Netzzustandsindikators lassen sich durch direkte Beeinflussung der steuerbaren Lasten und Erzeuger Engpässe und Spannungsbandverletzungen im Verteilnetz vermeiden oder beheben.

## 2.3 Kurzbeschreibungen: Die fünf prioritären GridBox Use Cases (UC)

Wenn im folgenden Spannungen und Ströme und daraus abgeleitete Größen erwähnt werden, dann sind – ohne Zusatzbemerkung – immer die Werte der einzelnen Phasen gemeint.

### 2.3.1 UC Topology

Ausgehend von GPS-basierten mehrphasigen PMU-Spannungs- und Strommessungen mit GridBoxen soll der UC Topology automatisch ein Netz-Modell für elektrisch leitende Elemente zwischen den GridBox-Messorten ermitteln. Im Vordergrund steht die Identifikation von gekoppelten Leitungen (Kabeln) und wie die Enden miteinander verbunden sind. Mit den ermittelten Parametern dieser leitenden Elemente kann das komplexe Verhalten zwischen Strömen und Spannungen im betrachteten Element möglichst realitätsnah abgebildet werden. Zudem wird die Topologie ermittelt, d.h. die Art, wie diese elektrisch leitenden Elemente und deren Phasen miteinander verbunden sind. Die Ermittlung der Topologie und der Parameter soll automatisch gemäss dem „Plug-and-Play“ Prinzip erfolgen, d.h. neben der Kenntnis der Messumgebung sollen dafür nach korrektem Anbringen von GridBox-Messungen keine weiteren Zusatzinformationen über das Netz im Voraus notwendig sein.

### 2.3.2 UC Monitoring

Ausgehend von GPS-synchronisierten, mehrphasigen Spannungs- und Strommessungen mit GridBoxen soll dieser UC den Echtzeit-Zustand des mit GridBoxen ausgemessenen Verteilnetzes ermitteln und bewerten. Er soll zum Beispiel gemäss dem Ampelprinzip festgehalten werden: Die Ampel kann entweder grün, gelb oder rot sein. Grün kann heissen: Keine Grenzwert-Probleme im System. Gelb: Achtung, die Spannungen des betrachteten Netzes liegen in der Nähe von kritischen Grenzwerten; Und/oder: Gewisse Kabel/Leitungsbelastungen sind in der Nähe der maximal erlaubten Grenzwerte. Rot: Achtung, eine korrigierende Aktion durch Veränderung von Aktoren ist notwendig, da erlaubte Spannungsbänder nicht eingehalten werden bzw. Kabel/Leitungsflüsse sich ausserhalb der erlaubten Grenzwerte befinden. Dieser UC nimmt die automatisch ermittelte Topologie mit Modellparametern oder alternativ eine manuell erfasste Topologie gemeinsam mit manuell vorgegebenen Modellparametern als Input. Bei der manuellen Erfassung soll optional zusätzlich die Möglichkeit bestehen, den Schalterzustand „offen“ oder „geschlossen“ (inkl. Sicherungen) zu ermitteln. Die Berechnung (Algorithmus) führt insbesondere eine „State Estimation“ (Zustandsschätzung) durch, d.h. eine statistisch validierte Abschätzung aller Spannungen und Ströme an den Enden von elektrisch leitenden Elementen. Die State Estimation beinhaltet auch die korrekte Behandlung von fehlenden und falschen Messwerten.

### 2.3.3 UC Real-Time Optimization

Ausgehend vom Ampelzustand des UC Monitoring soll dieser UC permanent gezielte Aktionen ermitteln, um die Ampel des UC „Monitoring“ von „rot“ in Richtung „gelb“ und von dort in Richtung „grün“ zu ändern. Ziel ist es, mit gegebenen Aktoren wie z.B. Längsreglern im Verteilnetz, Smart-Invertern für PV-Anlagen und der Ein/Aus Steuerung von Heisswasser-Boilern den Systemzustand in den sicheren (grünen) Bereich zu bringen bzw. ihn in diese Richtung hin zu optimieren. Der Benutzer soll die Parameter von zu optimierenden Ziel- und Begrenzungsfunktionen, wie z.B. kritische Spannungsgrenzwert- und Stromgrenzwert-Abweichungen, aber auch Verluste und den Symmetrierungsgrad sowie die „Kosten“ (Zielfunktionsparameter) für die einzelnen Steuergrössen, wählen können.

### 2.3.4 UC PQ (Power Quality Vorbereitung)

Jede GridBox soll grundsätzlich die Spannungen und Ströme inkl. Harmonische an jedem Messort mit hoher Genauigkeit messen (bzw. aus dem Originalsignal errechnen). Jede GridBox soll pro Periode einige der Grössen berechnen, welche für die Bewertung der Power Quality (PQ) gemäss der Norm EN 50160 notwendig sind. Der UC PQ berechnet diese Grössen einfachheitshalber jedoch nicht basierend auf Phasen-Null-Durchgang- oder Netzfrequenz-synchronen Messzyklen gemäss den Regeln der Norm.

### 2.3.5 UC Research and Planning

Mit dem GridBox System sollen im UC Monitoring regelmässig viele Spannungs- und Stromwerte mit hoher Genauigkeit erfasst und geschätzt werden. Für die Erforschung des Netzverhaltens, die langfristig und strategisch ausgerichtete Planung von Verteilnetzesystemen, den Betrieb aber auch die zukünftige Marktanbindung soll die weitere Analyse aller Daten der diversen UC von zentraler Bedeutung sein und gegenüber heute zu noch unbekannten, neuen, innovativen Lösungen führen. In diesem UC sollen alle relevanten Input- und Output-Daten (im Sinne von „Big Data“) der UC Topology, UC Monitoring und UC Optimization vom Pilot-Server zentral abgelegt und dort für Drittanwendungen zugreifbar gemacht werden. Ziel dieses UC ist es, die Daten (insbesondere alle Messwerte der GridBox-Messstationen eines Verteilnetzgebiets) eines längeren Zeitintervalls von z.B. einem Jahr in anonymisierter Form Dritten grundsätzlich systematisch und mit Open-Source Software-Werkzeugen zugänglich zu machen.

### **3 Grundlagen – Randbedingungen**

In vorangehenden Studien (Bacher/Moser, GridBox; Konzeptstudie - Schlussbericht, 2011) und Projekten (Bacher/Moser, GridBox; Netzbasierte Echtzeit-Erfassung des Verteilnetzzustandes und erste Praxistests - Schlussbericht, 2012) wurde das GridBox Konzept entwickelt und ein Proof-of-Concept durchgeführt. Mit dem GridBox Pilotnetz Projekt soll diese Arbeit weitergeführt und anhand eines hinreichend grossen Feldtests evaluiert werden.

## 4 Konzept

### 4.1 Systemarchitektur

Das GridBox System besteht aus verteilten Mess- und Steuergeräten, welche alle im Sekundentakt mit einem Master kommunizieren, welcher diverse „Smart Grid Applikationen“ wie Zustandsschätzung und optimierten Prosumer Dispatch implementiert.

Fig. 1 zeigt die möglichen Installationspunkte der GridBox-Geräte („Nodes“) auf verschiedenen Netzebenen:

- N4: Substations
- N5: Mittelspannungsprosumer
- N6: Transformator-Stationen
- N7: Verteilkästen und Hausanschlusskästen

Jede GridBox misst die Spannung aller Phasen sowie eine variable Anzahl Ströme und insbesondere deren Synchrophasoren. Als globale Zeitbasis wird die GPS-Zeit verwendet. Diese Zeitbasis bietet eine hohe Präzision (ca. 100ns über alle verteilten Messpunkte) zu vernünftigen Kosten. Alternativen wie Netzwerk-Zeitprotokolle, lokale Uhren oder Zeitsignale wie DCF77 benötigen entweder sehr gute Netzwerkverbindungen, verursachen hohe Kosten oder bieten nicht die Genauigkeit aufgrund der Signalausbreitungswege.

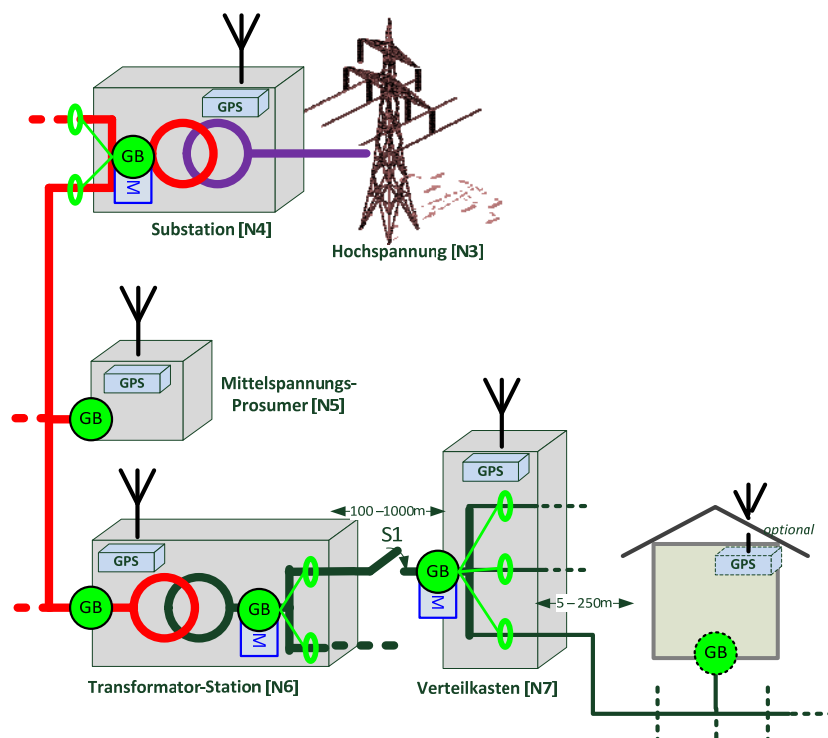


Fig. 1: GridBox Messpunkte. In Trafostationen, in Verteilkabinen und bei Hausanschlusskästen werden GridBox-Nodes installiert, wo sie GPS-synchronisiert Synchrophasoren der Spannung und der Ströme auf allen Leitungen messen.

Um grössere Mengen an installierten GridBoxen verwalten zu können, wird ein föderalistisches Konzept verfolgt. Dabei werden die installierten GridBoxen, nach Netzebenen und Netzstruktur in Regionen aufgeteilt, wobei jeder Region ein GridBox-Master zugewiesen wird. Dieser ist für die Kommunikation mit den GridBox-Nodes in seiner Region verantwortlich und kann somit auch bereits teilweise

lokale Optimierungen durchführen, welche aber mittels übergeordneten GridBox-Mastern auch mit benachbarten Regionen abgeglichen werden können.

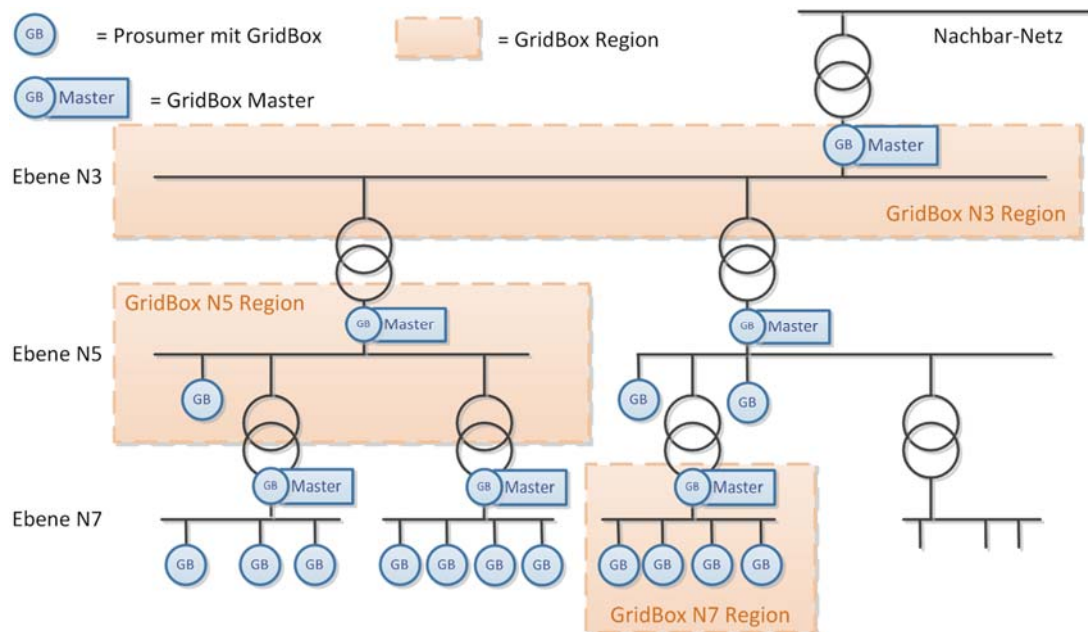


Fig. 2: Föderalistisches Konzept. Jede Region und jede Ebene optimiert teilweise autonom, gleicht sich aber mit den Nachbarregionen ab. Im vorliegenden Projekt wurde der föderalistische Aspekt nicht umgesetzt, sondern zwei unabhängige Pilotnetze wurden als eigenständige Regionen mit je einem zentralen Master betrieben.

Wie in Fig. 3 dargestellt, verfügen die Geräte über Prosumer-Schnittstellen, um diese beeinflussen zu können. So können Boiler und Wärmepumpen geschaltet oder ein Batteriesystem oder eine Photovoltaik-Anlage geregelt werden.

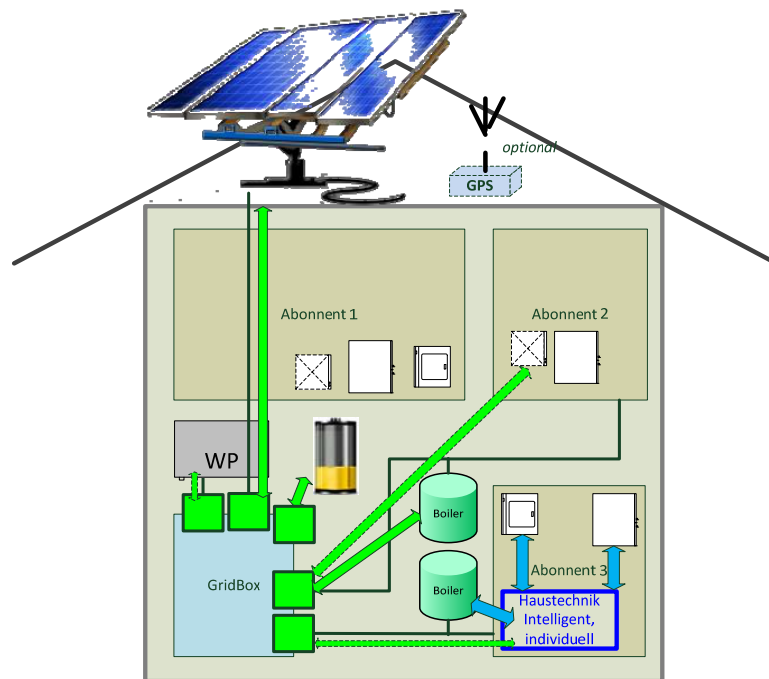


Fig. 3: Der GridBox-Node regelt diverse Prosumer optimal im Sinne des Verteilnetzzustandes. Die GridBox-Node Hardware wird am Hausanschlusskasten installiert und über verschiedene Schnittstellen mit Prosumern verbunden.

Die in den beiden Pilot-Netzen installierten GridBox-Nodes kommunizieren über Broadband Powerline, Glasfaser oder Mobilfunk mit ihrem Backend (Server). Dadurch kann je nach Region und Verfügbarkeit auf den bestmöglichen Kommunikationskanal zurückgegriffen werden und GridBox-Nodes können an verschiedenen Stellen mit komplett unterschiedlicher Kommunikationsinfrastruktur installiert werden.

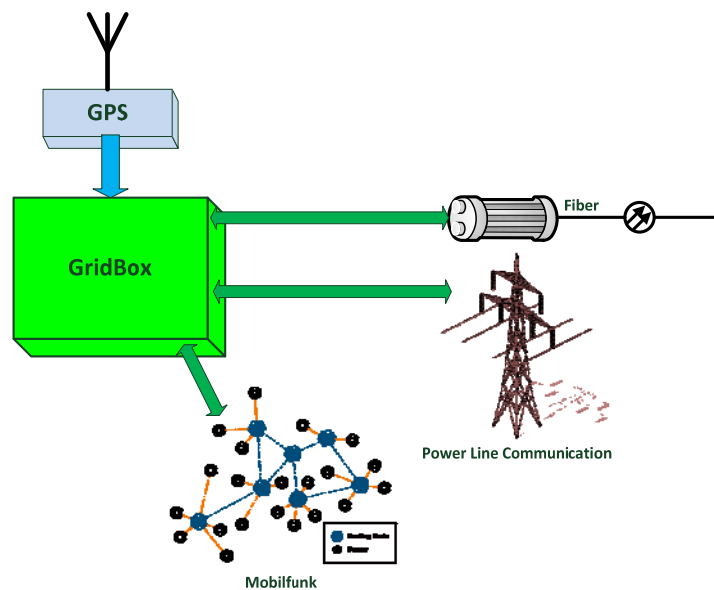


Fig. 4: Die Datenkommunikation wird je nach Situation mit unterschiedlichen Technologien gelöst.

## 4.2 Architektonische Ziele

Für das GridBox System werden die folgenden architektonischen Ziele definiert:

### Wartbarkeit

- Wenn immer es die verschiedenen Funktionalitäten erlauben, basieren alle Subsysteme auf demselben Konzept und derselben Struktur.
- Wartungs-Tools sind auf alle Subsysteme gleichermassen anwendbar. Das System kann zentral und einfach gewartet werden.
- Teile des Systems können temporär deaktiviert werden ohne die restlichen Teile zu beeinträchtigen.

### Modularität und Erweiterbarkeit

- Bestehende Komponenten können einfach modifiziert und neue Komponenten hinzugefügt werden.
- Funktionseinheiten können einfach wiederverwendet werden. Funktionseinheiten können abgeändert oder erweitert werden.
- Subsysteme sind voneinander entkoppelt, so dass einzelne Subsysteme ersetzt oder aufgerüstet werden können ohne das Gesamtsystem zu beeinträchtigen.

### Skalierbarkeit und Performance

- Das System skaliert von einer lokalen Plattform mit 2-3 Knoten bis hin zu einer Umgebung mit mehreren tausend Knoten.
- Skalierbarkeit durchdringt alle Aspekte des Systems. Dazu gehören Standard Aufgaben wie Systemüberwachung und Deployment Management (Verwaltung der installierten und eingesetzten Hardware und Software).
- Horizontale Skalierung (das System wird um zusätzliche einfache Komponenten erweitert) wird gegenüber vertikaler Skalierung (die bestehenden Komponenten werden komplexer) bevorzugt. Vertikale Skalierung ist teuer und immer begrenzt.
- Systemperformance ist entscheidend im Hinblick auf die Kommunikation. Zudem hängen die finanziellen Kosten stark davon ab.

### Sicherheit und Schutz der Privatsphäre

Es werden Massnahmen für alle Teile des GridBox Systems definiert um Sicherheit und Privatsphäre zu gewährleisten. Es wird reglementiert, welche Informationen und Applikationen welchen Sicherheitsmechanismen unterliegen.

### Fehler Toleranz und Verfügbarkeit

- Lokale Störungen haben keinen Effekt auf den Rest des Systems.
- Der Fokus liegt auf einer robusten Kommunikation.
- Mehrere ausgefallene Komponenten sind als normaler System Zustand zu betrachten.

### Interoperabilität

Es existieren Konzepte und Protokolle für die Integration von Drittanbieter Systemen und Protokollen.

## 4.2.1 Übersicht

### GridBox-Node

- Verteilte Sensoren/Aktoren („Nodes“) sind an verschiedenen Knoten wie Trafostationen, Verteilkabinen und Hausanschlüssen im Verteilnetz installiert.
- Nodes messen Spannung und Strom lokal und Zeit-synchron. Die Messungen werden vom Node aufbereitet.
- Nodes kommunizieren diese Messungen an den Master, wo sie dann vom State Estimator, Optimizer und anderen Smart Grid Applikationen weiterverwendet werden.
- Nodes mit steuerbaren Aktuatoren stellen ein Steuerinterface zur Verfügung, welches gewisse Sicherheitsmechanismen implementiert. Nach der Pilotphase soll auch lokale Steuerintelligenz installiert werden.
- Ein Node stellt sein Interface neben dem GridBox-Master auch für Stromzähler-Auslesung, für Gebäudetechnik-Steuerung und für andere Anwendungen von Drittanbietern zur Verfügung. Dies geht allerdings über die Möglichkeiten im vorliegenden Projekt hinaus.
- Ein Node bewahrt die Messungen lokal in einem Ringspeicher auf, damit sie auch noch nach einer Netzstörung verfügbar sind.

### GridBox-Master

- Der Master empfängt die Messdaten aller GridBox-Nodes.
- Der Master richtet alle Messdaten nach deren Zeit und persistiert den gemessenen Zustand in einem zum Master gehörenden Repository.
- Der Master informiert die Smart Grid Applikationen über die neusten Messungen, damit diese aufgrund des Netzmodells beispielsweise den aktuellen Netzzustand schätzen können.
- Smart Grid Applikationen sollen auch in der Lage sein, das Netzmodell zu korrigieren und zu verfeinern.
- Smart Grid Applikationen sind in der Lage, suboptimale Netzzustände zu detektieren und diese mittels dem Einsatz von Aktuatoren zu verbessern.
- Der Master ist systemkritisch. In seiner finalen Version soll Redundanz und Ausfallsicherheit eingeführt werden, indem die Master-Funktionalität auf verschiedene Nodes einer Region verteilt wird.

### Backend

- Das Backend implementiert alle Systemwartungs- und Administrations-Funktionen.
- Das Backend überwacht das System bezüglich Fehlfunktion, visualisiert den aktuellen Zustand und löst gegebenenfalls Alarm aus.
- Das Backend überwacht wichtige funktionale und nicht-funktionale System Events.
- Das Backend zeichnet langfristige Messdaten, Zustandsdaten und Events für nachträgliche Analysen auf.
- Das Backend dient als zentraler Deployment- und Konfigurations-Server, das heisst es stellt alle Software-Pakete und Einstellungen zur Verfügung.
- Das Backend skaliert horizontal. Eine GridBox Domäne kann einfach in verschiedenen Sektionen mit eigenem Backend aufgeteilt werden.
- Das Backend ist nicht systemkritisch. Standard-Techniken wie Clusters können verwendet werden um Redundanz und hohe Verfügbarkeit zu gewährleisten.

### Cockpit

- Das Cockpit visualisiert den aktuellen Systemzustand basierend auf den Messdaten aus dem Master Repository.
- Das Cockpit bietet die Möglichkeit, für einzelne Elemente Messwerte der letzten 12h darzustellen
- Das Cockpit zeigt aktuelle Prosumereinstellungen wie Boiler EIN/AUS oder Wirkleistungsbegrenzung bei PV

Kommunikation ist ein zentraler Bestandteil des GridBox Systems. Jedwede Kommunikation, ob lokal (IPC) oder über das Netzwerk, basiert auf dem GridNet Protokoll (siehe S. 21). Diese Regel hat allerdings die folgenden Ausnahmen:

- Deployment und Konfiguration basiert auf einem unabhängigen Protokoll, um GridNet auf einem neuen Node initial installieren zu können.
- Das Cockpit greift direkt auf die (lokalen) Zustands-Repositories des Masters zu.
- Nodes stellen ein geschütztes Web-Interface (NodeViewer (Pre-Rollout GUI)) zur Verfügung, um deren Installation zu unterstützen.

## 5 Vorgehen

### 5.1 Entwicklung der GridBox-Geräte



Fig. 5 GridBox Basismodul, Strommodul und Rogowski-Stromsensoren.

Die modular aufgebauten GridBox-Geräte wurden im Rahmen dieses Projektes entwickelt und getestet. Das GridBox Basismodul beinhaltet alles, was für eine einfache Installation mit nur einem zu messenden Leitungsabgang benötigt wird. Die Ströme zusätzlicher Abgänge können dank Strommodulen gemessen werden, wie in Fig. 6 gezeigt. Zudem wurde ein eigener Stromsensor in Form eines Rogowski-Umbauwandlers entwickelt, weil auf dem Markt kein Produkt mit dem angestrebten Formfaktor und Preis bei geforderter Genauigkeit erhältlich war. Im Projekt konnte zudem in Zusammenarbeit mit der Firma 3M ein weiterer Stromsensor entwickelt und getestet werden.

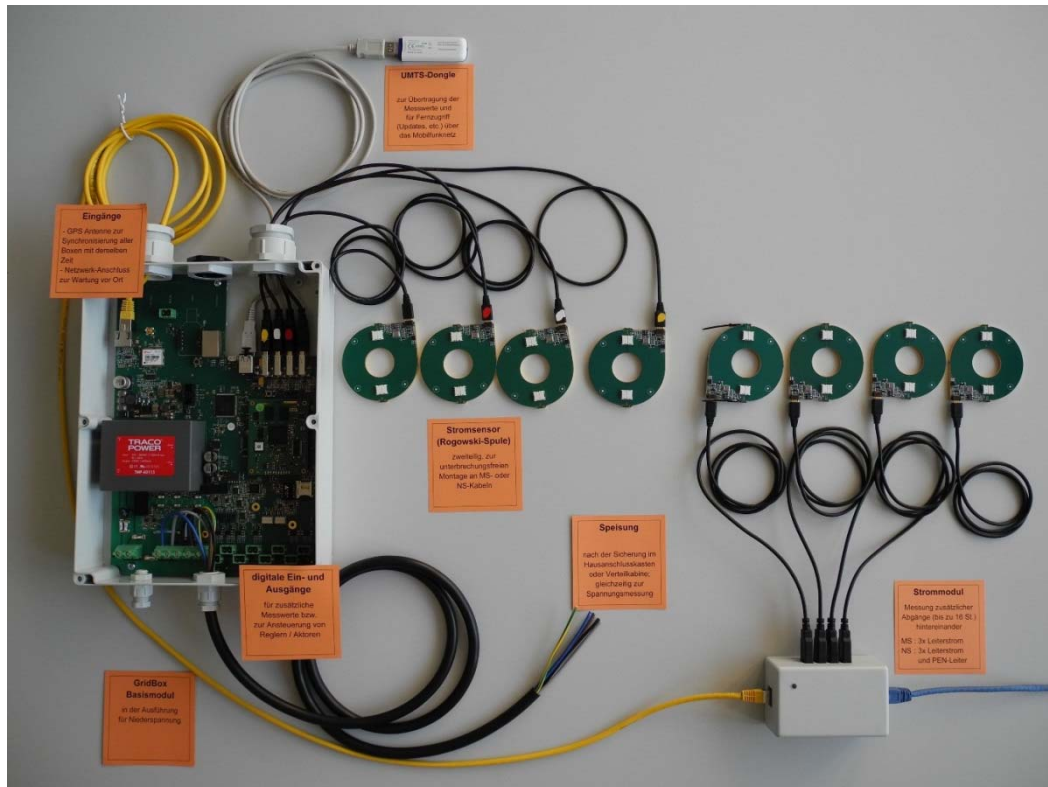


Fig. 6 Auslegeordnung der verkabelten GridBox HW. Rechts im Bild sind die Stromsensoren sowie die dazugehörigen Daisy-Chain Module ersichtlich. Die Spannungsmessung erfolgt auf Niederspannung direkt an der Speisung der GridBox, auf Mittelspannung erfolgt die Messung über Kombisensoren.



Fig. 7 Flexible Rogowski-Spulen von 3M als Weiterentwicklung der PCB-basierten Variante

Damit das System auch in kleinen Verteilrkabinen installierbar ist, wurde dem Formfaktor besonderes Augenmerk geschenkt.

Die wichtigsten Kennwerte der entwickelten Geräte werden im Folgenden aufgelistet:

Tabelle 1 Datenblatt der GridBox

| Input                                    | Bedingungen                                       | min | typ    | max  | unit |
|------------------------------------------|---------------------------------------------------|-----|--------|------|------|
| Anzahl Spannungsmesskanäle               | 3 Phasen<br><i>4mm<sup>2</sup> Schraubklemmen</i> | -   | 3      | -    | -    |
| Anzahl Strommesskanäle                   | <i>Basismodul mit 0-16 Strommodulen</i>           | 4   | 4      | 68   | -    |
| Niederspannung 3 Phasen                  | Direkt                                            |     | 230    | 650  | Vrms |
| Sternspannung (L-N)                      |                                                   |     |        |      |      |
| Mittelspannung 3 Phasen                  | mit Spannungswandler                              |     |        |      |      |
| Sternspannung (L-ME)                     | Angaben vom Typ abhängig                          |     |        |      |      |
| Spannung SNR                             |                                                   | 80  |        |      | dB   |
| Spannung Phasor                          |                                                   |     |        | 0.1  | %    |
| Amplitudengenauigkeit                    |                                                   |     |        |      |      |
| Spannung Phasor                          | Unter Laborbedingungen gemessen                   |     | 0.0015 |      | °    |
| Phasengenauigkeit                        |                                                   |     |        |      |      |
| Strom Messbereich Rogowski-Sensor        | Programmable Gain (1,2,10,20)                     |     |        | 800  | A    |
| Strom Genauigkeit Amplitude              | Designvorgabe.                                    |     |        | 1    | %    |
| Strom Genauigkeit Phase                  | Designvorgabe.                                    |     |        | 1    | °    |
| Frequenzbereich                          | * DC nur bei Spannung messbar                     | 0*  |        | 2.5  | kHz  |
|                                          |                                                   |     |        |      |      |
| <b>Sampling</b>                          |                                                   |     |        |      |      |
| Sampling Frequency                       |                                                   |     | 12     |      | kHz  |
| ADC Bits Voltage                         |                                                   |     | 16     |      | bit  |
| ADC Bits Current                         |                                                   |     | 14     |      | bit  |
|                                          |                                                   |     |        |      |      |
| <b>Power Supply</b>                      |                                                   |     |        |      |      |
| Power Dissipation BM                     | at AC (Power module eff. 80%)                     |     | 5.6    | 10.2 | W    |
| Power Dissipation CM                     | at 48V                                            |     | 0.9    |      | W    |
| inkl. 4 Rogowski Sensoren                |                                                   |     |        |      |      |
| Power Dissipation                        | at AC (Power module eff. 80%)                     |     | 23.8   | 27.8 | W    |
| 1xBM+16CM                                |                                                   |     |        |      |      |
| Backup Supply überbrückbare Ausfalldauer | mit externem Supercap 16V, 58F                    |     | 120    |      | s    |

Die Messgenauigkeit der GridBox-Geräte wurde auf einem Prüfstand von ewz validiert (siehe S. 102).

Folgende Messgrößen werden von der GridBox ausgewertet und übermittelt:

- Synchrophasoren U,I pro Phase (Grundschiwingung bis zur 50. Oberschiwingung)
- Urms, Irms, Prms
- Netzfrequenz
- Total Harmonic Distortion (THD)

Schnittstellen

- Isolierte IO (4 Eingänge, 4 Ausgänge)
- RS485
- USB Host, z.B. für Mobilfunk-Dongle
- Ethernet (100Mbps)
- Steckplatz für Funkmodul
- MicroSD slot

## 5.2 Entwicklung des GridNet Protokolls

Das GridBox System besteht aus verteilten Sensor-Aktor Knoten, welche über unterschiedliche Kommunikationskanäle und –infrastrukturen kommunizieren müssen. Diese verschiedenen Kommunikationskanäle verfügen über sehr unterschiedliche Eigenschaften und Qualitäten. Längere Unterbrüche in der Kommunikation können die Leistungsfähigkeit des Gesamtsystems stark beeinflussen, da das System in dieser Zeit teilweise blind ist und z.B. bestimmte Aktoren nicht mehr wie gewünscht ansteuern kann. GridNet als zentrales Kommunikationsprotokoll übernimmt die wichtige Aufgabe, die benötigte Kommunikation über diese verschiedenen Kommunikationskanäle zu verwalten und zu optimieren.

Standardisierte Protokolle, wie z.B. in IEC61850 enthalten, wurden in Betracht gezogen, aber es wurde festgestellt, dass es keinen Standard gibt, welcher auf die Anforderungen passt. Für das GridBox System ist es entscheidend, dass das Protokoll mit schmalbandigen und unzuverlässigen Kommunikationskanälen umgehen kann. Ebenfalls entscheidend ist die Kommunikationslatenz, welche insbesondere bei unzuverlässigen Kanälen aufgrund von Retransmission bei Paketverlust stark zunehmen kann, was beim GridNet Protokoll durch Verwerfen von Paketen gelöst werden kann. Das GridBox System ist entgegen vieler standard-konformen Anwendungen nicht auf Vollständigkeit der Messdaten angewiesen.

### 5.2.1 Anforderungen

GridNet als Kommunikationsprotokoll muss folgende Anforderungen erfüllen können:

1. **Periodische Messdaten einer grossen Anzahl Sensoren**
  - a. Kleine Datenmenge (Bytes)
  - b. Konstante Übertragungsrate
  - c. Zeitkritisch
  - d. Übertragungen dürfen nur von einem GridBox-Node zu seinem GridBox-Master oder dem Backend ablaufen
2. **Schnelle und zuverlässige Übertragung von Steuer- und Zustandsinformationen**
  - a. Kleine Datenmenge (Bytes)
  - b. Variable Übertragungsrate
  - c. Zeitkritisch
  - d. Übertragung kann in beide Richtungen (GridBox-Node ↔ GridBox-Master / Backend) ablaufen
  - e. Informationen können an mehrere Empfänger übertragen werden

### 3. Unterstützung von System-Überwachung

- Mittlere Datenmenge (Kilobytes)
- Variable (Alarme) und konstante (Zustände) Übertragungsrate
- Hohe (Alarme) und tiefe (Zustände) Prioritäten
- Übertragung darf nur von einem GridBox-Node zu seinem GridBox-Master oder dem Backend ablaufen

### 4. Zuverlässige Übertragung von grossen Datenblöcken (z.B. Dateien)

- Grosse Datenmenge (Megabytes)
- Variable Übertragungsrate
- Tiefe Priorität, um wichtige Daten nicht zu blockieren
- Übertragung sollte hauptsächlich von einem GridBox-Node zu seinem GridBox-Master oder dem Backend ablaufen

Eine zusätzliche Anforderung an das System ist die Möglichkeit, andere bestehende Protokolle zu integrieren und über das GridNet Protokoll zu tunneln.

Explizit ausgeklammert ist die Unterstützung eines Deployment & Configuration Management Systems, da dieses unter anderem dafür verantwortlich ist, GridNet zu konfigurieren und deshalb nicht über GridNet kommunizieren kann. Die Konfiguration von GridNet geschieht semi-statisch, indem das Deployment & Configuration Management System aus einer generischen Konfigurationsvorlage eine GridBox-Node spezifische Konfiguration generiert.

## 5.2.2 Topologie

Wie aus den Anforderungen ersichtlich wird, sind die Kommunikationspfade klar definiert und überschaubar:

- Der grosse Teil der Kommunikation läuft zwischen einem GridBox-Node und seinem GridBox-Master ab.
- Es gibt im Pilotprojekt keine direkte Kommunikation zwischen GridBox-Nodes, obwohl diese Art der Kommunikation im GridNet Protokoll vorgesehen ist im Hinblick auf künftige erweiterte Anwendungen.
- Das Backend kommuniziert nur sporadisch mit den GridBox-Nodes und Mastern. Da die übertragene Datenmenge dabei gering ist, kann die Kommunikation über die verschiedenen GridBox-Master zum entsprechenden GridBox-Node geroutet werden.

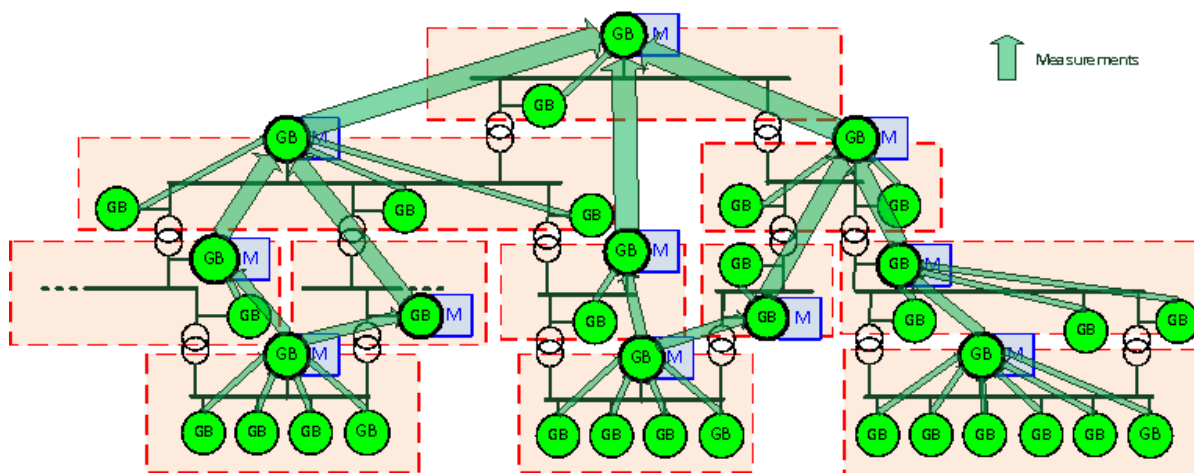


Fig. 8: Kommunikationspfade in einem mit GridBoxen (Nodes und Master) ausgestatteten System. Alle GridBox-Nodes aus einer Region kommunizieren direkt mit ihrem GridBox-Master, welcher wiederum mit seinen übergeordneten GridBox-Mastern kommuniziert..

Daraus können die folgenden Topologien für die Kommunikation identifiziert werden:

- GridBox-Node ↔ GridBox-Master: Stern-Topologie
- GridBox-Master ↔ GridBox-Master: Mesh-Topologie
- GridBox-Master ↔ GridBox-Master ↔ GridBox-Node: Baum-Topologie

### 5.2.3 Adressierung & Routing

Das GridNet Protokoll arbeitet exklusiv über der Netzwerk-Ebene und delegiert Aufgaben wie das tatsächliche Verschicken von Daten-Paketen über das Netzwerk an die Netzwerk-Ebene. Zudem arbeitet es unter der Annahme, dass typische Netzwerk-Probleme wie Firewalls, NAT und Routing vom Betriebssystem und der bestehenden Netzwerkinfrastruktur gelöst werden.

Daraus ergibt sich, dass GridNet ein IP-unabhängiges Adressierungs-Schema braucht, welches effizient in einer Baum-Topologie eingesetzt werden kann und folgende Anforderungen erfüllt:

- Broadcast / Multicast von Zustandsinformationen innerhalb einer Region von einem GridBox-Master zu allen zugehörigen GridBox-Nodes.
- Streamen von Messdaten von GridBox-Nodes zu ihrem GridBox-Master.
- Spezifische Adressierung eines GridBox-Nodes von einem GridBox-Master und/oder dem Backend.

Daraus ergibt sich, dass es nicht immer möglich ist, einen direkten Kommunikationskanal von einem Endpunkt zu einem anderen aufzubauen. Deshalb verlässt sich GridNet auf die Netzwerk-Ebene (IP) für die Adressierung und das Routing innerhalb des Netzwerks. Deshalb muss jeder von GridNet unterstützte Kommunikationspfad und -kanal auf Netzwerk-Ebene IP unterstützen.

### 5.2.4 Kommunikationstechnologien

GridNet muss fähig sein, über alle in Smart Grids üblichen Kommunikationstechnologien kommunizieren zu können und auch flexibel genug sein, um in der Zukunft um weitere Technologien erweitert werden zu können. Aus diesem Grund unterstützt die GridBox Hardware verschiedene Kommunikationsmodule:

- GPRS / UMTS (Mobilfunknetze bei BKW & ewz)
  - o Monatliches Datenlimit
  - o Datenübertragung hat eine tiefere Priorität als Sprachübertragung
  - o Je mehr Teilnehmer im Netz registriert und aktiv sind, desto beschränkter wird die verfügbare Bandbreite.
  - o Unterstützt IP auf OSI Layer 3
- Glasfaser (ewz)
  - o Hohe Datenübertragungsrate
  - o Nicht überall verfügbar (z.B. in Verteilkästen)
  - o Unterstützt Ethernet auf OSI Layer 2 und somit IP auf OSI Layer 3
- Breitband Power Line (ewz)
  - o Letzte-Meile Kommunikationstechnologie ab dem Punkt, wo keine Glasfaser mehr verfügbar ist
  - o Unterstützt Ethernet auf OSI Layer 2 und somit IP auf OSI Layer 3
- ZigBee (Labor Experimente)
  - o Extrem tiefe Bandbreite (~2 kBit/s)
  - o Mesh-Topologie
  - o Unterstützt IP auf OSI Layer 3

## 5.2.5 Ausfallsicherheit

In einem verteilten System wie GridBox, welches über verschiedene Kommunikationskanäle kommuniziert, kann es zu jeder beliebigen Zeit zu einem Fehler in der Kommunikation kommen:

- Langzeitausfall des Kommunikationskanals:
  - o Wartung oder Defekt eines Teils der physischen Verbindung
  - o Überlastung des Kanals oder einer zentralen Infrastruktur (z.B. Mobilfunk Basisstation)
  - o Sonnensturm (Power Line Communication, ...)
  - o ...
- Mittelfristiger Unterbruch des Kommunikationskanals:
  - o Interferenzen von anderen Kommunikationsteilnehmern
  - o Rundsteuersignale (Power Line Communication)
  - o ...
- Schlechte Verbindungsqualität
  - o Hohe Latenzen
  - o Schwankungen der verfügbaren Bandbreite
  - o Überlastung
  - o ...

All diese möglichen Fehlerfälle müssen von GridNet entsprechend behandelt werden können, d.h. GridNet muss fähig sein, nach einem Ausfall so schnell wie möglich wieder eine Verbindung aufzubauen. Zudem muss GridNet damit umgehen können, dass gewisse Daten verloren gehen und muss diese Tatsache mit den Anforderungen an die Wichtigkeit der verschiedenen Daten vereinbaren können.

## 5.2.6 Sicherheit

Das Sicherheitskonzept von GridNet verfolgt die folgenden Strategien:

- Kapselung
  - o Die (feindliche) Übernahme einer GridBox (Node oder Master), inklusive der GridNet Applikation, darf keine Einfallspunkte für folgende Angriffe bieten:
    - Übernahme anderer GridBox Infrastruktur (Nodes, Master oder Backend) über GridNet
    - Manipulation oder Abgreifen von (Mess-)Daten, welche nicht vom übernommenen GridBox-Node generiert werden.
    - Kontrolle anderer GridBox Infrastruktur
- Minimaler Angriffsvektor:
  - o Jede GridBox (Node und Master) hat nur einen einzelnen Netzwerk-Port geöffnet, um über GridNet kommunizieren zu können. Eine eingehende Verbindung auf diesem Port wird nur akzeptiert, wenn die DTLS Authentisierung mit dem GridBox-spezifischen Private Key und dem Public Key des Kommunikationspartners erfolgreich durchgeführt werden kann.
- Erkennung & Ausschluss
  - o Alle nicht authentisierten / fehlgeschlagenen Verbindungsversuche werden aufgezeichnet und überwacht.
  - o Ein Netzwerkknoten kann im gesamten GridNet-Netzwerk ausgeschlossen werden, indem sein Zertifikat aus der Konfiguration entfernt wird.

## 5.2.7 Quality of Service (QoS)

Die Quality of Service Eigenschaften einer Verbindung können mit jeder Nachricht definiert werden, um maximale Flexibilität zu haben. Dabei stehen folgende Eigenschaften zur Verfügung:

- Zuverlässigkeit
  - o Zuverlässig: Verloren gegangene Pakete werden nochmals verschickt und alle Pakete kommen irgendwann in der richtigen Reihenfolge beim Empfänger an.
  - o Teilweise zuverlässig: Verloren gegangene Pakete werden so lange nochmals verschickt, bis ihre „Time to Live“ (TTL) abgelaufen ist. Dann werden sie verworfen, da der Wert von neueren Daten grösser ist.
  - o Unzuverlässig: Verloren gegangene Pakete werden nicht nochmals verschickt. Dies ist identisch mit teilweiser Zuverlässigkeit mit einer TTL von 0.
- Priorität
  - o Während einer Phase von Überlastung werden Pakete mit einer höheren Priorität bevorzugt verschickt und Pakete mit niedriger Priorität werden nach Ablauf ihrer TTL verworfen.

## 5.2.8 Hauptprinzipien

Das GridNet Protokoll basiert auf den folgenden Hauptprinzipien:

- Synchrone Nachrichtenübertragung
  - o „Push“ / „Streaming“ Ansatz, um lange Round-Trip Zeiten zu vermeiden
  - o Vereinfacht die Umsetzung von QoS Mechanismen
  - o Keine Verwaltung von langfristigen Zustände
  - o Nachrichten werden binär im flexiblen „Google Protocol Buffers“ Format verschickt
- Publish / Subscribe
  - o Publisher Applikationen veröffentlichen Ports und Subscriber Applikationen können diese Ports abonnieren
    - Applikationen müssen sich gegenseitig nicht kennen und sich nicht um den Zustand anderer Applikationen kümmern
    - Verstärkt die „loose Kupplung“ zwischen Applikationen
    - One-to-One, One-to-Many, Many-to-One und Many-to-Many
  - o Die Erkennung und Verbreitung der Applikationen und ihrer Dienste ist Aufgabe von GridNet. Dies kann dynamisch über Abonnemente gelöst werden, wurde im GridBox Pilot-Projekt jedoch fix vorkonfiguriert.
- Verbindungsorientiert
  - o Zwischen zwei Endpunkten werden wenn nötig fixe Verbindungen aufgebaut
    - Die Anzahl Verbindungen kann stark eingeschränkt und kontrolliert werden.
    - Verbindungen können einfacher gesichert und verschlüsselt werden.
    - Abgebrochene Verbindungen können schnell wiederhergestellt werden.
- Dezentral
  - o Es gibt keinen zentralen Broker, an dem alle Kommunikationsteilnehmer angeschlossen werden müssen. Ein solcher zentraler Broker wäre ein Single Point of Failure.
  - o Die Anzahl der Kommunikationsteilnehmer kann über die Topologie gesteuert werden. Dadurch wird die automatische Erkennung einfacher.
- Vereinheitlichte Kommunikation
  - o Alle Applikationen auf einer GridBox Infrastruktur kommunizieren über eine spezielle GridNet Komponente (GridNetCom)
  - o Applikationen müssen sich nicht darum kümmern, ob andere Kommunikationsteilnehmer lokal oder über das Netzwerk erreicht werden.
  - o Applikationen müssen sich nicht um Netzwerkadressen und –Protokolle kümmern.

- o Die spezielle GridNet Komponente kontrolliert die gesamte Kommunikation und kann somit QoS Funktionen besser umsetzen.

## 5.2.9 Domänen-Modell

Folgende wichtigen Objekte gibt es im GridNet Domänen-Modell:

- **Node:** Jede physikalische Komponente in der GridBox Infrastruktur, welche über GridNet kommuniziert ist ein *Node*, welcher sich aus mehreren *Applications* zusammensetzt.
- **Application:** Eine einzelne Applikation, welche auf einer GridBox Infrastruktur läuft und über GridNet kommuniziert.
- **ServiceGroup:** Logische Gruppierung von mehreren *Services*, welche von unterschiedlichen *Applications* eingesetzt werden, jedoch logisch zusammengehören.
- **Service:** Kontrolliert und verwendet einen oder mehrere *Channels*, um verschiedene Daten zu verschicken. Ein *Service* ist dafür verantwortlich Daten zu veröffentlichen und andere Daten zu abonnieren.
- **Association:** Kapselt die Verbindung zwischen zwei *ServiceGroups*. Die gesamte Kommunikation mit dem Kommunikationspartner verläuft durch die *Association* und ihre *Channels*.
  - o **LocalAssociation:** Wird zur Kommunikation zwischen *Services* innerhalb des gleichen *Nodes* verwendet.
  - o **RemoteAssociation:** Wird zur Kommunikation zwischen *Services* auf verschiedenen *Nodes* verwendet.
- **Channel:** Verbindet *Services* miteinander, unabhängig davon, ob sich diese auf demselben oder verschiedenen *Nodes* befinden. Die Kommunikation hat dabei eine bestimmte Richtung (Publisher → Subscriber), kann jedoch trotzdem bidirektional stattfinden. Jeder *Channel* besteht aus mindestens einem *Port* und einem *Transport*.
- **Port:** Protokoll-spezifische Schnittstelle zum Versenden und Empfangen von *Messages*. Je nach Protokoll kann der *Port* auf Metadaten der zu transportierenden *Messages* zugreifen und diese auch erweitern.
  - o **FeedPort:** Unidirektionale Many-to-Many Schnittstelle für das Versenden von *Messages* nach dem Publish/Subscribe-Prinzip. Jeder *FeedPort* kann nur *Messages* vom gleichen *Topic* verschicken und muss alle Abonnenten für dieses *Topic* verwalten, ohne diese jedoch direkt zu kennen.
  - o **ReqRepPort:** Bidirektionale One-to-Many Schnittstelle für das Anfordern von Daten von einem GridBox-Master oder dem Backend.
- **MessageTransport:** Tauscht *Messages* mit einer Netzwerkschnittstelle aus. Die Kommunikation über einen *MessageTransport* ist dabei immer duplex, d.h. Protokolle wie SCTP (Stream Control Transmission Protocol) und UDP (User Datagram Protocol), welche simplex sind, müssen innerhalb ihrer *MessageTransport* Implementation auf mehrere Verbindungen zurückgreifen.
- **Message:** Bildet die Basis der Kommunikation über GridNet. Jede *Message* kann protokoll-spezifische Informationen beinhalten (im Header oder als zusätzliche Attribute der Implementation). Zudem beinhaltet jede *Message* QoS Parameter, welche vom entsprechenden *MessageTransport* interpretiert und umgesetzt werden können.
  - o **TopicMessage:** Daten *Message*, welche vom *Publisher* über einen *FeedPort* verschickt wird und ein *Topic* beinhaltet, auf welches sich *Subscriber* abonnieren können.
  - o **SubscriptionMessage:** Management *Message*, mit welcher sich ein *Subscriber* auf ein bestimmtes *Topic* abonnieren kann.
  - o **AddressedMessage:** Adressierte *Message* (sowohl *Request* als auch *Reply*) von einer bestimmten *Source* Adresse an eine bestimmte *Destination* Adresse.

## 5.2.10 Adressierung und Routing

Im Domänen-Modell wird jede GridBox Infrastruktur durch einen *Node* repräsentiert. Jeder *Node* kann eindeutig über seine *NodeAddress* identifiziert werden. Die *NodeAddress* setzt sich aus *SectionNumber*, *RegionNumber* und der *NodeNumber* zusammen. Die *NodeAddress* ist nicht fix an eine GridBox Infrastruktur gebunden, sondern kann sich ändern, wenn die GridBox Infrastruktur verschoben wird und dient deshalb als Repräsentation der effektiven Kommunikationstopologie and kann für das Routing verwendet werden.

Um eine spezifische Applikation oder einen Dienst auf einer GridBox Infrastruktur adressieren zu können, wird zusätzlich die *ServiceNumber* und die *PortNumber* benötigt, welche für das lokale Routing innerhalb eines Nodes verwendet werden.

Für *Publish / Subscribe* Kommunikationsmuster wird zudem ein dreiteiliges *Topic* verwendet, welches aus *TopicCategory*, *TopicType* und einem *TopicSpecifier* besteht. *TopicCategory* und *TopicType* identifizieren den Inhalt einer Message und der *TopicSpecifier* identifiziert eine spezifische Entität.

### Routing Einschränkungen

Um die Anforderung, dass ein Angreifer, welcher Zugriff auf einen einzelnen GridBox Infrastruktur erlangt, keinen Schaden auf anderen GridBox Infrastrukturen anrichten kann, umzusetzen, unterstützt GridNet Listen von erlaubten Topics und Routen, welche auf jedem Node individuell konfiguriert werden können. Jede Message, welche nicht explizit freigegeben ist, wird verworfen, womit ein von einem Angreifer kompromittierter Node nicht plötzlich mit anderen Nodes kommunizieren kann.

Zudem werden aus Sicherheitsgründen folgende Regeln für das Routing festgelegt:

- Kommunikation zwischen Applikationen auf dem gleichen Node ist erlaubt (über *Local Associations*).
- Kommunikation zwischen Applikationen auf verschiedenen *Nodes* (über *Remote Associations*) ist nur für spezifische Channels erlaubt. Typischerweise heisst das, dass ein GridBox-Node nur mit seinem GridBox-Master über die freigegebenen *Ports* kommunizieren kann.
- Kommunikation zwischen zwei *Nodes* (über *Remote Associations*) wird nicht über einen dritten *Node* weitergeleitet.

## 5.2.11 Kommunikationsmuster

Um die definierten Anforderungen an die Kommunikation zu erfüllen, unterstützt GridNet zwei Kommunikationsmuster:

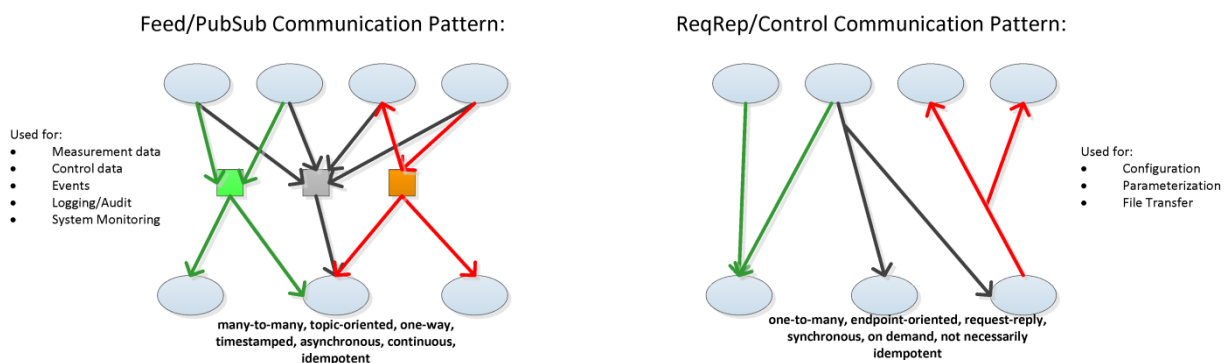


Fig. 9: GridNet unterstützt die Kommunikationsmuster *Feed/PubSub* und *ReqRep/Control*.

Zudem gibt es ein "Management" Kommunikationsmuster, welches jedoch ausschliesslich innerhalb von GridNet zur Koordination des Protokolls eingesetzt wird.

Diese Kommunikationsmuster werden basierend auf der *ZeroMQ* Messaging Bibliothek, welche die nachrichtenbasierte Kommunikation in verteilten Systemen vereinfacht, umgesetzt. ZeroMQ stellt dafür verschiedene Blöcke (Sockets) für übliche Kommunikationsmuster zur Verfügung. ZeroMQ basiert jedoch hauptsächlich auf TCP, was für die Kommunikation zwischen Nodes nicht geeignet ist, weshalb GridNet als ZeroMQ Proxy eingesetzt wird.

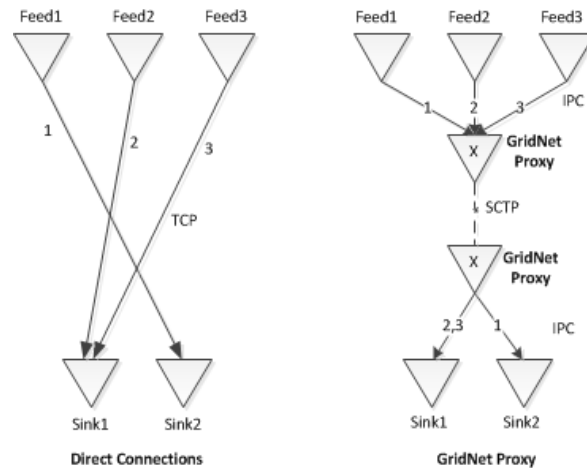


Fig. 10: Da ZeroMQ über TCP kommuniziert, dies für GridNet jedoch nicht geeignet ist, wird GridNet als Proxy für ZeroMQ verwendet, um die ZeroMQ Nachrichten von einem Node zu einem anderen zu tunneln.

## Feeds

Feeds werden verwendet, um viele Daten zu streamen und werden mit ZeroMQ's *PUB* und *SUB* bzw. den erweiterten *XPUB* und *XSUB* Sockets implementiert. *XPUB* und *XSUB* Sockets erlauben auch manuell Abonnemente zu verschicken und zu empfangen, was in GridNet zur Umsetzung einiger Funktionen nötig ist.

In GridNet gibt es üblicherweise einen One-to-One Zusammenhang zwischen *PUB/XPUB* Sockets der Sendenden und *SUB/XSUB* der abonnierenden und empfangenden Sockets im GridNet Proxy. Innerhalb des GridNet Proxy wird jeder Feed (d.h. alle Nachrichten mit dem gleichen *Topic*) über einen separaten Kanal übertragen. Der Grund dafür ist, dass so vermieden werden kann, dass das *Topic* mit jeder Nachricht mitgeschickt werden muss, da jedem Kanal ein fixes *Topic* zugewiesen ist. Dadurch wird Bandbreite gespart, was über Kommunikationspfade mit beschränkter Bandbreite sehr wichtig sein kann.

Auf der anderen Seite des GridNet Proxy abonnieren sich Empfänger auf einem einzigen *XPUB* Socket, welcher die eingehenden Nachrichten je nach *Topic* und Abonnementen an die Empfänger weiterleitet. Nachrichten mit *Topics*, für die es kein Abonnement gibt, werden vom *XSUB* Socket auf der eingehenden GridNet Proxy Seite gar nicht erst über den GridNet Proxy weitergeleitet, wodurch ebenfalls Bandbreite eingespart wird.

## Request-Reply (ReqRep)

Request-Reply ist für die adressierte Kommunikation zwischen zwei spezifischen Endpunkten gedacht. Dies wird typischerweise mit ZeroMQs *REQ* und *REP* Sockets an beiden Endpunkten implementiert, wobei in den GridNet Proxies dazwischen *DEALER* und *ROUTER* Sockets zum Einsatz kommen, um die Nachrichten an die korrekten Endpunkte weiterzuleiten. Dieser Ansatz hat jedoch ein paar Nachteile (z.B. ist es nicht möglich parallel mehrere Requests zu senden). Aus diesem Grund verwendet GridNet den generischeren Ansatz des asynchronen *DEALER*-to-*DEALER* Musters. Dafür muss zwar eine eigene Adressierung implementiert werden (was im GridNet System bereits existiert), die höhere Flexibilität und die zusätzlichen Möglichkeiten wie Multicast Requests überwiegen jedoch klar.

Dieses Kommunikationsmuster wurde im GridBox Pilotprojekt jedoch nicht implementiert.

## Management

Das Management Muster wird verwendet, damit verschiedene Applikationen über GridNet *Feeds* abonnieren und *ReqRep Ports* erstellen können. Dabei werden keine Daten über das GridNet Protokoll an einen anderen *Node* verschickt, sondern GridNet selbst ist der Endpunkt.

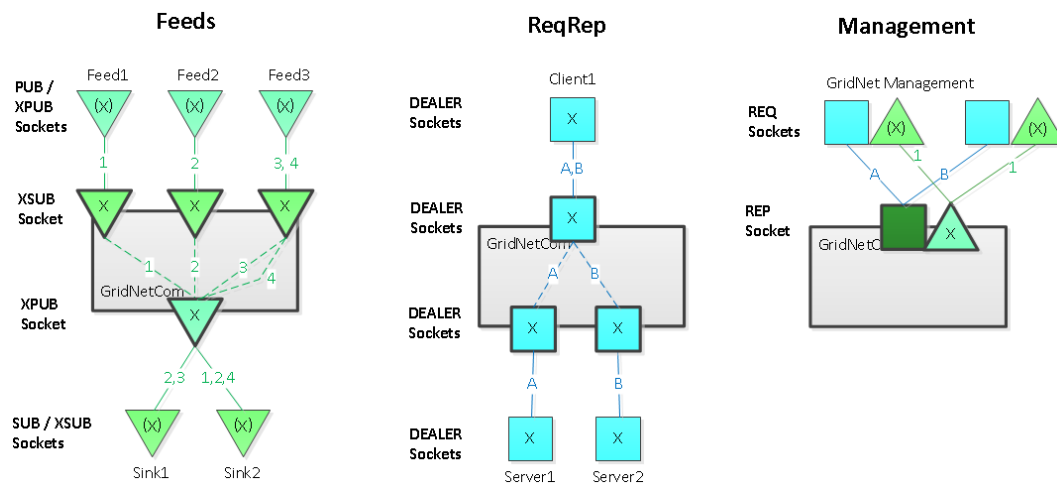


Fig. 11: Implementation der unterstützten Kommunikationsmuster im GridNet Protokoll basierend auf von ZeroMQ zur Verfügung gestellten Sockets (XPUB, XSUB, DEALER, REQ, REP).

## 5.2.12 Protokoll Stack

Der GridNet Protokoll Stack ist nach dem OSI Modell aufgebaut. Durch die Verwendung von zusätzlichen Transport Technologien verschieben sich jedoch einige Technologien (DTLS und SCTP) auf höhere Level als sie in üblichen Szenarien zu finden sind.

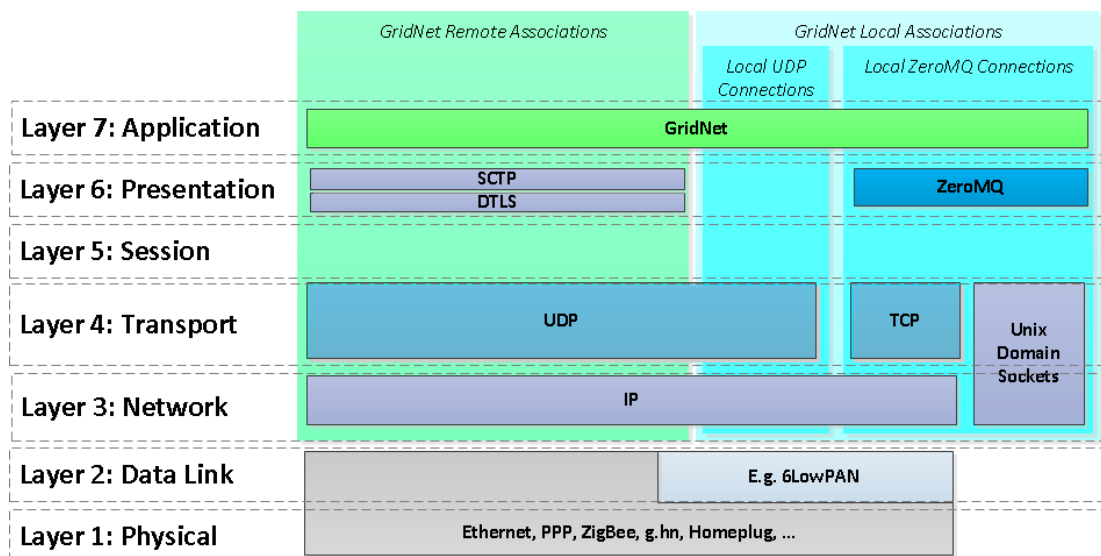


Fig. 12: GridNet Protokoll Stack nach dem OSI Modell von Layer 1 bis Layer 7.

### Physical & Link Layer

Auf dem Physical und Link Layer werden je nach Pilotnetz und Installations-Standort verschiedene Protokolle eingesetzt. Auf dem Physical Layer sind dies Glasfaser, Powerline und mobile Kommunikation (3G+/2G). Auf dem Link Layer kommt ein für den Physical Layer passendes Protokoll zum Einsatz. Aus der Sicht von GridNet sind der Link und Physical Layer transparent und werden von der zur Verfügung stehenden Hardware und dem Betriebssystem korrekt konfiguriert und dem Network Layer zur Verfügung gestellt.

## Network Layer

Auf dem Network Layer hat sich das Internet Protocol (IP) stark etabliert und stellt dank der grossen Verbreitung und Verfügbarkeit eine sehr gute Kompatibilität mit höheren und tieferen Layern und mit bereits installierter Netzwerkinfrastruktur. Aus diesem Grund wird IP als existierende Basis für jegliche GridNet Kommunikation angenommen.

Mit dem schleichenden Übergang von IPv4 zu IPv6 stellt sich die Frage, welche Version von IP unterstützt werden soll. Da ein grosser Teil der in den GridBox Pilotnetzen verfügbare Netzwerk-Infrastruktur noch nicht IPv6-fähig war/ist, ist die Unterstützung von IPv4 ein Muss. Trotzdem ist es möglich in Zukunft auf IPv6 zu wechseln, da die meisten Änderungen nur den Network Layer betreffen würden.

## Transport, Session & Presentation Layer

Die auf den Transport, Session und Presentation Layern eingesetzten Protokolle hängen davon ab, wie das GridNet Protokoll eingesetzt wird.

Für die Kommunikation von Applikationen innerhalb eines *Nodes* werden **Local Associations** eingesetzt. Jede *Association* kann verschiedene Datenströme und verschiedene Kommunikationsmuster umfassen. Dafür werden verschiedene Kommunikationsprotokolle unterstützt:

- **ZeroMQ:** Das Standard-Protokoll zur Kommunikation zwischen Applikationen über GridNet ist ZeroMQ. Es bietet sehr effiziente Implementierungen für verschiedene Kommunikationsmuster wie *Publish / Subscribe* und *Request / Reply* und kann transparent über TCP oder Unix Domain Sockets (für Interprozess Kommunikation) verwendet werden. Zudem übernimmt es viele der komplexeren Aufgaben wie das Auf- und Abbauen von Verbindungen und die Behandlung vieler möglicher Fehlerfälle.
- **UDP:** Um bestehende Applikationen, welche bereits Daten über UDP versenden und/oder empfangen, an GridNet anbinden zu können, wird der in Kapitel 5.2.13 beschriebene UDP Protokoll Adapter eingesetzt.

Für die Kommunikation von GridBox-Nodes mit ihren GridBox-Mastern oder dem Backend werden **Remote Associations** eingesetzt. Dafür muss über potentiell unsichere Netzwerk-Abschnitte, insbesondere das Internet, kommuniziert werden. Deshalb ist es wichtig, dass die Kommunikation über *Remote Associations* gesichert ist. Zudem gibt es keine gesicherte Bandbreite, weshalb Optimierungen bei der Kommunikation nötig sein können.

*Remote Associations* sind immer Punkt-zu-Punkt Verbindungen und stellen eine direkte Verbindung zwischen zwei Endpunkten zur Verfügung. Die Endpunkte müssen immer GridNet Applikationen sein. Auf einem *Node* können mehrere *Remote Associations* zum Einsatz kommen, es ist jedoch aus Sicherheitsgründen nicht möglich, Daten von einer *Remote Association* auf eine andere *Remote Association* weiterzuleiten (siehe Kapitel 5.2.10).

Um das Problem des relativen grossen IP Overhead beim Versenden von kleinen Paketen und die Anzahl der zu unterstützenden Transport Layer Protokollen zu minimieren, verwendet GridNet das *Stream Control Transmission Protocol (SCTP)* als Transport Protokoll für *Remote Associations*. SCTP ist, zusätzlich zu den bekannteren UDP und TCP, ein drittes, standardisiertes Transport Protokoll, welches viele Vorteile von UDP und TCP kombiniert und folgende zusätzliche Funktionen bietet:

- **Multi-Streaming:** Über eine SCTP Verbindung (*Association* genannt) können bis zu 65'535 komplett unabhängige parallele Sub-Verbindungen (*Streams*) ausgetauscht werden. Die Daten der verschiedenen Streams werden jedoch wenn möglich in ein IP Paket verpackt, wodurch es zu grösseren IP Paketen kommt und der IP Overhead sinkt.
- **Nachrichtenorientiert:** Im Gegensatz zu TCP ist SCTP nachrichtenorientiert und unterstützt keine Daten-Streams. Dadurch ist kein zusätzliches applikations-spezifisches Protokoll nötig, um abgeschlossene Daten-Pakete zu versenden und zu empfangen.

- **Teilweise zuverlässig:** SCTP Streams sind standardmässig zuverlässig (wie bei TCP), können jedoch auch teilweise zuverlässig oder unzuverlässig (wie bei UDP) eingesetzt werden. Auf teilweise zuverlässigen Streams können einzelnen Nachrichten eine Time-to-Live (TTL) zugewiesen werden. Solange die TTL nicht abgelaufen ist, versucht SCTP die Nachricht zu verschicken. Sobald die TTL abgelaufen ist, wird die Nachricht verworfen. Dies ist für Daten, deren Wichtigkeit und Gültigkeit mit der Zeit abnimmt, sehr nützlich.
- **Überlastungskontrolle:** SCTP bietet im Gegensatz zu UDP eine TCP-ähnliche Überlastungskontrolle, um Überlastungen zu verhindern.
- **Multi-Homing:** Mit Multi-Homing ist es möglich, einer SCTP Association mehrere Netzwerk-Adressen zuzuweisen, womit parallele Verbindungen zum gleichen Endpunkt möglich sind. Damit wird automatisch auf eine funktionierende Netzwerk-Verbindung gewechselt, wenn eine bestehende Netzwerk-Verbindung unterbrochen wird. Diese Funktionalität wurde im GridBox Pilotprojekt nicht eingesetzt, kann jedoch in Netzwerken mit sehr spezieller Topologie von Vorteil sein.

Dank dem Multi-Streaming und der Flexibilität bzgl. der Zuverlässigkeit einzelner Streams lässt sich die gesamte Kommunikation eines GridBox-Nodes zu seinem GridBox-Master oder dem Backend über eine einzelne SCTP Verbindung abwickeln. Zudem kann diese gesamte Verbindung komplett abgesichert werden und der Wiederaufbau einer abgebrochenen Verbindung ist viel einfacher als wenn viele verschiedene TCP- und/oder UDP-Verbindungen einzeln wiederhergestellt werden müssen.

Da SCTP noch relativ neu ist und sich im Internet noch nicht so stark etabliert hat wie TCP und UDP, gibt es viele Firewalls und andere Netzwerkinfrastruktur, die SCTP nicht gleich gut behandelt wie TCP oder UDP. Deshalb ist es oft notwendig, dass SCTP in UDP eingekapselt wird. Dadurch entsteht zwar ein zusätzlicher Overhead, welcher aber durch die vielen zusätzlichen Funktionalitäten von SCTP gerechtfertigt werden kann.

Um die gesamte (in UDP gekapselte) SCTP Kommunikation zu verschlüsseln, wird *Datagram Transport Layer Security (DTLS)* verwendet. Dabei handelt es sich um eine Adaption des für TCP weit verbreiteten *Transport Layer Security (TLS)* über UDP. DTLS stellt sicher, dass die gesamte Kommunikation verschlüsselt ist und bietet zusätzlich die Möglichkeit einer End-zu-End Autorisierung beider Kommunikationsteilnehmer.

Damit ergibt sich für Remote Associations schlussendlich folgende Kombination von Transport Layer Protokollen: SCTP über DTLS über UDP.

### Application Layer

Auf dem Application Layer befindet sich das GridNet Protokoll, welches je nach Art der GridNet Association über SCTP, ZeroMQ oder UDP kommuniziert. Die detaillierte Beschreibung des Protokolls ist in Kapitel 5.2.14 zu finden.

## 5.2.13 Protokoll Adapter

Protokoll Adapter sind duplex Schnittstellen, die für (bestehende) Applikationen zur Verfügung gestellt werden, die bereits über bestehende Transport- und/oder Applikations-Protokolle kommunizieren und nicht extra für die Kommunikation über GridNet angepasst werden können. Dies kann auf zwei verschiedene Arten erreicht werden:

- **Protokoll Proxy:** Zwei (oder mehr) Protokoll Adapter an verschiedenen Punkten im Netzwerk werden statisch miteinander verbunden. Die Protokoll Adapter agieren als transparente Proxies, d.h. was an einem Punkt in einen Protokoll Adapter hineingeschickt wird, wird am anderen Punkt vom Protokoll Adapter wieder ausgegeben.

- **Protokoll Gateway:** Der Protokoll Adapter modifiziert und übersetzt eingehende Nachrichten, damit diese über GridNet verschickt und somit von anderen GridNet Applikationen verarbeitet werden können.

Die Implementationen von verschiedenen Protokoll Adaptern können sich stark unterscheiden, da sie an die zu adaptierenden Protokollen gebunden sind. Folgende Liste soll eine Idee für mögliche Protokoll Adapter Implementationen geben:

- UDP Protokoll Adapter
- TCP Protokoll Adapter
- ZeroMQ Protokoll Adapter
- HTTP Protokoll Adapter

#### Generischer UDP Protokoll Adapter

Um bestehende und etablierte System-Tools wie [syslog](#) und [Riemann Events](#) über GridNet handhaben zu können, wird ein UDP Protokoll Adapter benötigt, welcher über eine *Local Association* mit GridNet kommuniziert. Dabei werden sowohl das Empfangen wie auch das Senden von UDP Daten unterstützt.

- **Empfangen:** Die empfangenen UDP Pakete werden in GridNet *Messages* umgewandelt, wobei ein statisches *Topic* hinzugefügt wird. Dadurch wird es möglich, diese *Messages* zu abonnieren.
- **Senden:** Die zu sendenden UDP Pakete werden aus GridNet *Messages* erzeugt, wobei alle GridNet Metadaten (*Header*, *Topic*, ...) verworfen werden.

Der Inhalt bzw. die effektiv versendeten Daten werden dabei nicht modifiziert, sondern lediglich zwischen den verschiedenen Formaten umgepackt. Damit ist es möglich, flexibel bestehende Applikationen, welche Daten über UDP zur Verfügung stellen oder erwarten, in das GridNet System zu integrieren.

#### Generischer TCP Protokoll Adapter

Um TCP Verbindungen über GridNet weiterleiten zu können, muss man spezifische Information über den Aufbau der zu versendeten Daten kennen, welche oft applikations-spezifisch sind. Zudem geht man bei einer TCP Verbindung meistens von einem zuverlässigen Punkt-zu-Punkt Kommunikationskanal aus, was über GridNet nicht immer gewährleistet ist (da andere Daten höhere Priorität haben können). Unterbrüche in der GridNet Kommunikation müssten also explizit an die Endpunkte der TCP Protokoll Adapter signalisiert werden. Aus diesem Grund wird die generische Handhabung von TCP Verbindungen nicht unterstützt. Es ist jedoch denkbar, Protokoll Adapter für bestimmte Protokolle wie HTTP, welche auf TCP basieren und deren Ablauf klar definiert ist, zu entwickeln. Solche Protokoll Adapter wurden im GridBox Pilotprojekt jedoch nicht implementiert.

## 5.2.14 Protokoll Format

Das GridNet Protokoll ist auf Effizienz und Minimierung der verwendeten Bandbreite optimiert. Dafür wird angenommen, dass etwa 90% der Kommunikation über GridNet aus Feeds besteht und Request-Reply nur sporadisch zum Einsatz kommt. Deshalb ist das Protokoll auch für Feeds optimiert.

Der Header wird sowohl für Feeds als auch für Request-Reply verwendet und ist eine Google Protocol Buffer Struktur, welche den Vorteil bietet, dass sie sehr flexibel ist und in der Zukunft auch noch angepasst werden kann. Zudem kann die Länge von Zahlenfeldern sehr gross sein, wodurch sehr viele Adressen unterstützt werden können. Der Header hat mehrere optionale Felder, welche je nach Transport Protokoll weggelassen werden können, weil sie bereits implizit bekannt sind (z.B. das Topic über einen GridNet Kanal, welches fix vorkonfiguriert ist).



Fig. 13: Komplettes Datenformat einer GridNet Nachricht mit definiertem Header und freiem Payload. Felder mit grauem Text sind optional und werden je nach Nachrichten-Typ weggelassen.

Da im Header verschiedene Felder je nach Nachrichten-Typ weggelassen werden können, sehen die Header für Feeds und Request-Reply schlussendlich folgendermassen aus:



Fig. 14: Effektives Datenformat für GridNet Request-Reply und Feed Nachrichten mit definiertem Header und freiem Payload. Felder mit grauem Text sind optional.

Da GridNet ein generisches Protokoll zur Übertragung von vielen verschiedenen Daten von verschiedenen Applikationen mit verschiedenen Aufgaben ist, ist der effektive Inhalt (Payload) der Nachrichten nicht standardisiert und wird von der jeweiligen Applikation, welche eine Nachricht verschickt, definiert. In einigen Fällen besteht der Inhalt aus rohen Daten, in anderen Fällen ebenfalls aus Google Protocol Buffer Strukturen.

## 5.2.15 Nachrichten- und Datenfluss

Die folgende Fig. gibt eine Gesamt-Übersicht über den Fluss von Nachrichten und Daten von einer Applikation ins IP Netzwerk im GridNet Protokoll:

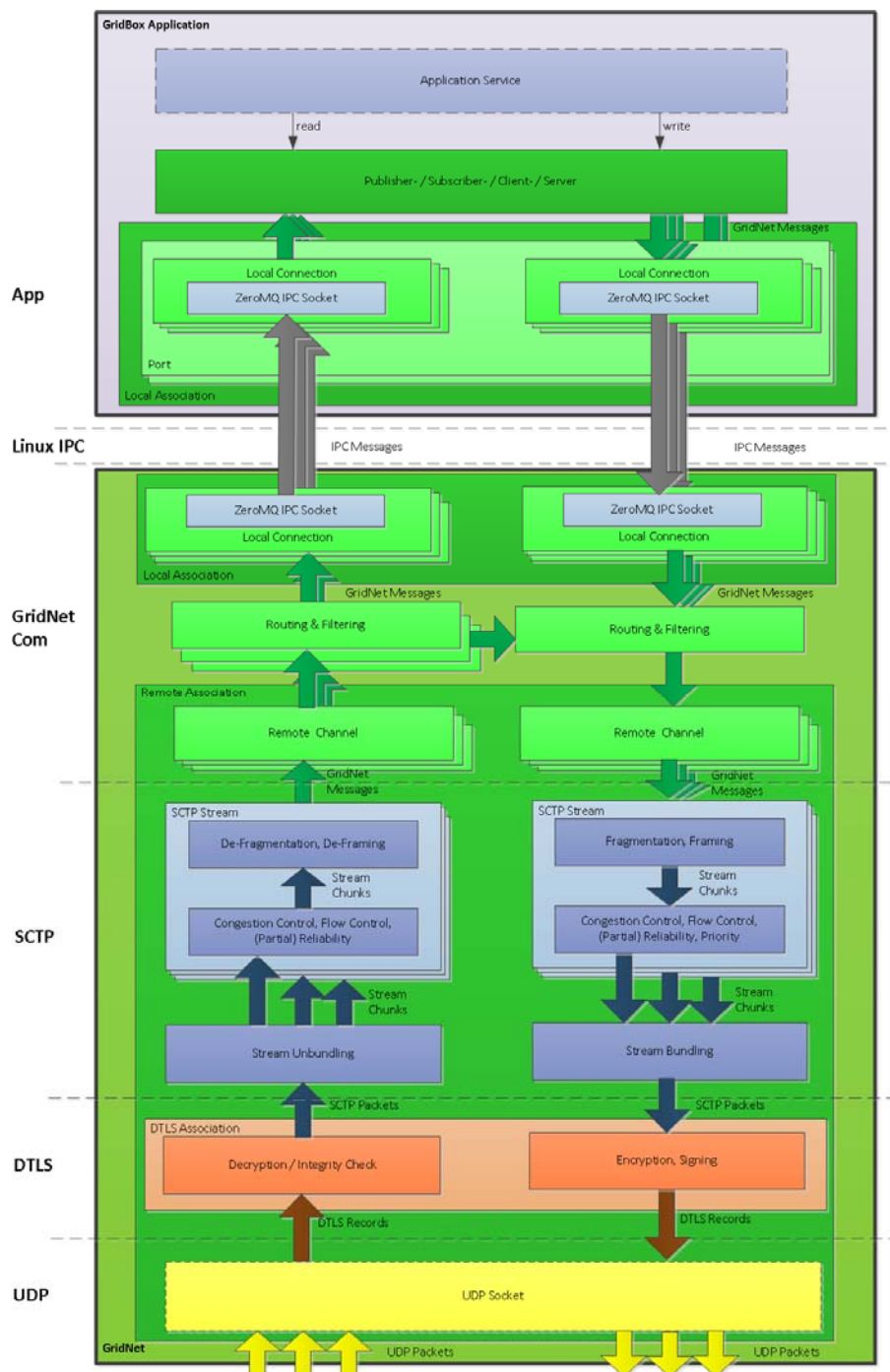


Fig. 15: GridNet Nachrichten werden von einer Applikation an ZeroMQ Sockets in einer *Local Association* übergeben. Die Nachrichten werden über die Sockets über Interprozess Kommunikation (IPC) an die entsprechende *Local Association* in GridNet übergeben. Dort werden die Daten gefiltert und geroutet, bevor sie an die entsprechende *Remote Association* weitergegeben werden. In der Remote Association werden die Daten den passenden SCTP Streams zugewiesen und in SCTP Frames verpackt (möglicherweise zusammen mit anderen Nachrichten). Die SCTP Frames werden in DTLS Frames verpackt und dabei verschlüsselt bevor jedes DTLS Frame in ein UDP Frame verpackt wird und an den IP Layer weitergegeben wird, von wo es über das Netzwerk verschickt wird. Über GridNet empfangene Nachrichten durchlaufen den umgekehrten Weg.

## 5.2.16 Software

Die Umsetzung des GridNet Protokolls in Software setzt sich aus zwei Komponenten zusammen: *GridNet Com* und *GridNet Adapter*.

### 5.2.16.1 GridNet Com

GridNet Com ist die zentrale Kommunikationsapplikation, welche in jedem Knoten im GridNet Kommunikationsnetz dafür verantwortlich ist, alle Applikationen, die auf einem Knoten über GridNet kommunizieren möchten, ans GridNet Protokoll anzubinden und die entsprechenden Verbindungen zu anderen GridNet Knoten aufzubauen und zu unterhalten. GridNet Com übernimmt dabei sowohl die Aufgabe eines Proxies als auch eines Brokers (Vermittlers). Die Applikationen, die über GridNet Com kommunizieren, müssen sich nicht darum kümmern, über welchen Kommunikationspfad die Daten versendet werden und wie und mit wem eine Verbindung aufgebaut werden muss, sondern können sich komplett auf das Senden und Empfangen von Daten konzentrieren.

#### Design

GridNet Com hält sich wie jede andere Applikation, die über GridNet kommuniziert, an das GridNet Domänen-Modell. Es hat seine eigene *ServiceGroup* mit mehreren *Associations*, wobei für jede angebundene Applikation eine *Local* und eine *Remote Association* zum Einsatz kommen. Die *Local Association* wird verwendet, um mit der lokalen Applikation über verschiedene *Channels* (mit je einem *Port* und *Transport*) zu kommunizieren. Die *Remote Association* wird verwendet, um über *Channels* (mit je einem *Port* und einem *SCTP Transport*) über SCTP mit anderen GridNet Com Instanzen auf anderen Knoten im GridNet zu kommunizieren.

Um diese Komponenten verwalten zu können, gibt es einige zusätzliche Komponenten, die nicht im GridNet Domänen-Modell definiert sind und nur für GridNet Com Sinn machen:

- **AssociationController:** Stellt sicher, dass eine Association richtig konfiguriert ist und dass die Verbindung wieder aufgebaut wird, wenn sie unterbrochen wurde.
- **TopicRouter:** Ist dafür verantwortlich, die zu versendenden und empfangenen *Messages* aufgrund ihrer *Topics* an die richtige *Association* weiterzuleiten. Existiert für ein Topic einer *Message* keine entsprechende Route, wird die *Message* verworfen. Damit lässt sich sehr einfach sicherstellen, dass nicht beliebige *Messages* ausgetauscht werden können.
- **RemoteAssociationServer:** Wartet konstant auf eingehende Verbindungen von anderen GridNet Com Instanzen und wandelt diese in *Remote Associations* um.
- **AssociationAuthorization:** Ist dafür verantwortlich, zu überprüfen, ob eine über den *RemoteAssociationServer* empfangene Verbindung akzeptiert werden soll oder nicht. Dafür können Black- und/oder Whitelists von GridNet Adressen verwendet werden. Um die Sicherheit zu erhöhen und auch wirklich eine Autorisierung durchführen zu können, wird zusätzlich Public / Private Key Autorisierung eingesetzt, wobei bei jedem Verbindungsaufbau der entsprechende Public Key des anderen Endpunkts mit dem Root Zertifikat autorisiert wird.

### 5.2.16.2 GridNet Adapter

Der GridNet Adapter ist eine in C++ geschriebene Software-Bibliothek, welche den verschiedenen Software-Diensten auf jeder GridBox (Node und Master) und auf dem Backend erlaubt, über das GridNet Protokoll miteinander zu kommunizieren. Um die Kompatibilität der zur Verfügung gestellten Schnittstelle über mehrere Versionen und Releases besser kontrollieren zu können, ist diese in C geschrieben. Zur Anbindung von Smart Grid Applikationen, welche in Python geschrieben sind, gibt es entsprechende Python Bindings, welche die in C geschriebene Schnittstelle in Python übersetzen.

## Design

Das Design des GridNet Adapters deckt die Entitäten des Domänen-Modell ab und integriert diese in eine Software-Bibliothek mit zusätzlicher Logik zur effizienten Verarbeitung und Weiterleitung von Daten.

Der GridNet Adapter arbeitet nach dem *Reactor* Muster, wobei ein einzelner Thread verwendet wird, um eine Liste von Events nacheinander zu verarbeiten. Dadurch sinkt die Komplexität stark, da sichergestellt wird, dass immer nur ein Event verarbeitet wird und somit keine Rücksicht auf potentielle Probleme, welche durch paralleles Verarbeiten von Events auftreten könnten, genommen werden muss.

## Schnittstelle

Die Schnittstelle stellt folgende wesentlichen Elemente aus dem Domänen-Modell zur Verfügung, welche verwendet werden können, um Applikationen an GridNet anzubinden:

- **Context:** Pro Applikation, die den GridNet Adapter verwendet, wird ein *Context* benötigt, welcher die globale Handhabung von Fehlern, Log Nachrichten und Events übernimmt.
- **Association:** Eine Applikation kann mehrere *Local Associations* erstellen, welche mehrere *Channels* zur Kommunikation anbieten können.
- **Channel:** Mit einer *Local Association* können mehrere *Channels* erstellt werden, welche jeweils eine einzelne Funktionalität (*Publish / Subscribe, Request / Reply*) anbieten. Jeder *Channel* besteht aus einem *Port* und einem *Transport*.
- **Port:** Der *Port* bildet die Schnittstelle einer Applikation zu GridNet und kann, je nach Typ, verwendet werden um Daten über GridNet zu verschicken oder Daten über GridNet zu abonnieren und zu empfangen.
- **Transport:** Der *Transport* wird vom *Port* verwendet, um die über den *Port* zu verarbeitenden Daten im richtigen Format zur Verfügung stehen und mit GridNet ausgetauscht werden. Der *Transport* legt also die effektive Kommunikationstechnologie fest und implementiert diese.
- **Message:** Je nach *Message* Typ (abhängig vom *Port*) besteht eine *Message* aus Metadaten und Hauptdaten. Jede *Message* besitzt eine Priorität, TTL und einen Zeitstempel.
- **EventHandler:** Der *EventHandler* beschreibt die Schnittstelle, die von einer Applikation implementiert werden muss, um Daten von GridNet empfangen zu können. Jede empfangene *Message* wird über den *EventHandler* signalisiert und muss von der Applikation verarbeitet werden.

## Integration

Die GridNet Adapter Bibliothek wird von verschiedenen Applikationen auf verschiedene Arten verwendet.

- **GridBox Applikationen (GBA)** verwenden das C-API des GridNet Adapters.
- **Smart Grid Applikationen (SGA)** verwenden den GridNet Adapter über die entsprechenden Python Bindings.
- **GridNet Com** verwendet den GridNet Adapter nicht über das C-API, sondern greift direkt auf die C++ Implementation zu, um zusätzliche, nicht über die C Schnittstelle verfügbare Funktionen nutzen zu können. Damit lässt sich das Design von GridNet Com vereinfachen.

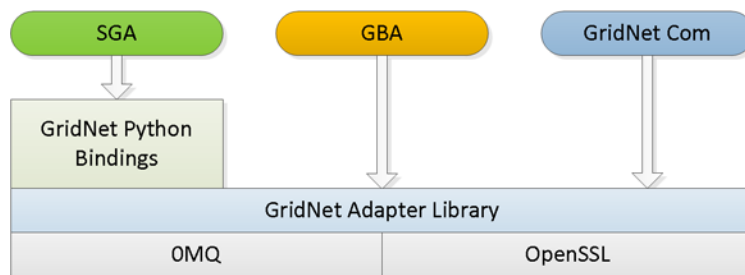


Fig. 16: Übersicht über die Integration der GridNet Adapter Bibliothek in die verschiedenen Applikationen des GridBox Pilotprojekts.

## 5.3 Entwicklung des GridBox-Master und Backend

### 5.3.1 Backend Services

Das Backend übernimmt folgende Aufgaben:

#### Deployment Management

Das Verteilen und Verwalten von SW Updates und Konfiguration auf allen Servern und allen GridBox-Nodes geschieht mithilfe von [cfengine](#).

#### System Audit und Monitoring

Für die Überwachung des aktuellen Systemzustandes wird [Riemann](#) mit Riemann Dashboards verwendet (siehe Fig. 17).

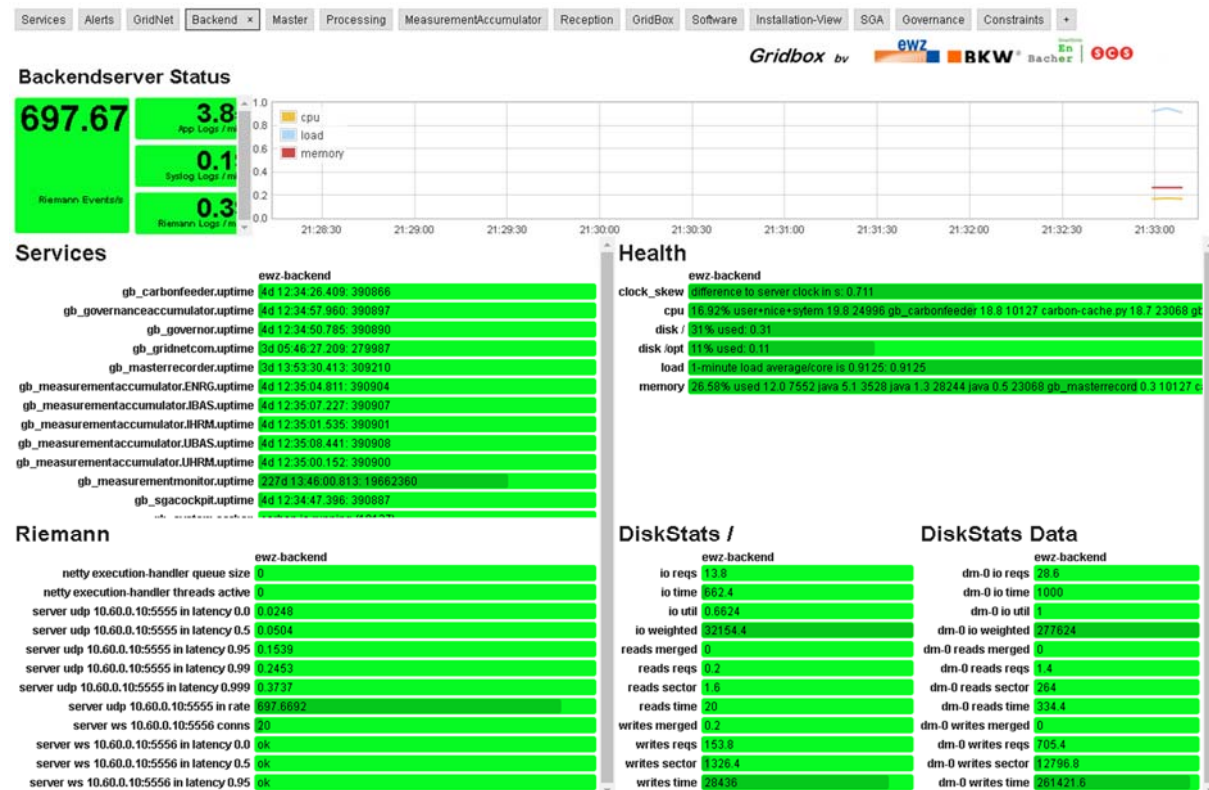


Fig. 17: Riemann Dashboard für die Überwachung des verteilten Systems

Für eine detaillierte Analyse der Logs (Audit) sämtlicher Systeme steht ELK zur Verfügung ([Elasticsearch](#), [Logstash](#), [Kibana](#)).

Für die Live-Analyse der GridBox Messwerte und der Smart Grid Applikationen (SGA) steht neben dem Cockpit (siehe S. 79) auch [Grafana](#) zur Verfügung (siehe Fig. 18).

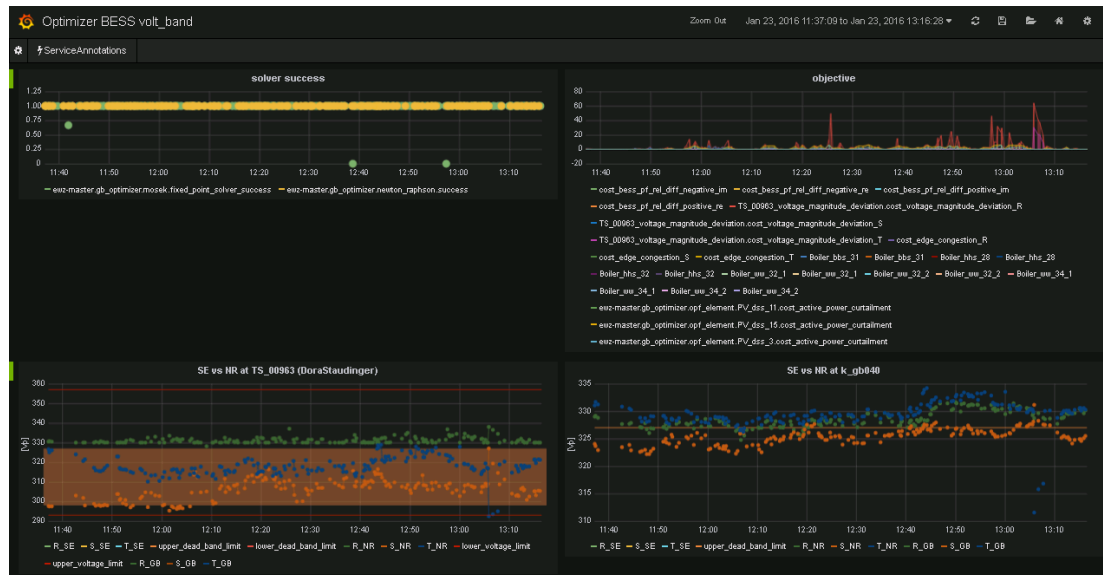


Fig. 18: Grafana dient der Live-Analyse aller Signale (Messwerte, Stellwerte, Statusanzeige). Schon wenige Sekunden nach dem Messzeitpunkt kann ein Messwert in diesem Webfrontend auf verschiedenste Arten geplottet werden.

### 5.3.2 Master Services

Der Master unterhält die Drehscheibe für alle Messwerte und Smart Grid Applikationen (SGA)

Herzstück ist ein [REDIS](#) In-Memory Repository (siehe Fig. 19). Der „MeasurementAccumulator“, empfängt und synchronisiert sämtliche eintreffenden Messwerte von allen GridBox-Nodes und schreibt diese ins Repository. Der CarbonFeeder gibt diese weiter an [Carbon](#), welches von [Grafana](#) für Live-Analyse verwendet wird. SGA's bedienen sich im Repository mit allen Werten, die sie benötigen und schreiben ihre Resultate zurück ins Repository. Der Governor liest die Resultate des Optimizers (DesiredSettings) und sendet diese an die entsprechenden GridBox-Nodes, von welchen er die Bestätigung kriegt und auch ins Repository zurückschreibt. Der MasterRecorder schreibt kontinuierlich alle neuen Datensätze in [Avro](#) Dateien, welche als einfaches Archiv der Messwerte dienen. Der Cockpit Server (siehe S. 79) bedient sich ebenfalls im Repository und schickt die Messwerte über Websockets zum CockpitClient.

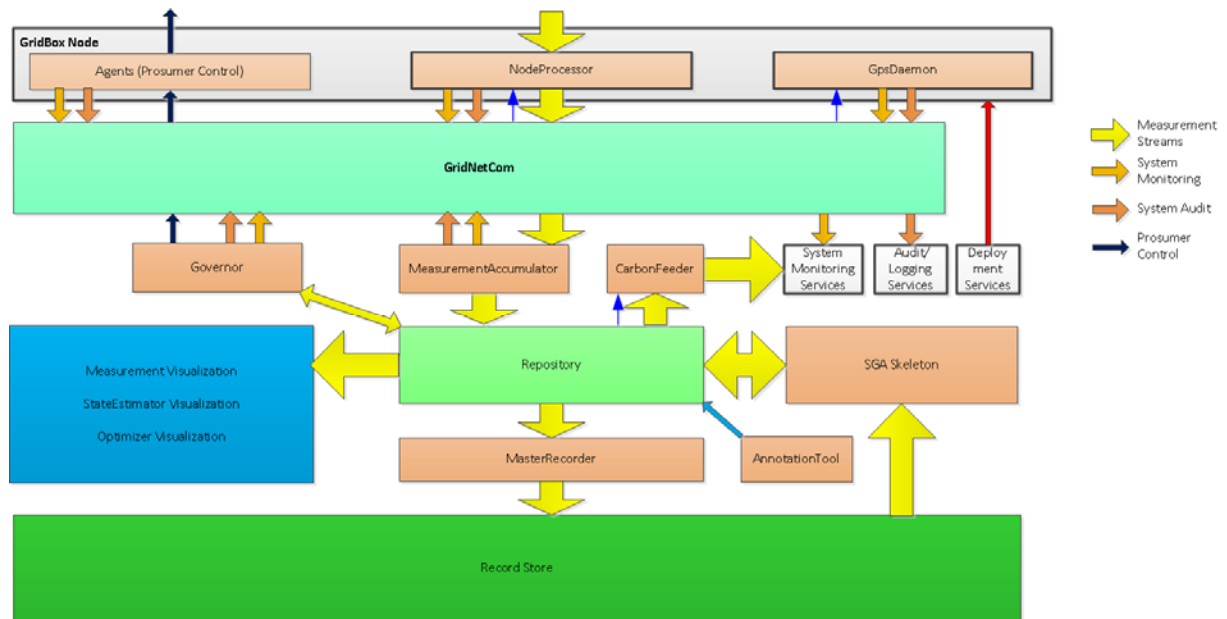


Fig. 19: Master Services im Dienste der SGA

## 5.4 Domänen- und Datenmodell

Das für das GridBox System entwickelte Datenmodell orientiert sich stark am CIM ([Common Information Model](#)) IEC 61968 und IEC61970. Allerdings mussten Erweiterungen definiert werden, um der Dreiphasigkeit gerecht zu werden und um Prosumer und ihre Eigenschaften und Beeinflussungsmöglichkeiten abbilden zu können.



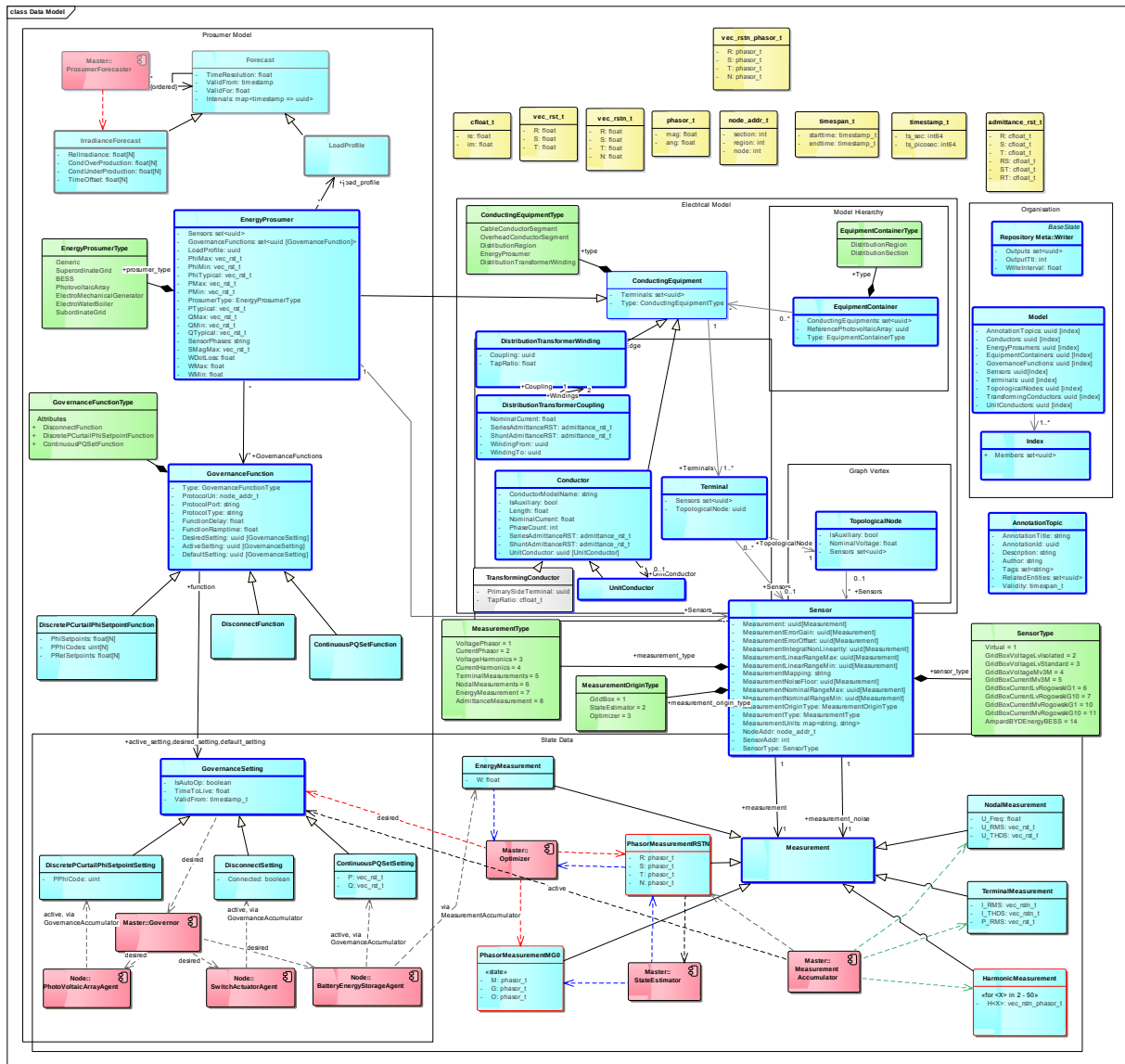


Fig. 21: Das GridBox Datenmodell beschreibt Netzmodell, Stammdaten, Messwerte, Prosumereigenschaften, Steuerbefehle.

## 5.6 Security, Privacy, Safety

### 5.6.1 Risikomatrix

Die Risikomatrix beschreibt die Anforderungen und umgesetzten Massnahmen betreffend der Abwehr potentieller Angreifer auf das GridBox System als auch der Wahrung der Privatsphäre der angeschlossenen Netznutzer. Jeder Angriff wird detailliert beschrieben, kategorisiert, die Wahrscheinlichkeit und Aufwände klassifiziert und mögliche und getroffene Gegenmassnahmen aufgeführt.

| Kategorie | ID  | Name                                       | Beschreibung                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                     | Vektor/Angriffsmittel                                                                                                                 | Auswirkungen/Folgen                                                                                                                                                                                                                                                                 | Klassifikation                                                                                                                                                                                   | Gegenmassnahmen |
|-----------|-----|--------------------------------------------|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----------------|
| Sabotage  | S01 | Fälschung Messdaten an Quelle              | <p>Ein Angreifer speist bei der GridBox oder dem Messmodul gefälschte Signale ein, um dem System einen falschen Zustand vorzugaukeln. Dies kann unter Umständen an mehreren Messpunkten gleichzeitig erfolgen, um eine grössere Wirkung zu entfalten.</p> <p>Gefälscht werden können:</p> <p>Spannungssignal (Amplitude und Phase)</p> <p>Stromsignal (Amplitude und Phase) =&gt; Wirk-/Blindleistung</p> <p>GPS-Signal (Zeitbasis) =&gt; Phasenverschiebung</p> | <p>Physischer Zugriff zu Messpunkt (Messmodul/GridBox/GridBox-Master)</p> <p>(Koordinierter) Generator für gefälschte Messsignale</p> | <p>State Estimation wird gestört</p> <p>Ansteuerung von Prosumern anhand falscher Informationsgrundlage</p> <p>Überlastung von Netzelementen und potentielle Zerstörung der Infrastruktur</p> <p>Denial of Service durch Vorgaukeln, dass Netzelemente bereits überlastet sind.</p> | <p>Attacker Capabilities: AC2</p> <p>Severity: C1, bei Kompromittierung eines einzelnen Messpunkts</p> <p>C2, bei Kompromittierung mehrerer, geographisch aneinander angrenzender Grid-Boxen</p> | R2, R3          |
|           |     | Fälschung Messdaten auf Kommunikationspfad | <p>Ein Angreifer fängt die Messdaten auf dem Kommunikationspfad zwischen GridBox und GridBox-Master (PLC, GPRS, WiFi, Internet...) ab (Man-in-the-middle) und verfälscht diese.</p>                                                                                                                                                                                                                                                                              | <p>Zugriff auf Kommunikationsmedium und Fähigkeit, eine Man-in-the-middle Attack auszuführen.</p>                                     |                                                                                                                                                                                                                                                                                     | <p>AC3</p> <p>Severity: C1, bei Kompromittierung eines einzelnen Messpunkts</p> <p>C2 bei Kompromittierung mehrerer, geographisch aneinander angrenzender Grid-Boxen</p>                         | R1, R2, R3      |

| Kategorie | ID  | Name                                                                                | Beschreibung                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                 | Vektor/Angriffsmittel                                                                                                                                                                                                                                                              | Auswirkungen/Folgen                                                                                                                                                                                                          | Klassifikation                                                                                                                                            | Gege-<br>nmas-<br>snah-<br>men |
|-----------|-----|-------------------------------------------------------------------------------------|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|--------------------------------|
|           | S03 | Fälschung Messdaten durch Installation einer manipulierten/kompromittierten GridBox | <p>Ein Angreifer manipuliert/kompromittiert eine normale GridBox oder implementiert Software, welche sich als GridBox ausgibt. Damit hat er die Möglichkeit, in das System gefälschte Informationen einzuschleusen.</p> <p>Sobald einmal ein Reverse-Engineering des GridBox Protokolls stattgefunden hat, ist es einfach, mehrere manipulierte Instanzen einzuschleusen.</p>                                                                                                                                                                                                                                | <p>Zugriff auf Kommunikationsmedium der Region</p> <p>Sehr gute technische Fachkenntnisse</p>                                                                                                                                                                                      |                                                                                                                                                                                                                              | <p>AC4</p> <p>Severity:</p> <p>C1, bei Kompromittierung eines einzelnen Messpunkts</p> <p>C2 bei Einschleusung von mehreren GridBoxen in einer Region</p> | R4                             |
|           | S04 | Kontrollübernahme durch Installation eines manipulierten GridBox-Master             | <p>Ein Angreifer manipuliert/kompromittiert einen GridBox-Master oder implementiert Software, welche sich als GridBox-Master ausgibt. Damit hat er die Möglichkeit, die Mess-, Prosumer- und Marktdaten der Region zu erhalten und die verfügbaren steuerbaren Elemente und Prosumer zu kontrollieren.</p>                                                                                                                                                                                                                                                                                                   | <p>Zugriff auf Kommunikationsmedium der Region</p> <p>Sehr gute technische Fachkenntnisse</p>                                                                                                                                                                                      | <p>Verletzung der Privatsphäre von Netznutzern</p> <p>Denial of Service möglich</p> <p>Gezielte Überlastung des Stromnetzes durch falsche Ansteuerung Prosumer/Netzelement</p>                                               | <p>AC3 - AC4</p> <p>Severity:</p> <p>C2 - C3</p>                                                                                                          | R8                             |
|           |     | Denial of Service Kommunikationsnetz                                                | <p>Ein Angreifer stört mit technischen Mitteln die in einer oder mehreren GridBox Regionen benutzten Kommunikationsmittel und behindert oder verhindert damit den Informationsaustausch und die Koordination zwischen den GridBoxen.</p> <p>Je nach Kommunikationstechnologie kann dies unterschiedlich erfolgen: PLC: Einspeisen von Störsignalen auf den benutzten Frequenzen direkt in die Stromkabel. Aufwendig und in der Reichweite sehr begrenzt. Wireless / RF: Ausenden von Störsignalen mittels Antenne in die Luft. Leicht zu detektieren und in der Reichweite begrenzt (abhängig von Sende-</p> | <p>Zugriff auf Kommunikationsmedium</p> <p>Technische Infrastruktur:</p> <p>Für lokal begrenzte Störung (PLC/GPRS): Mit COTS-Komponenten realisierbar.</p> <p>Für grossflächige Störung: Militärische Komponenten oder Kompromittierung von gut gesicherten IT-Systemen nötig.</p> | <p>State Estimation und Modellierung des Netzzustandes (lokal) nicht mehr möglich.</p> <p>(Lokal) Keine Information und Kontrolle mehr über steuerbare Prosumer.</p> <p>(Lokal) Keine Marktdaten und Preisinformationen.</p> | <p>Lokal: AC1 - AC2</p> <p>Überregional: AC3 - AC4</p> <p>Severity: C2 - C3</p>                                                                           | R3                             |

| Kategorie | ID  | Name                                        | Beschreibung                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                     | Vektor/Angriffsmittel                                                                                                                         | Auswirkungen/Folgen                                                                                                                                                                            | Klassifikation                                       | Gegenmassnahmen |
|-----------|-----|---------------------------------------------|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|------------------------------------------------------|-----------------|
|           |     |                                             | <p>leistung).GPRS: Denial of Service auf Mobilfunkinfrastruktur oder Kompromittierung Telekommunikationsprovider. Potentiell grossflächige Beeinträchtigung möglich. Hat Nebeneffekte auf andere Dienstleistungen des Telekommunikationsproviders.</p> <p>Internet / IP / Fiber: Denial of Service der Netzwerkinfrastruktur oder Kompromittierung des Providers. Potentiell grossflächige Beeinträchtigung möglich.</p>                         |                                                                                                                                               |                                                                                                                                                                                                |                                                      |                 |
|           | S06 | Ausschalten Leitstelle / GridBox Backend    | <p>Ein Angreifer erhält die Möglichkeit, Teile oder die gesamte GridBox-Backend-Infrastruktur zu stören oder auszuschalten oder aber die Kommunikation zwischen GridBox Backend und GridBox-Masters zu unterbrechen. Dies kann durch technische, aber auch physische Attacken (Bombe in Rechenzentrum) möglich sein.</p> <p>Bei redundanter Ausführung des Backends (siehe R10) kann die Funktion von der zweiten Instanz übernommen werden.</p> | Eindringen in IT-Infrastruktur des Betreibers oder Social Engineering oder physischer Angriff auf Infrastruktur                               | <p>Ausfall der Backend-Infrastruktur</p> <p>Keine Archivierung von Statistikdaten</p> <p>Keinen Einblick in die aktuellen Netzzustände</p> <p>Keine Integration mit 3rdParty-Systemen</p>      | AC2<br>Severity: C2                                  | R9, R10, R11    |
|           | S07 | Kompromittierung Leitstelle/GridBox Backend | <p>Ein Angreifer verschafft sich physisch oder über das Netzwerk Zugriff auf die IT-Infrastruktur des Netzbetreibers und erlangt die benötigten Zugriffsrechte / Möglichkeiten um auf das GridBox Backend zuzugreifen und zu steuern.</p> <p>Siehe auch P02, welches die Security-Aspekte dieser Attacke behandelt.</p>                                                                                                                          | Eindringen in IT-Infrastruktur des Betreibers oder Social Engineering.                                                                        | <p>Ausfall Backend (siehe S06)</p> <p>Gezielte Überlastung des Stromnetzes durch falsche Ansteuerung Prosumer/Netzelement</p> <p>Umkonfiguration GridBox-System zum Einbauen von Backdoors</p> | AC3<br>Severity: C3 - C4                             | R11             |
|           | S08 | Ausfall / Störung GPS                       | Ein Angreifer stört mit technischen Mitteln das Signal zur hochgenauen Zeitsynchronisation (GPS), welches für die PMU-Funktionalität benötigt wird. Dies kann entweder lokal mittels eines kompakten Störsenders erfolgen,                                                                                                                                                                                                                       | <p>Lokal: Kompakter Störsender und Generator für GPS-Störsignal</p> <p>Überregional: Military-grade Störsender oder Anti-Satellitenwaffen</p> | Verringerung Genauigkeit Modellierung & State Estimation mit unter Umständen Verlust gewisser zeitkritischer Sicherheitsfunktio-                                                               | Lokal: AC2<br>Überregional: AC4<br>Severity: C1 - C2 | R12             |

| Kategorie | ID  | Name                                                                   | Beschreibung                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                   | Vektor/Angriffsmittel                                                                                                                                                                                                                                 | Auswirkungen/Folgen                                                                 | Klassifikation                     | Gegenmassnahmen           |
|-----------|-----|------------------------------------------------------------------------|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-------------------------------------------------------------------------------------|------------------------------------|---------------------------|
|           |     |                                                                        | <p>oder überregional mittels eines starken Störsenders oder Ausschalten der Navigationssatelliten.</p> <p>Unter Umständen ist bei einer solchen Attacke gar nicht das GridBox-System das Ziel, sondern stellt nur einen Kollateralschaden dar. Es ist davon auszugehen, dass ein grossflächiger Angriff nur in Konflikten oder kriegsähnlichen Zuständen wahrscheinlich ist, und das GridBox-System allenfalls als Ziel zur Beeinträchtigung der militärischen und zivilen Infrastruktur benutzt würde.</p> <p>Siehe auch Evaluation of the <a href="#">D.P.Shepard &amp; T. E. Humpreys, Vulnerability of Phasor Measurement Units to GPS Spoofing Attacks, University of Texas, 2012</a></p> |                                                                                                                                                                                                                                                       | nen                                                                                 |                                    |                           |
|           |     | Kompromittierung GridBox                                               | <p>Ein Angreifer erlangt vollständige Kontrolle (rooting) über die Applikations-Software einer normalen GridBox. Gegen aussen erscheint die GridBox jedoch unbeeinflusst, d.h. Authentifizierung funktionieren noch.</p> <p>Der Angreifer hat nun die Möglichkeit, die GridNet-Kommunikationsinfrastruktur von innen her zu nutzen und Befehle und Daten an beliebige Systemteile zu senden.</p>                                                                                                                                                                                                                                                                                               | <p>Erhalt von root-Rechten auf dem GridBox Rechner (Insider)</p> <p>Einschleusen von kompromittierter Software mit Hintertüren (Insider)</p> <p>Zugriff auf Bootloader über seriell-Kabel</p> <p>Booten von SD Karte (serielles Kabel und Jumper)</p> | Gezielte Überlastung des Stromnetzes durch falsche Ansteuerung Prosumer/Netzelement | AC3 (oder Insider)<br>Severity: C1 | R13, R2                   |
|           |     | Kompromittierung GridBox-Master                                        | Ein Angreifer erlangt vollständige Kontrolle (rooting) über die Applikations-Software einer normalen GridBox-Master. Gegen aussen erscheint die GridBox jedoch unbeeinflusst, d.h. Authentifizierung funktionieren noch.                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                       |                                                                                                                                                                                                                                                       |                                                                                     | AC3 (oder Insider)<br>Severity: C3 | R13, R2 (Nachbarregionen) |
| Privacy   | P01 | Erlangen sensibler Verbrauchsinformationen durch Abhören Kommunikation | Ein Angreifer hört die Kommunikation zwischen den GridBoxen und dem GridBox-Master ab und gelangt somit an Verbrauchsprofilen                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                  | Zugriff auf Kommunikationsmedium                                                                                                                                                                                                                      | Verletzung der Privatsphäre von Netznutzern                                         | AC4<br>Severity: C1 - C2           | R5                        |

| Kategorie | ID | Name                                                                                                | Beschreibung                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                           | Vektor/Angriffsmittel                                                  | Auswirkungen/Folgen                                                                             | Klassifikation                  | Gegenmaßnahmen    |
|-----------|----|-----------------------------------------------------------------------------------------------------|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|------------------------------------------------------------------------|-------------------------------------------------------------------------------------------------|---------------------------------|-------------------|
|           |    | nikation Messdaten                                                                                  | le, deren Analyse Rückschlüsse über das private Verhalten von Personen gibt.<br><br>Die Sensitivität von Verbrauchsinformationen nimmt mit steigender Aggregation ab, so dass in erster Linie die Messwerte der Hausanschlüsse auf N7 relevant sind. Auf den höheren Netzebenen ist der Verbrauch nicht mehr einzelnen Entitäten zuordenbar.           |                                                                        |                                                                                                 |                                 |                   |
|           |    | Erlangen sensibler Verbrauchsinformationen durch Kompromittierung IT-Systeme Betreiber / Leitstelle | Ein Angreifer verschafft sich physisch oder über das Netzwerk Zugriff zu den beim Betreiber gespeicherten Verbraucherinformationen. Oder ein Mitarbeiter kopiert wissentlich oder unwissentlich einen Teil dieser Informationen und hält sie interessierten Parteien zu.<br><br>Siehe auch S07, welches die Security-Aspekte dieser Attacke behandelt. | Eindringen in IT-Infrastruktur des Betreibers oder Social Engineering. | Verletzung der Privatsphäre von Privatpersonen<br><br>Veröffentlichung von Betriebsgeheimnissen | AC2<br><br>Severity:<br>C3 - C4 | R6,<br>R7,<br>R11 |

## 5.6.2 Legende Attacker Capabilities & Classification

### Attacker Capabilities

| ID  | Beschreibung                               |
|-----|--------------------------------------------|
| AC1 | Attacker Capability 1: Random Individul    |
| AC2 | Attacker Capability 2: Motivated Expert    |
| AC3 | Attacker Capability 3: Funded Organization |
| AC4 | Attacker Capability 4: Government Agency   |

### Severity

| ID | Beschreibung                                                                                                                                                                                                                  |
|----|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| C1 | Class 1: Keine oder leicht eingeschränkte Funktionalität des Systems. Höchstens lokal begrenzte Auswirkungen auf Qualität für die Netznutzer. Allenfalls auch auf anderem Weg einfach und günstiger durchzuführender Angriff. |

| ID | Beschreibung                                                                                                                                                                                 |
|----|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| C2 | Class 2: Lokale Störung der Funktionalität oder Erlangen von potentiell sensitiven Daten einer auf wenige Anschlüsse begrenzter Anzahl Nutzer.                                               |
| C3 | Class 3: Grossflächigere Störung der Funktionalität (Quartier, Niederspannungsregion) oder Erlangen von potentiell sensitiven Daten einer ganzen Gruppe von Nutzern.                         |
| C4 | Class 4: Kompromittierung von sämtlichen (oder eines signifikanten Teils der) Nutzerdaten, Übernahme der Steuerung des Systems oder überregionale (Strom-)Ausfälle (N5-Region oder grösser). |

### 5.6.3 Anforderungskatalog

Aus der Risikomatrix ergibt sich folgender Anforderungskatalog (Requirements):

| ID | Anforderung                                | Beschreibung/Umsetzung                                                                                                                                                                                                                                                        | Umgesetzt durch                                                                          | Gegenmassnahme zu |
|----|--------------------------------------------|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|------------------------------------------------------------------------------------------|-------------------|
| R1 | Verschlüsselung Kommunikation (Integrity)  | Durch eine (gegen Repeat-Attack) geschützte Verschlüsselung wird sichergestellt, dass ein Angreifer keine Messdaten fälschen kann. Besonders zum Schutz gegen Repeat/Replay-Attacken muss bei jeder Verschlüsselung ein N once (Timestamp, Message ID, ...) verwendet werden. | <div>IMPLEMENTIERT</div><br>DTLS Verschlüsselung in GridNet                              | S02               |
| R2 | Plausibilisierung Messdaten                | Plausibilisierung von Messwerten in GridBox-Master und Verwerfen von inkonsistenten oder unrealistischen Messwerten.                                                                                                                                                          | <div>NICHT IMPLEMENTIERT IN PILOT</div>                                                  | S01, S02          |
| R3 | Rückfall sicherer Zustand                  | Rückfall zu sicherem, passiven Zustand (Prosumer-Steuerung) bei zu starken Inkonsistenzen im Modell. Dies führt unter Umständen zu einem eingeschränkten Service, d.h. Kappen der Einspeise- und Bezugsleistung.                                                              | <div>IMPLEMENTIERT</div><br>Implementiert in Sicherheitsmechanismen in Governance Agents | S01, S02, S05     |
| R4 | Authentifizierung GridBox (Authentication) | Jede GridBox im Netz muss gegenüber dem GridBox-Master authentifiziert werden.                                                                                                                                                                                                | <div>IMPLEMENTIERT</div><br>Public / Private Key Authentifizierung in GridNet            | S03               |

| ID  | Anforderung                                             | Beschreibung/Umsetzung                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                    | Umgesetzt durch                                                                                                                                                                                                                                                                                   | Gegenmassnahme zu |
|-----|---------------------------------------------------------|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-------------------|
| R5  | Verschlüsselung Kommunikation (Confidentiality)         | Die Kommunikation zwischen GridBox und GridBox-Master muss verschlüsselt sein, so dass ein Abhören nicht möglich ist.                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                     | <p><b>IMPLEMENTIERT</b></p> <p>DTLS Verschlüsselung in GridNet</p>                                                                                                                                                                                                                                | P01               |
| R6  | Verschlüsselte Archivierung von sensiblen Daten         | Alle potentiell sensiblen Daten, welche langfristig gespeichert werden, werden verschlüsselt archiviert.                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                  | <p><b>NICHT IMPLEMENTIERT IN PILOT</b></p> <p>Während die kommerzielle Edition von Cassandra <a href="#">Transparent Data Encryption</a> unterstützt, scheint dies die frei verfügbare Version noch nicht zu tun.</p> <p>Die Avro-Dateien im Record-Store werden unverschlüsselt gespeichert.</p> | P02               |
| R7  | Abspeicherung von sensiblen Daten nur in Ausnahmefällen | Im GridBox-System werden im Normalfall nur vorverarbeitete Daten (Anonymisierung durch Aggregation) abgespeichert, aus denen sich keine Rückschlüsse über die Lebensführung von Privatpersonen ziehen lassen. Insbesondere werden nur in begründeten Ausnahmefällen oder mit Einwilligung nicht-aggregierten Lastkurven für längere Zeit archiviert.                                                                                                                      | <p><b>IMPLEMENTIERT</b></p> <p>Daten werden aufgezeichnet. Die betroffenen Haushalte werden informiert und können sich dagegen aussprechen.</p> <p>Das Pilotnetz kann als "Ausnahmefall" gelten.</p>                                                                                              | P02               |
| R8  | Authentifizierung GridBox-Master (Authentication)       | Der GridBox-Master muss sich gegenüber seiner Region und benachbarten GridBox-Mastern eindeutig ausweisen.                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                | <b>NICHT ANWENDBAR IN PILOT</b>                                                                                                                                                                                                                                                                   | S04               |
| R9  | Unabhängigkeit von Backend                              | Das verteilte GridBox-System muss grundsätzlich auch bei einem Totalausfall der Backend-Infrastruktur weiter funktionieren. Somit darf keine betriebskritische Kommunikation über die Backend-Infrastruktur laufen, und auch systemstabilisierende Entscheidungen müssen lokal in den Regionen getroffen werden können. Ein suboptimaler Betrieb aufgrund fehlender Informationen von Drittsystemen oder lückenhafter überregionaler Koordination ist jedoch tolerierbar. | <b>NICHT ANWENDBAR IN PILOT</b>                                                                                                                                                                                                                                                                   | S06               |
| R10 | Optionale redundante Konfiguration Backend              | Es muss grundsätzlich technisch möglich sein, das GridBox Backend geographisch redundant zu installieren, so dass beim Ausfall einer Instanz das System immer noch einsehbar und                                                                                                                                                                                                                                                                                          | <b>NICHT ANWENDBAR IN PILOT</b>                                                                                                                                                                                                                                                                   | S06               |

| ID  | Anforderung                                                    | Beschreibung/Umsetzung                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                              | Umgesetzt durch                                                                | Gegenmassnahme zu |
|-----|----------------------------------------------------------------|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|--------------------------------------------------------------------------------|-------------------|
|     |                                                                | kontrollierbar ist. Dies soll jedoch optional sein, und ist wahrscheinlich vor allem für Netzbetreiber, welche das GridBox-System zur gesamtsystemrelevanten Kontrolle von Infrastruktur & Prosumern benutzen und eine enge Integration mit Drittsystemen haben, interessant.                                                                                                                                                                                                                                                                       |                                                                                |                   |
| R11 | Sicherung IT-Infrastruktur und Schnittstellen Grid-Box Backend | Die IT-Infrastruktur, in der das GridBox Backend läuft, als auch die Schnittstellen zum Auslesen und Kontrolle des GridBox-Gesamtsystems müssen gegenüber Angriffen so weit wie möglich gesichert sein. Dies umfasst sowohl netzwerktechnische Massnahmen (Konfiguration Firewalls, Verwaltung Zugangsberechtigungen) als auch die technische Implementation (Authentifizierung und Verschlüsselung bei Schnittstellenprotokollen). Ausserdem verlangt sie einen verantwortungsvollen Umgang mit den Zugangsberechtigungen durch den Netzbetreiber. | Zugriffsrechte Server eingeschränkt auf Projektteam<br><br>BKW / SCS Firewalls | S06, S07, P02     |
| R12 | Aufrechterhalten Grundfunktionen ohne GPS-Zeitsynchronisation  | Auch bei einem Ausfall oder Störung des GPS-Zeitsignals muss die Grundfunktionalität des GridBox Systems weiter abgedeckt werden. Ein solches Ereignis muss daher im System detektiert und zu einem lückenlosen Weiterbetrieb mit u.U. reduzierter Modellierungsgenauigkeit führen.<br><br>Auf gewisse zeitkritische Funktionen muss unter Umständen verzichtet werden.                                                                                                                                                                             | NICHT IMPLEMENTIERT IN PILOT                                                   | S08               |
| R13 | Granulare Zugriffsrechte pro Funktion (Authorization)          | Es muss die Möglichkeit existieren, vorher authentifizierten Aktoren die Autorisierung zum Ausführen von bestimmten Aktionen oder Kommunizieren von bestimmten Zuständen zu erlauben. Dies ist eine Massnahme gegen Privilege Escalation und Einschränkung der Möglichkeiten bei Kompromittierung eines Systemteils.<br><br>Zum Beispiel sollte die Leitstelle und/oder der GridBox-Master eine bestimmte Prosumer-Appliance steuern/beeinflussen können. Einer anderen GridBox im selben Netz sollte dies                                          | IMPLEMENTIERT<br><br>Implementiert durch Containment in GridNet                | S09               |

| ID | Anforderung | Beschreibung/Umsetzung                                                                       | Umgesetzt durch | Gegenmassnahme zu |
|----|-------------|----------------------------------------------------------------------------------------------|-----------------|-------------------|
|    |             | jedoch grundsätzlich nicht möglich sein, auch wenn diese andere GridBox authentifiziert ist. |                 |                   |

## 5.6.4 BDEW Whitepaper Sicherheitsanforderungen

Der deutsche "Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V." (BDEW) hat im Jahr 2008 ein Whitepaper veröffentlicht mit Anforderungen für sichere Steuerungs- und Telekommunikationssysteme<sup>1</sup>. Die Anwendungen dieser Richtlinien wurden in 'Oesterreichs E-Wirtschaft'<sup>2</sup> weitergehend definiert.

Intern begutachtet BKW ihre Pilotprojekte bezüglich diesen Anforderungen.

## 5.6.5 Datenschutz

### 5.6.5.1 Übersicht

Bevor die Massnahmen diskutiert werden, mit welchen der Datenschutz der Prosumer / Haushalte im GridBox System gewährleistet wird, muss erst definiert werden was unter Datenschutz zu verstehen ist, welche Daten schützenswert sind, wie und wo die Daten zur Verfügung stehen, wer Zugriff hat und wer Zugriff haben sollte.

### 5.6.5.2 Sensitive Daten

Die Hauptaufgabe des GridBox Systems liegt darin, Leistungs-Bezug und Leistungs-Einspeisung für jeden Prosumer zu messen und Lastmanagement zu betreiben. Die Leistungsbilanz eines Prosumer wird allerdings als „private Daten“ erachtet, da daraus detaillierte Informationen über den entsprechenden Haushalt und seine Mitglieder abgeleitet werden können (z.B. via Non-intrusive Application Load Monitoring). Diese Privatsphäre muss gegenüber dem Netzbetreiber und Drittparteien gewahrt werden.

An dieser Stelle ist zu betonen, dass die Daten auf der einen Seite geschützt werden müssen, auf der anderen Seite müssen Sie bis zu einem gewissen Grad für den Netzbetreiber zugänglich sein, damit dieser den Netzzustand verbessern und andere Dienstleistungen wie Rechnungserstellung erbringen kann. Zu diesem Zweck unterscheiden wir zwischen:

- "Zugängliche Daten": Messdaten welche für den Netzbetreiber zugänglich sind.
- "Geschützte Daten": Messdaten welche im Allgemeinen nicht zugänglich sind.

### 5.6.5.3 Access Points

Im GridBox System gibt es mehrere Möglichkeiten, um auf gemessene und aggregierte Daten zuzugreifen.

- Backend

<sup>1</sup> Anforderungen an sichere Steuerungs- und ,Telekommunikationssysteme, BDEW, Version 1.0, 2008

<sup>2</sup> Anforderungen an sichere Steuerungs- und ,Telekommunikationssysteme - Ausführungshinweise, Oesterreichs E-Wirtschaft, Version 1.0, 2012

- o Aggregierte (und deshalb anonymisierte) Daten
  - o Temporär archivierte Daten für statistische Verwendungen
- GridBox-Master
  - o Rohmessdaten von GridBox-Nodes vor deren Aggregation
  - o Aggregierte (und deshalb anonymisierte) Daten der GridBox-Nodes und des GridBox-Masters für die entsprechende Netzregion.
- GridBox
  - o Rohmessdaten eines Haushalts bevor diese an den GridBox-Master weitergeschickt werden.
  - o Temporär archivierte Messdaten eines Haushalts

#### 5.6.5.4 Accessors

Im GridBox System gibt es mehrere Parteien, welche sich für die gemessenen und gesammelten Daten an einem oder mehreren der oben genannten Access Points interessieren:

- Netzbetreiber
  - o Übersicht über den aktuellen Netzzustand.
  - o Detaillierter Zustand eines spezifischen Netzbereiches
  - o (Haushalt-) Spezifischer Zugriff auf Messdaten zwecks Behebung von Netzproblemen
  - o Rechnungsstellung
- Swissgrid / Regulator
  - o Netzzustandsinformationen
- Gerichte
  - o (Haushalt-) Spezifischer Zugriff auf Messdaten zwecks forensischer und juristischer Untersuchungen
- Cyber-Angreifer
  - o Zugriff auf jegliche Informationen und auf Haushalts-bezogenen Informationen im Speziellen

#### 5.6.5.5 Mögliche Lösungsansätze

##### **Verschleierung**

Hier wird versucht, das Leistungsprofil jedes Geräts in jedem Haushalt zu verwischen, damit es für entsprechende Algorithmen unmöglich wird, Informationen über gewisse Geräte und deren Verwendung zu errechnen. Eine Möglichkeit könnte darin bestehen, dass jeder Haushalt eine Batterie betreibt, und damit der Leistungsbezug (oder die Leistungseinspeisung) zeitlich mehr oder weniger konstant bleibt.

##### *Vorteile*

- Unmittelbarer Datenschutz
- Keine zusätzlichen Einrichtungen, Konfigurationen oder Beteiligung von Drittparteien (ausser der Installation einer Batterie).

##### *Nachteile*

- Detailliertes Lastmanagement ist nicht mehr im vollen Umfang möglich
- Höhere Kosten und evt. auch höhere Energieverluste für den Verbraucher.

- Voraussetzung ist eine grosse Batterie
- Längere Ereignisse wie z.B. eine längere Abwesenheit sind noch erkennbar

#### *Urteil*

Impraktikabel, da eine allzu grosse Batterie Voraussetzung ist. Zudem würde so ein detailliertes Lastmanagement verunmöglicht.

#### **Aggregation**

Hier werden die Messungen von verschiedenen Messstellen aggregiert. So werden die einzelnen Lastprofile unkenntlich gemacht und Rückschlüsse auf einzelne Haushalte werden verunmöglicht.

#### *Vorteile*

- Nach der Aggregation ist es unmöglich auf das Lastprofil eines einzelnen Haushalts zu schließen.
- Lastmanagement für einzelne Regionen ist nach wie vor möglich.

#### *Nachteile*

- Möglicherweise erhält das Lastmanagement so nicht genügend wertvolle Informationen zur optimalen Steuerung.
- Einzelne Messungen werden nach wie vor zum Aggregator (e.g. GridBox-Master) kommuniziert. Hier könnte ein möglicher Cyber-Angreifer ansetzen.

#### *Urteil*

Dieser Ansatz ist vergleichsweise einfach zu implementieren, spart Bandbreite und Speicher und wird deshalb für jeden GridBox-Master umgesetzt. So wird sichergestellt, dass nur GridBox-Nodes über Haushalt-spezifische Lastprofile informiert sind.

#### **Profile Anonymisieren**

Dieser Ansatz anonymisiert jede Messung, indem er die Messung vom dazugehörigen Haushalt trennt. Dies wird umgesetzt in dem eine „Drittanbieter-Trust-Komponente“ eingeführt wird, welche als einzige in der Lage ist, eine Verbindung zwischen Messung und Prosumer herzustellen. Es wird zwischen zwei Arten von Messungen unterschieden:

- "Hoch-Frequenz" (bis zu einmal pro Minute) Messung des aktuellen Leistungsbezugs
- "Tief-Frequenz" (einmal pro Woche oder Monat) Messungen

Tieffrequente Messungen werden für Rechnungstellung und ähnliches verwendet, müssen einem Haushalt zugeordnet werden können und werden deshalb nicht anonymisiert. Hochfrequente Messungen, welche potentiell sensitive Informationen beinhalten, müssen anonymisiert werden. Dies wird erreicht, indem jeder Prosumer eine ID erhält, mit welcher sich der dazugehörige Prosumer aber nur mittels einer „Drittanbieter-Trust-Komponente“ ermitteln lässt. Somit wird es sicher, hochfrequente Daten an den Netzbetreiber zu schicken, da dieser nicht in der Lage ist, den dazugehörigen Prosumer zu ermitteln.

#### *Vorteile*

- Es kann zwischen anonymen und identifizierbaren Messungen unterschieden werden.

#### *Nachteile*

- Eine „Drittanbieter-Trust-Komponente“ wird benötigt.
- Die „Drittanbieter-Trust-Komponente“ stellt einen potentiellen Angriffspunkt dar.
- Wieso soll einer „Drittanbieter-Trust-Komponente“ mehr vertraut werden als dem Netzbetreiber?

- Falls die Kommunikation zwischen GridBox-Node und GridBox-Master abgehört werden kann, wird es möglich, hochfrequente Messungen dem entsprechenden Prosumer zuzuordnen.

#### *Urteil*

Die Unterscheidung zwischen hochfrequenten und tieffrequenten Messungen und deren unterschiedliche Handhabung bezüglich Anonymisierung ist sinnvoll. Auf der anderen Seite verschiebt sich das Datenschutz Problem vom Netzbetreiber auf die „Drittanbieter-Trust-Komponente“. Zudem würde die Infrastruktur komplizierter und die Kommunikation zwischen GridBox-Node und GridBox-Master bietet eine zusätzliche Angriffsfläche.

#### **Regeln und Reglementierung**

Eine weitere Möglichkeit besteht darin, nicht eine technische Lösung zu verwenden, sondern Datenschutz mittels Regeln und Reglementierung zu gewährleisten. System-spezifische Regeln oder Gesetzesbeschlüsse sollen zum Beispiel die folgenden Fragen beantworten:

- Wer hat Zugriff auf welche Daten?
- Unter welchen Umständen wird Datenzugriff gewährt?
- Wie detailliert sollen die Daten inspiziert werden können?

#### *Vorteile*

- Es ist einfacher ein Satz von Regeln als technische Lösungen zu implementieren.

#### *Nachteile*

- Die Regeln können gebrochen werden.
- Wer achtet darauf, dass die Regeln eingehalten werden?

### 5.6.5.6 Schlussfolgerungen

#### **Zugängliche Daten**

Zugängliche Daten müssen den verschiedenen Haushalten zugeordnet werden können, damit der Netzbetreiber Aufgaben wie z.B. Rechnungserstellung übernehmen kann. Dieser Fall unterscheidet sich nicht vom herkömmlichen Normal-Grid („non-SmartGrid“), wo die aggregierte Leistungsmessung einige wenige Male im Jahr stattfindet. Deshalb existieren hier bereits bewährte Regulatorien.

#### **Geschützte Daten**

Generell sollte Accessoren nur Zugriff auf aggregierte Daten gewährt werden, um die Privatsphären der einzelnen Haushalte zu wahren. Dies kann erreicht werden, indem nur über mehrere Haushalte aggregierte Messdaten vom GridBox-Master gespeichert und weitergereicht werden. Trotzdem gibt es Umstände, unter welchen detailliertere Informationen benötigt werden. Deshalb muss es möglich sein, dass unter klar spezifizierten Auflagen, Messdaten in einem GridBox-Node direkt zugänglich sind. Es müssen Regeln ausgearbeitet werden, welche definieren, in welchen Situationen (z.B. Stromausfall, Netzprobleme) ein direkter Zugriff erlaubt ist. Zudem müssen diese Regeln von einer unabhängigen Instanz überwacht werden.

#### **Literatur und Quellen**

- Privacy and the Smart Grid, Daniel Weibel, University of Fribourg: [http://cds.unibe.ch/teaching/ss13\\_seminar/talk\\_daniel\\_weibel.pdf](http://cds.unibe.ch/teaching/ss13_seminar/talk_daniel_weibel.pdf)
- Smart Grid Privacy via Anonymization of Smart Metering Data, Costas Efthymiou and Georgios Kalogridis, Toshiba Research Europe Ltd.
- SoK: Privacy Technologies for Smart Grids – A Survey of Options, Marek Jawurek et al., SAP Research: <http://research.microsoft.com/pubs/178055/paper.pdf>

## 5.7 BKW Pilotnetz Kiental

Bei der Auswahl des Pilotnetzes waren verschiedene Kriterien zu berücksichtigen. Bedingt durch die Projektkonstellation sollte es in jedem Fall ein ländliches Netz sein, im Gegensatz zum urbanen Netz des Partners ewz. Somit sollte das Pilotnetz hinsichtlich Topologie und Betriebsmittel typisch für ein ländliches Netz im Verteilnetz BKW sein. Nach Möglichkeit sollte am Netz dezentrale Erzeugungsanlagen angeschlossen sein und dies an möglichst langen Leitungen. Weitere Kriterien betreffen die praktische Umsetzbarkeit, d.h. die technische Machbarkeit für Datenkommunikation in Echtzeit sowie eine möglichst einfache Umsetzbarkeit mit den Kunden.

### 5.7.1 Elektrische Betriebsmittel

Es wurde entschieden, dass im Netzgebiet der BKW neben der Niederspannungs-(NS-) auch die Mittelspannungs-(MS-)Ebene in die Untersuchungen mit einbezogen werden soll, da insbesondere im ländlichen Raum ausgedehnte Mittelspannungsnetze vorhanden sind. Hinsichtlich der geplanten Demonstrationen war es ein Kriterium für die Auswahl des Pilotnetzes, dass dort dezentrale Erzeugungsanlagen angeschlossen sind. Es wurde aber gleichzeitig auf eine Vielfalt an Betriebsmitteln geachtet, um bei der Installation mit möglichst unterschiedlichen Situationen Erfahrung zu sammeln. In Fig. 22 findet sich eine schematische Darstellung des Pilotnetzes.

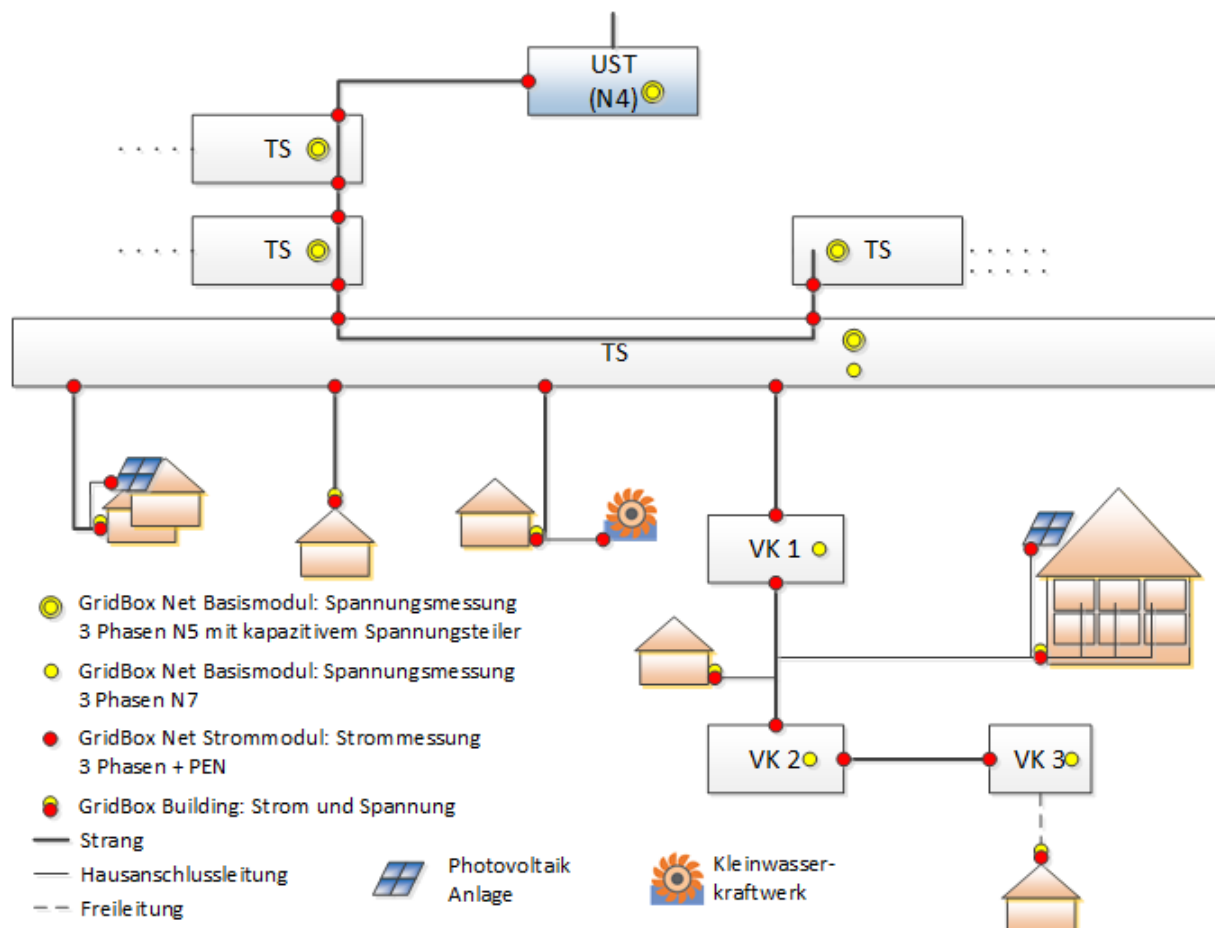


Fig. 22: Pilotnetz BKW ländlich

Die Wahl fiel auf die sogenannte Kiental-Leitung, einen Mittelspannungsabgang (16 kV) der Unterstation (UST) Frutigen im Berner Oberland. Entlang dieses Netzstrahls wurden zwölf Trafostationen (TS, sowohl Gebäudestationen mit Kompaktschaltanlage, Gebäudestationen ohne Kompaktschaltanlage und Maststationen) ausgewählt. Eine dieser Trafostationen ist im Ort Kiental, deren Niederspan-

nungsnetz vollständig samt allen möglichen Verteilkabinen (VK) und Hausanschlüssen mit GridBoxen ausgerüstet wird. Dieser Trafokreis Kiental verfügt neben kurzen Kabelstrecken und über Verteil-kabinen angeschlossenen Kunden im Ortskern auch über ein ausgedehntes Freileitungsnetz am Ortsrand. Es befinden sich dort dezentrale Einspeiseanlagen (Photovoltaik und Kleinwasserkraft), die gegenüber dem traditionellen unidirektionalen Netzbetrieb mit ausschliesslich Lasten für Leistungsflussumkehr „von unten nach oben“ sorgen können, sowie einige steuerbare Lasten (Boiler und Wärmepumpen). Über einen Freileitungstrenner kann dieser Trafokreis ausserdem mit dem Nachbarnetz zusammen-geschaltet werden, was zum Testen der Topologieerkennung oder ebenfalls für Lastflussumkehr nützlich sein kann.

## 5.7.2 Datenkommunikation

Das Projekt GridBox richtet das Augenmerk auf die bislang blinden Flecken im Netz der öffentlichen Energieversorgung, namentlich die beiden untersten Spannungsebenen. Mittels langjährigerer Erfahrungswerte liessen sich die Mittelspannungs- und die Niederspannungsebene (0.4 kV) bisher ohne Anbindung an ein Leitsystem planen und betreiben, so dass dort keine Datenkommunikationsinfrastruktur vorhanden ist. Dementsprechend ist es Bestandteil des Projekts, die nötigen Systeme und Kanäle für den Betrieb der GridBox aufzubauen bzw. anzupassen. Im Pilotnetz muss gewährleistet sein, dass die GridBoxen die Messdaten im Sekundentakt an einen Masterserver schicken können. Um diese Datenmengen zuverlässig übermittelt werden können zu vermitteln, werden im Pilotprojekt verschiedene Kommunikationssysteme eingesetzt.

Für das ländliche Pilotnetzgebiet bei BKW wurden aufgrund von Marktreife und Verfügbarkeit nur Mobilfunk und DSL in die nähere Auswahl aufgenommen. Ein Nachteil bei leitungsgebundener Technologie wie DSL ist der nötige physische Zugang zum Anschluss des Kunden; dazu muss der Anschluss vorhanden und der Kunde einverstanden sein. Beides für sich ist nicht selbstverständlich. Ausserdem terminieren der Strom- und der Telefonanschluss nicht zwangsläufig im gleichen Raum eines Hauses, was zusätzlichen Installationsaufwand bedeutet. Letzterer ist zwar bei der Verwendung eines Mobilfunk-Modems möglicherweise trotzdem nötig, da die Funksignalstärke in unmittelbarer Nähe des Hausanschlusskastens (meist im Keller) nicht unbedingt ausreichend ist. Abhilfe ist aber in Form einer externen passiven Antenne möglich. Da aber sonst keine Abhängigkeit von der Infrastruktur des Kunden besteht, und somit überall die gleiche Technologie eingesetzt werden kann, wird im ländlichen Pilotnetz dem Mobilfunk der Vorzug gegeben. Bei den Trafostationen und Verteil-kabinen kommt sowieso nur Mobilfunk in Frage, weil dort kein DSL-Anschluss vorhanden ist. Aus diesem Grund werden die hohen Kosten der Datenkommunikation über Mobilfunk in Kauf genommen. Eine weitere Unbekannte ist die Zuverlässigkeit der Übertragung bei den auftretenden Datenmengen, worauf das Forschungsprojekt Antworten geben soll.

Da im Ort Kiental, wo im gleichnamigen Trafokreis die Mehrzahl der GridBoxen zu installieren war, laut BAKOM sich bei Projektbeginn nur eine einzige Mobilfunkantenne mit GSM Standard befand, wurde zusammen mit den Mobilfunknetzbetreiber nach einer Lösung gesucht. Es stellte sich heraus, dass an diesem Standort eine Aufrüstung auf UMTS-Standard geplant war, welche um ein Jahr zugunsten des GridBox Projektes vorgezogen werden konnte. Der weitere Datentransport erfolgt über das Mobilfunknetz über einen bestehenden Corporate Network Access (CNA) in das Firmennetz der BKW. Dafür wird eine sichere Verbindung ausserhalb des öffentlichen Internets (LAN-I over IPSS) verwendet, die in Fig. 23 dargestellt ist.

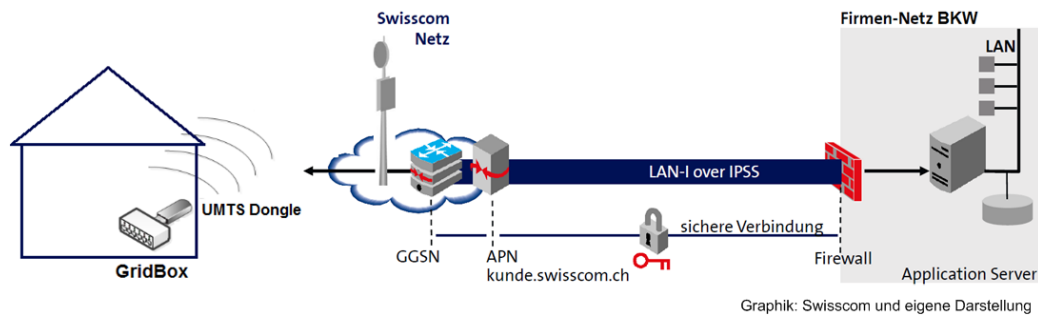


Fig. 23: Schema des Datentransports von Messgeräten ins Firmennetz

### 5.7.3 Öffentlichkeitsarbeit

Einen wesentlichen Anteil an den Vorarbeiten hatte die Information der Öffentlichkeit – sei es aus allgemeinem Interesse oder insbesondere für die direkt betroffenen Kunden, an deren Hausanschluss eine GridBox installiert werden sollte. Der Niederspannungsteil des Pilotnetzes der BKW ist ein Trafokreis, welcher in etwa die Hälfte des Dorfes Kiental im Berner Oberland versorgt. Die Anschlussobjekte sind Ein- und Mehrfamilienhäuser, welche überwiegend von den Eigentümern selbst bewohnt werden bzw. teilweise nur als Ferienhäuser im Sommer dienen, sowie kleine Gewerbebetriebe (Hotels, Bäckerei, Dorfläden). Eine Vorstellung des Forschungsprojektes im Gemeinderat wurde dort positiv aufgenommen, und es wurde folgend zusammen mit der Einwohnergemeinde ein Informationsanlass für die interessierte Öffentlichkeit durchgeführt. Die direkt betroffenen Kunden wurden zusätzlich per Anschreiben vorab schon etwas ausführlicher informiert.

Eine zentrale Rolle nehmen der Datenschutz und die Sicherheit der Datenkommunikation ein. Gemäss Auffassung des BKW-Konzernrechtsdienstes werden in dem Moment, wo sich nur ein Zähler im Gebäude befindet, beim Messen am Hausanschlusskasten personenbezogene Daten erhoben, nämlich das individuelle Verbrauchsprofil eines Kunden. Dies ist nicht verboten, aber es bedarf der Zustimmung des Kunden. Zu diesem Zweck wurde eine Vereinbarung ausgearbeitet, die transparent darlegt, welche Daten erhoben und wie sie verwendet werden, an wen sie weitergegeben werden, und welche Massnahmen für die Datensicherheit unternommen werden. Da auch die Mehrfamilienhäuser im Pilotgebiet eher klein sind und möglicherweise leer stehende (Ferien-)Wohnungen beinhalten, wird diese Kundenvereinbarung grundsätzlich mit allen Kunden abgeschlossen. Die Rückmeldungen der Kunden sowohl während des Informationsanlasses als auch bilateral auf die Anschreiben sind bislang durchweg positiv, so dass die angestrebte Partizipation von 75% aller Hausanschlüsse erreicht wurde.

## 5.8 Rollout Pilotnetz BKW

Die Inbetriebnahme der Messsysteme erfolgte im BKW Netz in mehreren Etappen. Zunächst wurde ein Pre-Rollout mit einer Handvoll Geräten im Sommer 2014 durchgeführt. Das eigentliche Rollout mit den definitiven Geräten startete Anfang 2015. Es wurde an den BKW-eigenen Orten, d.h. Trafostationen (TS) und Verteilkabinen (VK), begonnen; unmittelbar anschliessend folgten die Hausanschlusskästen (HAK) und nach einer Phase der Validierung wurden die Aktoren (steuerbare Lasten und PV-Anlagen) in Betrieb genommen.

### 5.8.1 Pre-Rollout

Die ersten GridBox-Geräte trafen Ende 2013 im Labor bei SCS ein und wurden dort verschiedenen Funktions- und Dauertests unterzogen. Diese wurden plangemäss Mitte des Jahres 2014 im Pilotnetz Kiental installiert, um die Funktionsfähigkeit der entwickelten Hard- und Software unter realen Bedin-

gung testen zu können. Ein weiteres Ziel war die Gewinnung von Erkenntnissen bei der Installation selbst, um diesen Prozess beim anstehenden Rollout möglichst effizient gestalten zu können.

Es wurde entschieden, dafür Installationsorte im Eigentum der Netzbetreiber zu verwenden, um sich in dieser Phase des Projektes mehr auf die Technik als auf die Öffentlichkeitsarbeit konzentrieren zu können. Da ausserdem die Datenkommunikation via Mobilfunk, wie sie im Pilotnetz BKW eingesetzt wird, als anspruchsvoller eingeschätzt wurde, bekam dieses Gebiet beim Pre-Rollout den Vorrang. Weitere Kriterien für die Festlegung der einzelnen Standorte betrafen die Platzverhältnisse vor Ort sowie eine Möglichkeit zur Plausibilisierung der Messwerte. Aus dem letztgenannten Grund wurden zwei Trafostationen mittelspannungsseitig mit je einem GridBox-System ausgerüstet, die genau durch ein Kabel, d.h. ohne Verzweigung oder Querschnittswechsel, miteinander verbunden sind. Eine dritte Trafostation wurde hinzugenommen, weil sie sich in der Mitte zwischen zwei Mobilfunkantennen befindet und dort die geringste Mobilfunkbandbreite zu erwarten ist. Im Niederspannungsnetz wurde die Verteilkabine mit den meisten Abgängen ausgewählt.

Die Installation erfolgte im Juli mit Unterstützung des Gebietsverantwortlichen für das Pilotnetz und verlief im Wesentlichen nach Plan. Die Fotos in Fig. 24 zeigen je eine Installation im Mittel- und Niederspannungsnetz.

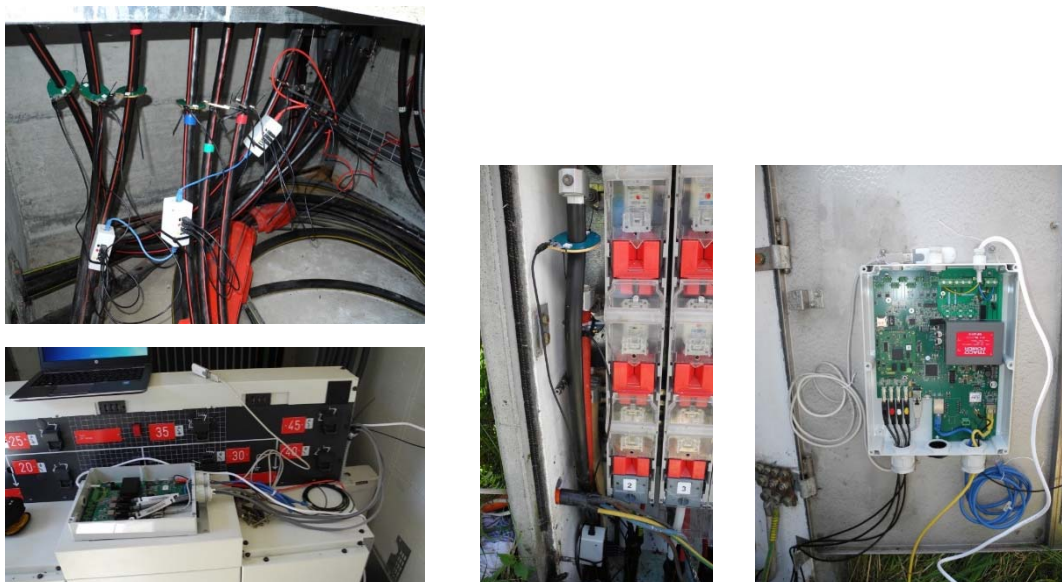


Fig. 24: Installation in einer Trafostation (links) und in einer Verteilkabine (rechts)

Neben der Montage der Hardware vor Ort mussten die Voraussetzungen geschaffen werden, um die Daten abholen und anzeigen zu können. Dafür wurde im BKW Firmennetzwerk ein virtueller Server eingerichtet, der einerseits als Backend für die Messgeräte dient und andererseits – temporär – zur Speicherung der Daten. Die dort implementierten Tools können neben der Validierung der Messwerte auch für eine Live-Demonstration verwendet werden. Fig. 25 zeigt einige Messwerte mit GridBoxen aus dem Mittelspannungsnetz:

- Auswahl: 3 Trafostationen am 6. November 2014, von 9:59:00 bis 10:01:00 Uhr (MEZ)
- Darstellung: 120 Einzelwerte (top-of-second, d.h. Momentan- statt Mittelwerte)
- Netzfrequenz (rechts unten): nahe 50 Hertz, überall gleich
- Spannungsamplitude (links oben): Effektivwerte der 3 Leiter-Erde-Spannungen einer Station
- Spannungswinkel von 3 Stationen (Mitte und links unten):  
Wert des Phasenwinkel ( $-180^\circ$  bis  $+180^\circ$  zu Beginn jeder Sekunde) steigend bei Überfrequenz, fallend bei Unterfrequenz;  $120^\circ$  Differenz zwischen den Leitern
- Spannungswinkeldifferenz (rechts oben):  
Differenz der blauen Kurven (Leiter L1) in den beiden mittleren Bildern ist unter  $0.5$  Grad.

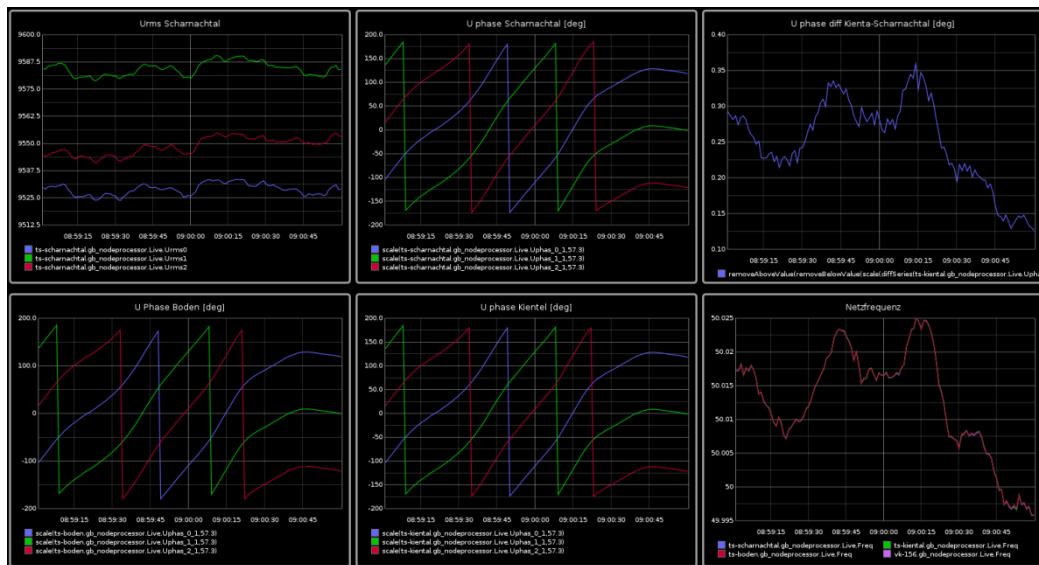


Fig. 25: Messungen mit GridBoxen an Trafostationen (Mittelspannungsnetz)

## 5.8.2 Installationen

Die Erfahrungen aus dem Pre-Rollout führten noch zu einigen hard- und softwareseitigen Anpassungen seitens des Entwicklers SCS. Im Herbst 2014 wurden die Geräte bestellt und Ende 2014 geliefert. Insbesondere die Kalibration im Labor von SCS dauerte länger als geplant, so dass erst im Februar 2015 mit dem grossflächigen Rollout begonnen werden konnte. Da die Hardware aus dem Pre-Rollout nicht kalibriert war, wurde auch diese ersetzt.

### Vorgehensweise

Das Rollout erfolgte mit zwei Teams aus je zwei Netzmonteuren aus der Region Oberland. Der Einsatz von eigenen Mitarbeitern wurde gewählt, weil diese vor allem für die Arbeit in Trafostationen und Verteilkabinen über die nötigen Unterweisungen verfügen. Ausserdem konnte so Wissen und Erfahrung für den späteren Betrieb und allfällige Reparaturen innerhalb der Firma aufgebaut werden. Für die Installation und Inbetriebnahme der GridBoxen wurde eine Anleitung erstellt und es erfolgte vorgängig eine Schulung in Theorie und Praxis. Zuerst wurden die im BKW Eigentum befindlichen Trafostationen und Verteilkabinen ausgestattet, anschliessend die Hausanschlusskästen bei unseren Endkunden.

### Trafostationen Mittelspannung

In den Trafostationen wurde vorgängig ein Schaltfeld mit neuen Kabelendverschlüssen von 3M mit integrierten Spannungs- und Stromsensoren ausgerüstet. Die Kombisensoren sind einphasig ausgeführt. Die Signalleitung liefert auf einem RJ45-Stecker je ein Spannungssignal für Spannung (via kapazitivem Teiler) und Strom (via Rogowskispule). Die Festlegung auf dieses Produkt erfolgte zu einem frühen Zeitpunkt im Projekt, so dass von dem GridBox Basismodul eine spezielle MS-Variante erstellt werden konnte.

Bei eingeschlaufenen Stationen wurde das Eingangsfeld für den 3M Sensor gewählt, sofern dies baulich machbar war. Die anderen Schaltfelder wurden über GridBox Strommodule und GridBox Rogowskispulen gemessen, siehe Fig. 26. Diese eignen sich für die im Mittelspannungsnetz üblichen Einleiterkabel grundsätzlich genauso gut wie für Niederspannungskabel. Durch den gegebenen Durchmesser der Rogowskispule können diese nur für Kabel mit maximal 50 mm<sup>2</sup> Leiterquerschnitt verwendet werden. Im Pilotnetz stellte dies kein Hindernis dar, da viele Trafostationen im Stich angeschlossen waren. An Hauptsträngen werden allerdings meist Kabel mit einem Leiterquerschnitt von mehr als 50 mm<sup>2</sup> eingesetzt, wofür flexiblere Sensoren verwendet werden müssen.

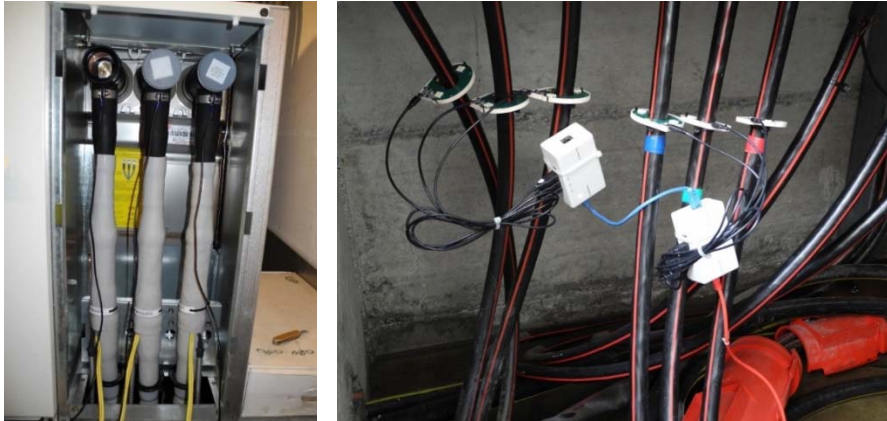


Fig. 26: Kabelendverschlüsse mit Kombisensoren (links) und GridBox Strommodule und Rogowskispulen (rechts)

### Trafostationen Niederspannung und Verteilkabinen

In dem Trafokreis Kiental wurden sämtliche Niederspannungsverteilungen vollständig mit GridBox-Geräten ausgerüstet. Dies umfasste die NS-Seite der TS sowie alle sieben VKs, zwei davon sind in Fig. 27 dargestellt. Hier kam das Standard-Basismodul für Niederspannung, allerdings je nach Anzahl der Abgänge und damit der Strommodule mit einem stärkeren Netzteil, zum Einsatz. Diese Anzahl variierte bei den VKs von zwei bis sieben; die Abgänge der TS wurden aufgrund der hohen Anzahl auf zwei parallele GridBox Basismodule mit sechs bzw. sieben Strommodulen aufgeteilt. Eine besondere Herausforderung stellte die Vielfalt an VKs bzgl. Hersteller und Ausrüstung dar, welche für ein über die Jahrzehnte gewachsenen Netz wie Kiental typisch ist. Typischerweise wurde das Basismodul in der Tür befestigt und die Strommodule auf den Kabelabgängen. In einigen Fällen aber musste die Hardware im unterirdischen Sockel untergebracht werden, was je nach Position der VK im Gelände dazu führte, dass die Technik in erheblichem Masse Feuchtigkeit oder vielmehr Nässe ausgesetzt war. Dies führte vermehrt zu Problemen vor allem bei den Strommodulen, welche im Gegensatz zum Basismodul nicht IP64 geschützt sind.



Fig. 27: Kleine VK ohne Sicherungsleisten (links) und mit Hardware unterirdisch (rechts)

### Hausanschlusskästen (einschliesslich PV-Anlagen)

Bei den Hausanschlüssen waren in erster Linie die Verhältnisse am Endpunkt des Verteilnetzes von Interesse, also explizit nicht der Verbrauch einzelner Kunden im Falle von Mehrfamilienhäusern. Aus diesem Grund wurden Basismodule in der Standardausstattung und ohne zusätzliche Strommodule verwendet. Letztere wurden nur bei ausgewählten Haushalten eingesetzt, um steuerbare Lasten wie Wärmepumpen und Boiler separat zu messen.

Im Trafokreis Kiental konnten an 57 von insgesamt 77 HAKs GridBoxen installiert werden. Zwei davon sind in Fig. 28 erkennbar. Dies entspricht einer Partizipation von etwa drei Viertel und ist auf eine ausführliche Information im Vorfeld zurückzuführen. Auch hier war es von Vorteil, dass die Arbeiten von

BKW-Mitarbeitern ausgeführt wurden, denen die Kunden hilfsbereit und vertrauensvoll gegenüber standen. Ähnlich wie bei den VKs war auch hier eine pragmatische Herangehensweise nötig, da die Gegebenheiten von Haus zu Haus recht unterschiedlich waren. Insbesondere die Zugänglichkeit von einigen HAKs bzw. die Positionierung der GPS-Antenne unter freiem Himmel stellte gelegentlich eine Herausforderung dar.

Die ausgewählten PV-Anlagen entlang in unterschiedlichen NS-Netzen entlang der Kientalleitung wurden auf die gleiche Weise ausgerüstet. In der Regel wurde die GridBox am Niederspannungstabelleau installiert und nur der Abgang zum PV-Wechselrichter gemessen.



Fig. 28: HAK im Keller (links) und HAK von aussen zugänglich (rechts)

### Erkenntnisse

Die Erfahrung hat gezeigt, dass Software-Entwickler und Netzmonteure nicht auf Anhieb die gleiche Sprache sprechen. An manchen Stellen wäre eine ausführlichere Dokumentation bzw. eine Sensibilisierung für die wichtigsten Punkte derer wortgetreue Beachtung notwendig gewesen. Beispielsweise ist es üblicherweise im Verteilnetz ausreichend, Drehstromverbraucher mit dem richtigen Drehsinn anzuschliessen. Ein zyklisches Vertauschen der Phasenleiter L1, L2, L3 fällt z.B. bei einem Motor nicht auf, solange die Reihenfolge (also L1-L2-L3 oder L2-L3-L1 oder L3-L1-L2) stimmt. Da die Grid-Box aber phasensynchron messen, muss zwingend sichergestellt sein, dass auf dem Messkanal von L1 auch tatsächlich L1 gemessen wird. Vor allem bei älteren Hausinstallationen sind keine unterschiedlichen Leiterfarben vorhanden bzw. bei Hausanschlussleitungen ab Freileitungs- oder Kabelabzweig sind sie nicht zuverlässig. Aus diesem Grund wäre es sinnvoll gewesen, im Installationsprozess eine Prüfroutine vorzusehen, welcher Phasenleiter konkret vorliegt.

Als weitere Schwachstelle stellten sich die selbst entwickelten Rogowskispulen heraus. Das Problem der unzureichenden Isolation der Lackierung wurde zwar durch ein Kunststoffgehäuse behoben. Dennoch sind sie eher filigran, und die beiden Hälften lassen sich bei den beengten Platzverhältnissen in manchen Verteilkabinen trotz eigens entwickeltem Spezialwerkzeug nur mühsam zusammenstecken und fixieren. Hinzu kommen die engen Platzverhältnisse vor allem in den VKs, welche das Arbeiten mit Schutzausrüstung erschweren.

Dennoch hat es sich als wertvoll erwiesen, auf eigene Mitarbeiter zu setzen, weil neben den Korrekturen an der Installation auch oftmals ausgefallene Hardware ersetzt werden musste. Dies war somit auch kurzfristig möglich.

Mit den Trafostationen und Verteilkabinen zu beginnen hatte den Vorteil, dass die Monteure schon etwas Routine hatten, bevor sie bei den Haushalten tätig wurden. So konnte die allfällige Beeinträchtigung der Endkunden so klein wie möglich gehalten werden.

### Steuerbare Lasten und PV-Anlagen

Nach erfolgreicher Installation des grundlegenden Messaufbaus und der Validierung des Datenflusses von den GridBoxen ins Archiv wurden ausgewählte Boiler und Wärmepumpen sowie PV-Wechselrichter an die Steuerkontakte des Basismoduls angeschlossen. Da dies einen Eingriff in die

Hausinstallation beim Kunden darstellte, wurden die Arbeiten von der Tochterfirma ISP AG durchgeführt.

Im Fall der Boiler und Wärmepumpen wurde der Rundsteuerempfänger abgeklemmt und die Relaisausgänge der GridBox an dessen Stelle angeklemmt. Dies bedeutete, dass ab dem Zeitpunkt die GridBox zuverlässig die Ansteuerung vornehmen musste, um eine wortwörtlich kalte Dusche des Kunden zu vermeiden. Dies wurde durch verschiedene Sicherheitsfunktionen sichergestellt, die vor allem dann griffen, wenn nicht Kampagnen anderweitige Kommandos auslösten. Letztendlich wurden bei den Kampagnen nur die Boiler verwendet, da diese vertragsgemäss überwiegend gesperrt sind, und dann bei Freigabe auch tatsächlich einschalten. Wärmepumpen hingegen sind so dimensioniert, dass sie nur wenige Stunden Sperrzeit pro Tag ohne Komforteinbussen überbrücken können. Gerade im Sommer, wenn die Entladung nur des Wärmespeichers nur über das Brauchwasser stattfindet, ist die Speichertemperatur oft längere Zeit so hoch, dass beim Freigabesignal die Pumpe nicht anläuft. Ausserdem bewirken interne Schutzfunktionen für das Gerät, dass ein Sperrsignal nicht zu einer sofortigen möglicherweise lebensdauerschädlichen Abschaltung führt.

Im Fall der PV-Anlagen wurden zur Kommunikation mit dem Wechselrichter Datenlogger der Firma Solare Datensysteme (SolarLog) eingesetzt. Diese unterstützen nahezu alle Fabrikate und verfügen in der Variante PM+ ebenfalls über Steuereingänge, die normalerweise vom Rundsteuerempfänger bedient werden. In Fig. 29 ist eine Zeichnung aus dem Installationshandbuch dargestellt.

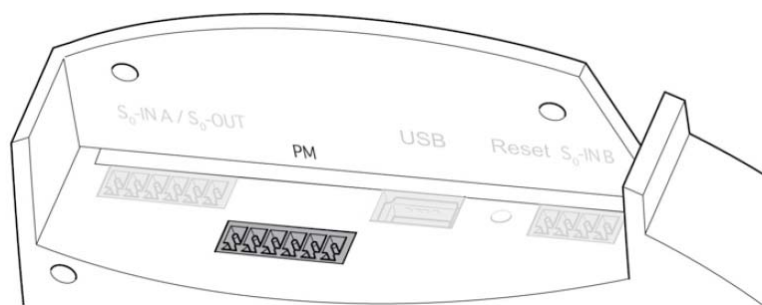


Fig. 29: Rundsteuereingänge am SolarLog PM+

An dieser Stelle wurden die Steuerrelais der GridBox angeschlossen. Dabei können entweder Prozentwerte für die Wirkleistungsreduktion oder feste Werte für den Verschiebungsfaktor vorgegeben werden. Grundsätzlich wären mit vier Kontakten 16 verschiedene Zustände darstellbar, allerdings kann ein Kontakt nur für Vorgabe von entweder Wirkleistung oder Verschiebungsfaktor verwendet werden, so dass jeweils zwei Kontakte bzw. vier Zustände zur Verfügung stehen, was die möglichen Arbeitspunkte einschränkt: Bei Wirkleistung Null ist es nicht zweckmässig, noch vier verschiedene Verschiebungsfaktoren einstellen zu können. Weiterhin stellte die Parametrierung des Datenloggers die grössere Schwierigkeit dar. Nicht bei jedem Wechselrichterhersteller ist es mit vertretbarem Aufwand gelungen, sowohl Wirkleistungs- als auch Blindleistungsvorgaben an den Wechselrichter weiterzugeben.

### 5.8.3 Herausforderungen

Mit der Installation der GridBox-Geräte wurde in vielerlei Hinsicht Neuland betreten. Die Abhängigkeit von einer stabilen GPS- und Mobilfunkverbindung sowie von der Unterstützung durch Kunden und Monteur zeigt sich deutlich während der Betriebsphase.

#### **Betriebserfahrung**

Bereits während der sukzessiven Inbetriebnahme der GridBoxen machte sich ein limitierender Faktor bei der gewählten Kommunikationstechnologie bemerkbar. Da das ganze Dorf von nur einer Basisstation, d.h. einer Funkzelle versorgt wird, mussten die verfügbaren UMTS-Datenkanäle unter den GridBoxen und Handynutzern aufgeteilt werden. Im Normalfall stellt das kein Problem dar, weil ein Kanal

nach einigen Sekunden (kann eingestellt werden; üblich sind 6 bis 10 s, bei hohem Verkehrsaufkommen wird das Minimum 1 s eingestellt) ohne Aktivität wieder freigegeben wird. Dieser Fall tritt jedoch bei GridBoxen nicht ein, weil zu Beginn jeder Sekunde ein neues Paket gesendet wird. Die Anzahl der Kanäle ist aber begrenzt und nur bedingt individuell einstellbar. Zu Stosszeiten während der Sommermonate kam es dadurch zu Einschränkungen bei der Nutzung von Datenanwendungen auf Mobiltelefonen. Aus diesem Grund einigte sich das Projektteam mit Swisscom, einigen GridBoxen per Softwarekonfiguration den Zugang zum UMTS-Netz zu verbieten und stattdessen GPRS zu verwenden, so dass zwar bezüglich Datenrate erhebliche Abstriche gemacht werden müssen dafür aber mehr Kanäle für Handynutzer frei blieben. Es sei noch erwähnt, dass die Sprachübertragung für Handynutzer zu keiner Zeit beeinträchtigt war. Die Signalstärke stellte nur in wenigen Fällen ein Problem für die GridBoxen dar. Nur in manchen Kellern musste das UMTS-Dongle per USB-Kabel verlängert und ausserhalb des GridBox-Gehäuses platziert werden, was auch erwartet worden war.

Datenmenge und ggf. Bandbreite bestimmen üblicherweise den Preis bei Mobilfunkanwendungen. Der gewählte Tarif war mengenunabhängig, jedoch wurde ab 5 Gigabyte pro Monat die Bandbreite auf 64 Kilobit/s reduziert. Im Normalbetrieb blieb die Datenmenge unter diesem Grenzwert; wegen des Dauerbetriebs stellte auch die reduzierte Bandbreite kein Problem dar. Rechnerisch entsprechen 5 GB/Monat einer Bandbreite von etwa 16 kbit/s. Eine systematische Übertragung von sämtlichen Oberschwingungsmesswerten wäre aber definitiv nicht möglich gewesen.

Die zweite Antenne an der GridBox, nämlich zum Empfang eines GPS-Signals für die Zeitsynchronisation, stellte ebenfalls keine unlösbaren Herausforderungen dar. Grundsätzlich ist die erforderliche exponierte Anbringung unter freiem Himmel im Umkehrschluss anfällig für Vandalismus; in Kiental sind aber keinerlei solche Probleme festgestellt worden.

Vielmehr ist es umgekehrt so, dass die Kunden sich für ihre GridBox zuständig fühlten und das Projektteam informierten, wenn eine GPS-Antenne heruntergefallen war. Überhaupt stiess das Projekt bei den betroffenen Kunden auf gute Akzeptanz, teilweise wohl auch neutrale Gleichgültigkeit. In jedem Fall war es auch hilfreich, dass wir engagierte Netzmonteure hatten, für die das jederzeitige Funktionieren des GridBox Systems wichtig war.

Dies war vor allem bei den Installationskorrekturen hilfreich, die zahlreicher nötig waren als erwartet. Die eigentliche Überprüfung erfolgte mit den Messdaten auf dem Backend-Server. Die einzelnen Tests sind im Gesamtbericht im Abschnitt Datenanalyse genauer beschrieben. Am häufigsten wurden falsch orientierte Rogowskispulen sowie eine vertauschte Phasenfolge erkannt. In beiden Fällen war die Messung des Phasenwinkels nötig. Die Anbringung der Rogowskispulen ist gemäss einer Konvention eindeutig vorgegeben, damit die gemessene Stromrichtung zur Messwertverarbeitung passt. Fehler sind dort auf Unachtsamkeit zurückzuführen. Zur Entlastung der Monteure ist allerdings zu sagen, dass bei den flexiblen Rogowskispulen die Kennzeichnung der Orientierung missverständlich ist, bzw. in der ersten Version der Installationsanleitung falsch angegeben war. Ausserdem war in manchen Fällen die Installation nicht direkt am Hausanschlusskasten möglich, was einen Irrtum bzgl. der Stromrichtung wahrscheinlicher macht. Für eine vertauschte Phasenfolge gibt es mehrere Ursachen. Am kritischsten sind Hausanschlüsse, die per Freileitung versorgt sind, weil dort keine Leiterisulationsfarbe als mögliche Kennzeichnung vorhanden ist. Aber auch im Fall von Kabeln kann es möglich sein, dass die Leiter alle gleichfarbig sind bzw. dass an einer Muffe bereits die Phasenfolge vertauscht wurde. Eine korrekte Installation ist also auch bei grösster Sorgfalt nicht sicher möglich.

Für beide Fälle sollte eine Prüfroutine vorhanden sein, die dem Installateur noch während der Installation eine Rückmeldung gibt, so dass allfällige Fehler umgehend behoben werden können. Im Optimalfall sollte die Testroutine regelmässig ablaufen, falls vorübergehend demontiert werden muss und erkannt wird, falls falsch wieder montiert wird.

### **Ausfall- und Fehlerstatistik**

Im Folgenden sind die Reparatur- und Wartungseinsätze dargestellt. Es wird dabei unterschieden zwischen Hardware-Ausfällen, infolgedessen Geräte getauscht oder mangels Ersatzteilen definitiv ausgebaut werden musste, und Installationskorrekturen. Letztere wurden nur bis zu einem gewissen

Zeitpunkt durchgeführt, bis entschieden war, dass die Korrekturen softwareseitig im Archiv und bei der Live-Visualisierung gemacht werden können. Die Hardware-Ausfälle sind in Fig. 30 aufgelistet.

| Commissi<br>oning<br>Numb | Diagnose                                                                               | betroffene Hardware |              |   |                                                 | erkannt    | beheben    |
|---------------------------|----------------------------------------------------------------------------------------|---------------------|--------------|---|-------------------------------------------------|------------|------------|
|                           |                                                                                        | BM/CM/Rogos/        | Beschreibung |   |                                                 |            |            |
| B012                      | Hardware defekt                                                                        | 1                   |              |   | BM ersetzt durch B013                           | 11.02.2015 | 18.02.2015 |
| B024                      | Strom auf L3 hängt auf 2A                                                              |                     |              | 1 | Rogo                                            | 27.03.2015 | 14.10.2015 |
| B013                      | Hardware abgeraucht                                                                    | 1                   | 1            |   | BM ersetzt durch B018;<br>1 CM ersetzt          | 31.03.2015 | 20.04.2015 |
| B041                      | BM defekt, keine Spannung auf L1                                                       | 1                   |              |   | BM ersetzt durch B093                           | 05.05.2015 | 02.06.2015 |
| B003                      | Ausfall zunächst aller, denn der letzten vier CMs                                      |                     | 2            | 1 | mehrere CMs und 1<br>Rogo ersetzt               | 05.05.2015 | 11.06.2015 |
| B039                      | Hardware defekt                                                                        | 1                   |              |   | BM ersetzt durch B047                           | 02.06.2015 | 05.06.2015 |
| B005                      | Spannung um einige Volt zu hoch ggü TS und HAKs                                        | 1                   |              |   | BM ersetzt durch B046<br>mit stärkerem Netzteil | 02.06.2015 | 08.07.2015 |
| B038                      | keine sinnvolle Messung mehr seit 18.6.,<br>vermutlich L1 Spannungsmessung defekt      | 1                   |              |   | BM definitiv ausgebaut                          | 22.06.2015 | won't fix  |
| B047                      | schlechter GPS-Empfang --> Antennenanschluss auf<br>Board war abgebrochen              | 1                   |              |   | BM ersetzt durch B088                           | 26.06.2015 | 03.07.2015 |
| B051                      | kein sinnvolles Stromsignal auf Kanal2 (L3)                                            |                     |              | 1 | Rogos isoliert (berührte<br>den PEN-Leiter)     | 29.06.2015 | 03.07.2015 |
| B007                      | link3, phase 1, mismatch                                                               |                     |              | 1 | Rogo ersetzt                                    | 30.06.2015 | 30.07.2015 |
| B009                      | kein Signal auf Link0, Kanal0                                                          |                     |              | 1 | Rogo ersetzt                                    | 30.06.2015 | 04.08.2015 |
| B075                      | keine sinnvolle Messung mehr seit 15.7., nur<br>Millivolt gemessen, am 25.9. ausgebaut | 1                   |              |   | BM definitiv ausgebaut                          | 15.07.2015 | won't fix  |
| B059                      | Rogo am PEN-Leiter überprüfen                                                          |                     |              | 1 | Rogo                                            | 28.07.2015 | won't fix  |
| B007                      | Strang 4.5. (zu Box B087, Hs. Nr. 37,39): Messung auf<br>L3 tot                        |                     |              |   | CM / Rogo / Kabel /<br>Kontakt                  | 06.08.2015 | 29.09.2015 |
| B053                      | Spannung am HAK um einige Volt zu niedrig ggü VK<br>(nur Last)                         | 1                   |              |   | BM calibration                                  | 11.08.2015 | won't fix  |
| B003                      | Ausfall der letzten drei CMs                                                           |                     | 1            |   | CM / Kabel / Kontakt                            | 11.08.2015 | won't fix  |
| B070                      | am 23.10. zum mFU gezügelt, danach kaputt                                              | 1                   |              |   | BM definitiv ausgebaut                          | 26.10.2015 | won't fix  |
| B043                      | am 23.10. zum mFU gezügelt, danach kaputt                                              | 1                   |              |   | BM definitiv ausgebaut                          | 26.10.2015 | won't fix  |
| B036                      | am 16.11. zum mFU gezügelt, danach kaputt                                              | 1                   |              |   | BM definitiv ausgebaut                          | 16.11.2015 | won't fix  |
| B073                      | Verbindungsverlust                                                                     |                     |              |   | deaktiviert                                     | 23.11.2015 | won't fix  |
| B088                      | Verbindungsverlust plus schlechter GPS-Empfang                                         |                     |              |   | deaktiviert                                     | 02.12.2015 | won't fix  |
| B049                      | Box defekt, sendet zwar, aber es kommt nichts an                                       | 1                   |              |   | deaktiviert                                     | 08.12.2015 | won't fix  |
| B023                      | sendet nur sporadisch Messwerte; möglicherweise<br>auch Mobilfunkproblem               |                     |              |   | deaktiviert                                     | 24.12.2015 | won't fix  |
|                           |                                                                                        | 13                  | 4            | 6 |                                                 |            |            |

Fig. 30: Hardware-Ausfälle

Es fällt auf, dass die ersten Defekte noch während der Rolloutphase passierten. Weiterhin sollten im Herbst drei funktionierende Basismodule an einem anderen Ort installiert werden, was jedoch in allen Fällen mit einem nicht weiter untersuchten Totalausfall endete. Schliesslich wurde nach Abschluss der Kampagne mit dem mobilen Frequenzumrichter (siehe auch 6.6.4) und dem Rückbau der Boiler- und Wärmepumpenansteuerungen am 23. November 2015 keine Wartungseinsätze mehr durchgeführt. Es kann daher nicht mit Sicherheit gesagt werden, dass die Verbindungsausfälle der Hardware geschuldet sind; es käme auch ein Problem mit der Antenne in Frage. Die Installationskorrekturen sind in Fig. 31 zusammengefasst dargestellt.

|                                             | fehlerhaft | Bezugsgrösse | Anteil |
|---------------------------------------------|------------|--------------|--------|
| Orientierung Rogowskispule                  | 8          | 62 TS/VK/HAK | 13%    |
| Phasenfolge HAK via Kabel und TS/VK         | 3          | 25 HAK       | 12%    |
| Phasenfolge HAK via Kabel und Muffe         | 4          | 12 HAK       | 33%    |
| Phasenfolge HAK via Freileitung (und Muffe) | 10         | 16 HAK       | 63%    |

Fig. 31: Fehlerhafte Installationen

Dabei werden die Fehler jeweils auf die Gesamtzahl der installierten Geräte bezogen. Im Falle von vertauschter Phasenfolge wird ausserdem noch angegeben, ob der Hausanschluss von einem Kabel oder einer Freileitung versorgt wird und ob er direkt ab TS/VK oder ab einer Muffe angeschlossen ist.

Es fällt auf, dass besonders bei Haushalten, die an ein Stammkabel oder an eine Freileitung angeschlossen sind, die richtige Phasenfolge nicht auf Anhieb zu erkennen war.

## 5.8.4 Zusammenfassung

Die Auswahl des Pilotnetzes stellte einen Kompromiss dar. Ursprünglich war nicht absehbar, wo im BKW-Netzgebiet ein Trafokreis mit vielen potenziell steuerbaren PV-Anlagen entsteht. Aus diesem Grund wurde Kiental mit einer vielfältigen Netztopologie priorisiert, was sich bzgl. der Erfahrung mit der Hardware ausgezeichnet hat. Die Installation der GridBox-Geräte verlief erfolgreich und im Rahmen der Erwartungen bei einem derart neuartigen Vorhaben. Dennoch führte der Test unter realen Umgebungsbedingungen im Verteilnetz (vor allem Feuchtigkeit in Verteilkabinen) zu nennenswerten Hardware-Ausfällen. Diese Erkenntnisse können nun in eine Weiterentwicklung einfließen. Ebenso müssten noch die Ursachen gefunden werden, warum ein Wiedereinbau von Geräten an einem anderen Ort zu einem Defekt führte. Weiterhin wurden im Projekt GridBox Grenzen der Mobilfunkkommunikation für Echtzeitanwendungen sichtbar. Nicht zuletzt hat sich gezeigt, wie wertvoll eine gute Akzeptanz bei allen Betroffenen (Kunden und Monteuren) ist.

## 5.9 Ewz Pilotnetz Zürich-Affoltern

Das GridBox-Pilotprojekt wurde bei ewz in Zürich im Gebiet Affoltern durchgeführt, wo ein Niederspannungsnetz weitgehend mit GridBoxen ausgestattet wurde.

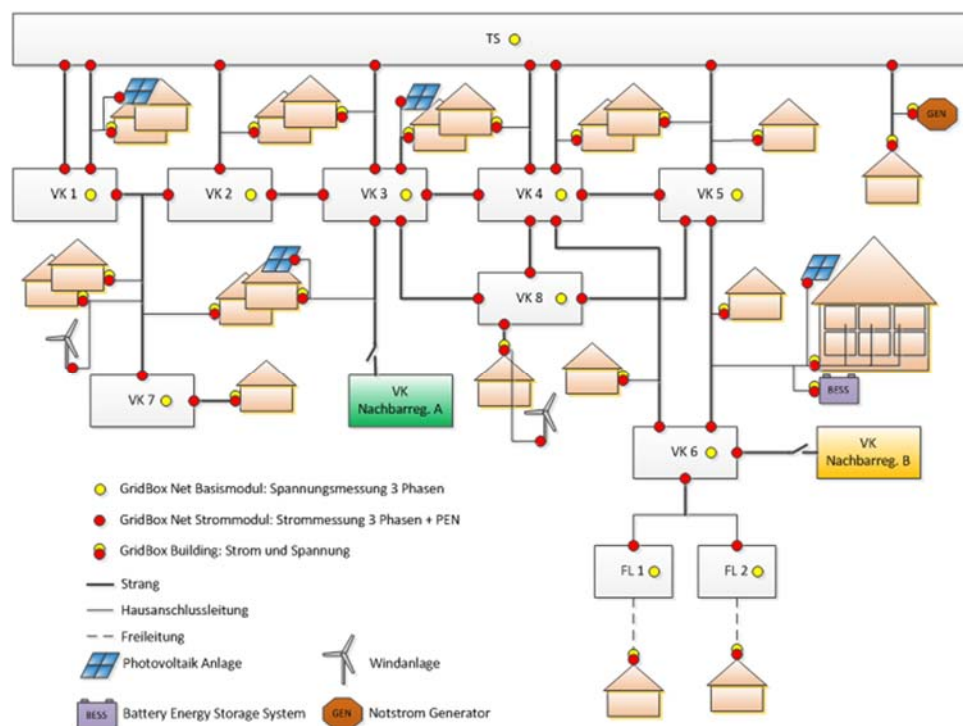


Fig. 32 Pilotnetz ewz schematisch



Fig. 33 Geografische Ansicht des ewz Pilotnetzes. Rot eingefärbt sind die vom Pilotnetz versorgten Gebäude nach projektspezifischer Netzverschaltung

Für das Pilotprojekt wurde das Netz zusätzlich durch Verschaltungen in seiner Topologie erweitert, um es an seine Belastungsgrenze zu bringen und dann zu testen, wie das GridBox-System diesen kritischen Netzzustand bewältigen hilft. Nebst der normalen vermaschten Struktur wurden noch zwei lange Stichleitungen ins Pilotnetz integriert. Das Versuchsgebiet wird von zwei 1 MVA Transformatoren gespeist und versorgt rund 700 Kundinnen und Kunden von ewz. Ins Netz mit der erweiterten Topologie speisen 8 PV-Anlagen mit einer Spitzenleistung von 200 kWp ein. Nebst den dezentralen Produktionsanlagen sind ein Längsregler bzw. Einzelstrangregler (ESR) und ein Batteriespeicher aus andere ewz Projekte im Pilotnetz integriert worden. Der Batteriespeicher ist am Ende einer Stichleitung installiert und diente im GridBox-Pilotprojekt hauptsächlich der Spannungshaltung in den Abendstunden. Der Batteriespeicher hat eine Leistung von 120kW und eine installierte Speicherkapazität von rund 720kWh. Er wird im Pilotprojekt über eine Modbus-Schnittstelle von der GridBox gesteuert. An der zweiten Stichleitung ist ein Längsregler installiert, um die Spannung im zulässigen Band zu halten. Dieser wird aber nicht von einer GridBox geregelt.

## 5.9.1 Messpunkte

Im Pilotprojekt wurde ein Vollausbau angestrebt. Dies bedeutet, dass jeder mögliche Punkt im Netz, z.B. bei Verteilkabinen und Transformatorstationen und bei Gebäuden jeder Netzübergabepunkt gemessen wurde. Aus Sicht des Datenschutzes sind Netzübergabestellen von Mehrfamilienhäusern nicht kritisch, weil von den gemessenen Daten keine Rückschlüsse auf einzelne Personen gezogen werden können. Die datenschutzrechtliche Situation stellt sich beim Einfamilienhaus anders dar, da es sich dort um personenbezogene Daten handelt. Aus diesem Grund wurde für Einfamilienhäuser ein Datenschutzkonzept erarbeitet und von den Mietern bzw. Besitzern die Einwilligung für die temporäre Messinstallation während des Pilotprojekts eingeholt.

## 5.9.2 Datenkommunikation

Nieder- und Mittelspannungsnetze werden im Moment praktisch im Blindflug betrieben. Dies bedeutet, dass keinerlei Messwerte aus den Netzebenen 5 bis 7 übertragen werden und somit auch keine Datenkommunikation vorhanden ist. Die Stadt Zürich ist zurzeit dabei, das Glasfasernetz bis 2019 in Zusammenarbeit mit Swisscom auszubauen und jede Liegenschaft, die einverstanden ist, wird erschlossen. Davon sind jedoch Transformatorstationen und Verteilkabinen ausgeschlossen. Im Pilotnetz hat sich ewz entschlossen drei Kommunikationsmedien zu testen: BPL (Breitband Powerline) von PPC, GSM von Sunrise und das Glasfasernetz von ewz. In der Fig. 34 ist schematisch aufgezeigt, wie das Kommunikationsnetz aufgebaut wurde. Die drei Kommunikationsmedien sind mit dem ewz.Zürinet verbunden. Die drei Kommunikationsmedien sind mit dem Glasfasernetz ewz.Zürinet verbunden. Das BPL-Netz sammelt die Daten und übermittelt diese an die Transformatorstation (Backend) über Glas in die Zürinet Wolke. Auch die GSM Variante übermittelt die gesammelten Daten schlussendlich in die ewz.Zürinet Wolke. Die restlichen GridBoxen sind direkt an das Glasfasernetz angeschlossen. Alle gesammelten Daten enden dann auf dem Pilotserver, wo die Daten verarbeitet und gespeichert werden. Mittels einer gesicherten VPN-Verbindung kann auf den Server zugegriffen werden, um Datenanalyse durchzuführen oder Live-Daten zu visualisieren.

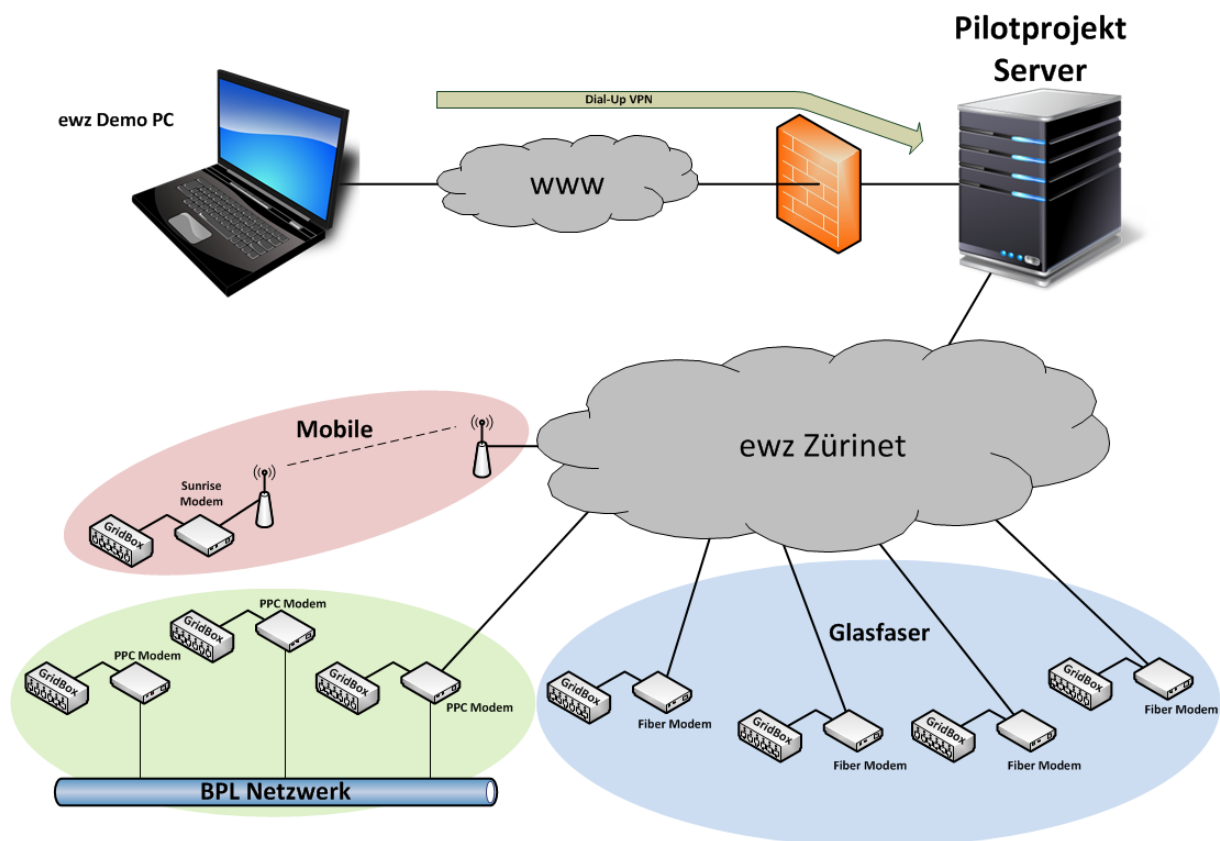


Fig. 34: Schema Datenkommunikationsnetz Pilotnetz

## 5.9.3 Akteure

Wie bereits erwähnt wurden verschiedene Anlagen im Versuchsgebiet aktiv angesteuert. Darunter sind Lasten (Warmwasser-Boiler), Erzeugungsanlagen (PV-Anlagen) und ein Batteriespeicher.

### Boiler

Im Versuchsgebiet gibt es rund 12 Boiler mit einer Gesamtleistung von 80 kW. Weil sich diese 12 Boiler nicht im selben Raum wie der Hausanschlusskasten befinden und eine lokale Drahtschnittstelle zwischen GridBox und Boilerschutz sehr aufwändig gewesen wäre, wurde eine Schnittstelle vom

GridBox-System zum Rundsteuerungssystem (RSA) implementiert, um die Boiler anzusteuern. Hierfür wurde eine GridBox im Unterwerk installiert, wo die RSA für das Pilotgebiet die dynamischen Steuersignale aussendet. Anhand der Kontakte auf der GridBox wurden 4 neue Boilergruppen definiert mit ca. 20 kW Leistung pro Gruppe. Zusätzlich wurden in den Häusern die Empfänger für die neuen RSA Signale konfiguriert. Zusätzlich wurden in den Häusern die Empfänger für die neuen RSA-Signale konfiguriert. Die Funktionalität des gesamten Aufbaus wurde erfolgreich getestet. Bei einigen Boilern verhinderten jedoch anlageninterne Einstellungen eine dynamische Einschaltung der Boiler.

### Batteriespeicher

2014 wurde in Zürich-Affoltern ein Lithium-Ionen-Batterieenergie-Speichersystem (BESS) installiert und in Betrieb genommen. Das BESS hat eine Leistung von 120 kW und eine Speicherkapazität von 720 kWh (500 kWh end of life). Der Speicher ist in der Tiefgarage einer grösseren Überbauung im Wohnquartier Ruggächern integriert. Auf den Dächern der Überbauung sind Photovoltaikanlagen mit insgesamt 120 kWp Leistung installiert. In diesem Pilotprojekt soll untersucht werden, welchen Beitrag ein solcher Batteriespeicher für die Integration von fluktuierenden, erneuerbaren Energiequellen leisten kann. Das BESS wurde zudem im Projekt GridBox eingebunden und als dynamisch regulierbare Anlage verwendet. Das GridBox-System kommuniziert über eine Modbus-Schnittstelle mit dem Speicher. Die Grafik zeigt den Batteriespeicher, wie er in der Tiefgarage integriert wurde.

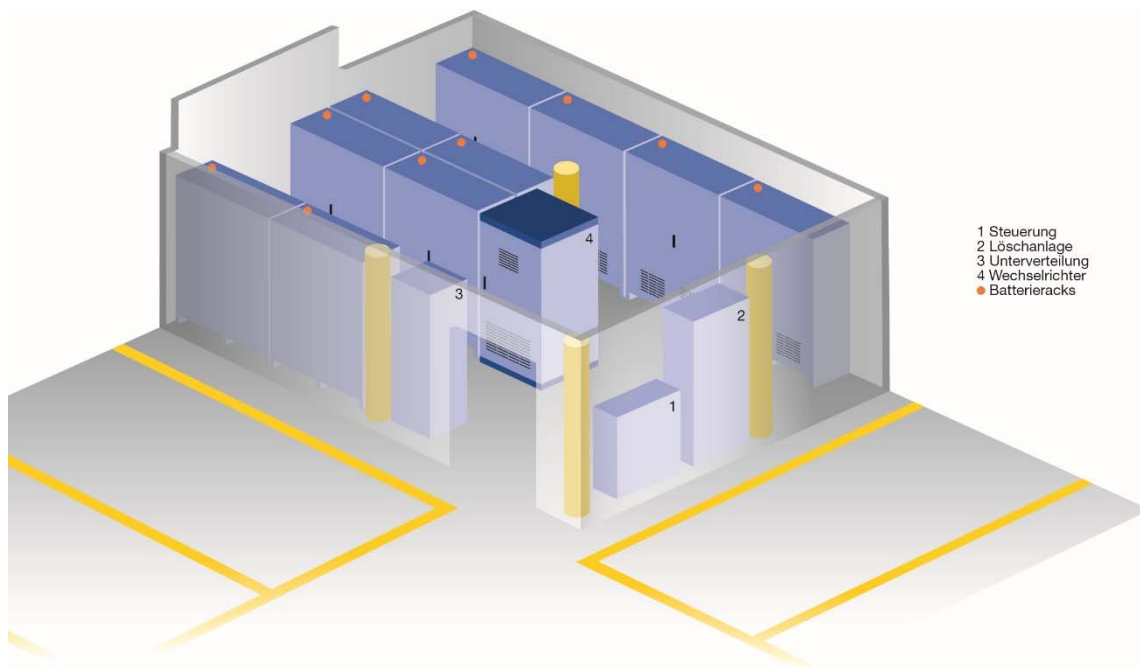


Fig. 35: Grafik der Batteriespeicherinstallation

## PV-Anlagen

Im gesamten Pilotnetz von ewz sind rund 200 kWp PV-Leistung mit zwei verschiedenen Wechselrichtertypen (Fronius und SolarMax) installiert.



Fig. 36: Beispiel einer PV-Anlage im ewz Pilotnetz

Für die Regelung der Anlagen wurde das Einspeisemanagement der Wechselrichter genutzt. Die Fronius-Wechselrichter wurden hierfür mit der Datenmanagerkarte 2.0 erweitert, die das Einspeisemanagement ermöglicht.



Fig. 37: Datenmanagerkarte 2.0 von Fronius

Leider waren die Fronius Wechselrichter mit der implementierten Ansteuerungssoftware nicht dafür eingerichtet, zu alt, um alle ursprünglich geplanten Funktionalitäten (u.a.  $\cos \varphi$ -Regelung) zu testen. Nach einem Firmware-Update konnte zumindest die Wirkleistung beeinflusst werden. Die entsprechenden Parameter wurden im EVU-Editor (Fig. 38) des Datenmanagers angepasst und mittels Ethernet-Schnittstelle und auf die Wechselrichter übertragen. Bei neuen Wechselrichtermodellen von Fronius kann neben der Wirkleistung auch der  $\cos \varphi$  eingestellt werden.



war auch kein Support möglich, um das Problem der Schnittstelle zwischen SolarLog und Wechselrichter zu beheben.

## 5.10 Rollout ewz

Der Rollout der GridBoxen startete im ewz-Pilotnetz im Januar 2015. 2 Teams à 2 Personen waren für die Installationsarbeiten zuständig. Die Installationen konnten bis März 2015 abgeschlossen werden. In diesen zwei Monaten wurden nach und nach 2 Transformatorstationen, 5 Verteilnkabinen und 35 Hausanschlüsse mit einer oder mehreren GridBoxen ausgerüstet. Bei jeder Installation wurde die GridBox an den jeweiligen 400V-Niederspannungsanschluss angeschlossen, um die Spannung und die Frequenz zu messen. Zusätzlich wurden für die Strommessung Rogowski-Spulen um die Leiter angebracht.

### 5.10.1 Trafostationen Mittelspannung

In den Trafostationen wurden zwei Schaltfelder mit den Kabelendverschlüssen von 3M mit integrierten Spannungs- und Stromsensoren ausgerüstet. Die Kombisensoren sind einphasig ausgeführt. Die Signalleitung liefert auf einem RJ45-Stecker je ein Spannung- und Stromsignal. Für diese Anwendung wurden spezielle Mittelspannungs-GridBoxen gebaut, die die Signale über RJ 45 einlesen konnten.



Fig. 41: MS-Kabel Vorbereitung für die Montage des 3M MS-Sensor.



Fig. 42: Kabelendverschluss mit Kombisensor der Firma 3M ist in der Mitte erkennbar.



Fig. 43: Schnittstellen der Messwandler zur GridBox

### 5.10.2 Trafostationen Niederspannung und Verteilkabinen

Im Niederspannungsnetz, das von den zwei 1 MVA Transformatoren gespeist wird, wurden alle Abgänge bei der Niederspannungsverteilung sowie bei den Verteilkabinen mit GridBoxen ausgerüstet. In den folgenden Bildern sind die Messungen an den Kabelabgängen der Niederspannungsverteilung ersichtlich, die CMs (CurrentModules) wurden mit Kabelbinder auf das jeweilige Kabel befestigt und die Rogowski-Spulen um den zu messenden Leiter gelegt.



Fig. 44 Messungen der Niederspannungsverteilungen im ewz-Pilotnetz

Ähnlich wie in der Transformatorstation wurden auch die Verteilkabinen mit den jeweiligen Messungen ausgestattet. Die GridBox wurde in der Innenseite der VK-Tür befestigt. Die Messungen an den Kabelabgängen wurden wie in der Transformatorstation ausgeführt. Die Montage der GPS-Antenne wurde zu Beginn einfach ausgeführt, das Kabel wurde bei der Tür herausgeführt und die Antenne mit einem Metallwinkel an der Rückseite der VK befestigt.



Fig. 45 Montage der GridBox in einer VK

Da jedoch die GPS-Antenne mit dieser Art von Installation oft beschädigt und/oder abgerissen wurde, war eine neue Lösung gefragt. Die Montage wie in der Fig. 46 hat sich im Verlauf des Projektes als die sicherste und nachhaltigste Lösung erwiesen. Hier wurde die GPS-Antenne in eine Abzweigdose gelegt, die auf der VK befestigt wurde. Das Kabel der GPS-Antenne wurde in einem kleinen PVC-Rohr aus der Tür zur Abzweigdose geführt.



Fig. 46 Alternative und vandalensichere Montage der GPS-Antenne

### 5.10.3 Hausanschlusskasten und Aktoren

Zuletzt wurden noch die Hausanschlüsse mit GridBoxen ausgerüstet. Der Hausanschlusskasten bildet die Trennstelle zwischen Netz und Hausinstallation. Nebst den Hausanschlüssen wurden auch sämtliche steuerbaren Lasten mit Einverständnis der Eigentümer mit einer GridBox ausgerüstet, mit dem Ziel, diese dynamisch anzusteuern. Auch hier wurden die Installationen je nach Hausanschlusskasten wie bei der TS und VK ausgeführt. In der Fig. 47 ist ein alter Hausanschlusskasten eines Einfamilienhauses zu sehen. Hier wurde beispielsweise die GridBox unmittelbar neben dem HAK platziert und die Rogowski-Spulen konnten trotz der sehr engen Platzverhältnisse innerhalb des HAK installiert werden.



Fig. 47 Alter Hausanschlusskasten (HAK) eines Einfamilienhaus

In der Fig. 48 ist die Montage der GridBox in einer Überbauung ersichtlich. Bei grossen Überbauungen werden keine kleinen HAKs verwendet sondern im Normalfall grössere Schaltschränke. In diesen ist genug Platz vorhanden, um das Strommessequipment zu installieren. Die GridBox selber wurde in diesem Beispiel neben dem Schaltschrank an der Wand montiert.



Fig. 48 Hausanschlussschrank bei einer grossen Überbauung

In Fig. 49 ist das Beispiel einer Aktorenmessung dargestellt. Hier handelt es sich um eine PV-Anlage. Die GridBox wurde in diesem Fall neben dem Wechselrichter auf dem Dach platziert.



Fig. 49 Messung einer PV-Anlage

## 5.10.4 Herausforderungen

### Rogowski-Spulen

ewz hat, wie in den vorangehenden Bildern ersichtlich, sehr enge Platzverhältnisse zwischen Kabelmantel und Anschlussklemmen. Sind die Leiter nicht perfekt geführt, ist kein Platz, um die SCS-Rogowski-Spulen anzubringen. Deshalb wurden gemeinsam mit 3M flexible Prototypen entwickelt. Dank diesen flexiblen Rogowski-Spulen konnte ewz alle geplanten Abgänge messen.

### GPS-Antenne

Die grösste Herausforderung in Zürich war die Montage der GPS-Antenne. Um GPS-Empfang zu haben, muss die Antenne im Freien montiert werden. Die Länge der Kabel der GPS-Antenne war limitiert auf 20 Meter. Die meisten Hausanschlüsse von Mehrfamilienhäusern befinden sich im Untergeschoss und es war sehr schwierig, einen Verlegungsweg zu finden, um die Antenne ins Freie zu führen. Wenn die Antenne im Freien montiert wird, ist diese zum Teil gut sichtbar, was die Aufmerksamkeit von Vandalen auf sich zog. Viele Antennen im ewz-Netz wurden abgerissen, was zu vermehrten Ausfällen und neuen Installationen führte. Nach verschiedenen Neuinstallationen konnte eine Lösung gefunden werden, welche vandalensicher war: Die Antenne wurde in eine Abzweigdose gelegt (siehe Fig. 46). Dies dämpfte zwar den Empfang, verhinderte aber weiteren Vandalismus.

### Ausfall- und Fehlerstatistik

In Tabelle 2 ist eine Auflistung der ausgefallenen Komponenten während der Pilotphase dargestellt.

| GridBox Number | Diagnose                             | Betroffene Hardware |    |      |     |                            |
|----------------|--------------------------------------|---------------------|----|------|-----|----------------------------|
|                |                                      | BM                  | CM | Rogo | GPS | Beschreibung               |
| 2-1-129        | GPS Antenne kein Empfang             |                     |    |      | 1   | GPS Antenne Abgerissen     |
| 2-1-130        | GPS Antenne kein Empfang             |                     |    |      | 1   | GPS Antenne Abgerissen     |
| 2-1-131        | Problem Phase L2 Kabel E30805        |                     |    | 1    |     | Mini-USB hatte sich gelöst |
| 2-1-133        | Keine Messung (Kommunikation, GPS)   |                     |    |      | 1   | GPS Antenne Abgerissen     |
| 2-1-135        | GPS OK, evtl. BPL Modem              |                     | 1  |      |     | CM Defekt                  |
| 2-1-138        | GPS Antenne kein Empfang             |                     |    |      | 1   | GPS Antenne Abgerissen     |
| 2-1-139        | GPS Antenne kein Empfang             |                     |    |      | 1   | GPS Antenne Abgerissen     |
| 2-1-148        | U1 ist null                          | 1                   |    |      |     | Hardware defekt            |
| 2-1-151        | Deaktiviert, Messung nicht plausibel | 1                   |    |      |     | Hardware defekt            |
| 2-1-156        | Spannung auf null                    | 1                   |    |      |     | Hardware defekt            |
| 2-1-159        | Keine Messung (Kommunikation, GPS)   |                     |    |      | 1   | Antenne vom Baum verdeckt  |
| 2-1-160        | GPS Antenne kein Empfang             |                     |    |      | 1   | GPS Antenne Abgerissen     |
| 2-1-164        | Spannung auf null                    | 1                   |    |      |     | Hardware defekt            |
| 2-1-165        | GPS Antenne kein Empfang             |                     |    |      | 1   | GPS Antenne Abgerissen     |
| 2-1-166        | Messung L2 prüfen                    |                     |    | 1    |     | Mini-USB hatte sich gelöst |
| 2-1-173        | U1 und U3 sind Null                  | 1                   |    |      |     | Hardware defekt            |
| 2-1-175        | Spannung auf null                    | 1                   |    |      |     | Hardware defekt            |
| 2-1-177        | Spannung auf null                    | 1                   |    |      |     | Hardware defekt            |
| 2-1-178        | Spannung auf null                    | 1                   |    |      |     | Hardware defekt            |
| Total          |                                      | 8                   | 1  | 2    | 8   |                            |

Tabelle 2 Ausfallstatistik

In Tabelle 2 sind nur die Boxen aufgelistet die nach der Montage ausgefallen sind. Einige GridBoxen sind auch bei der Montage ausgefallen. Deshalb hat sich ewz während des Projekts dazu entschieden, weitere GridBoxen und CurrentModules nachzubestellen.

In Tabelle 3 sind Installationsfehler aufgelistet. Auffällig ist die hohe Fehlerrate bei Orientierung der Rogowski-Spulen. Hierzu ist zu sagen, dass bei einem vermaschten Netz die Flussrichtung des Stromes nicht immer klar definierbar ist. Speziell ist der Phasenfolgen-Fehler bei der Niederspannungsverteilung in einer TS. In der besagten TS ist eine doppelte Niederspannungsverteilung gemessen worden. Was bei der Installation jedoch nicht berücksichtigt wurde war, dass diese NISV-optimiert war. Das heisst, dass die Sammelschienen punktsymmetrisch geführt sind.

|                    | fehlerhaft | Bezugsgrösse | Anteil [%] |
|--------------------|------------|--------------|------------|
| Orientierung Rogos | 17         | 47           | 36%        |
| Phasenfolge HAK    | 5          | 39           | 13%        |
| Phasenfolge VK     | 0          | 5            | 0%         |
| Phasenfolge TS     | 1          | 3            | 33%        |

Tabelle 3 Fehlerhafte Installationen

## 5.10.5 Zusammenfassung

Die Netzauswahl fand auch bei ewz auf Basis verschiedener Kriterien statt. Ein Netz zu finden, was heute bereits alle Probleme aufweist, die zukünftig gemeistert werden müssen, war praktisch unmöglich. Das Netzgebiet in Zürich-Affoltern wurde schlussendlich aus mehreren Gründen ausgewählt. Der bereits heute relativ hohe PV-Anteil war einer davon. Zusätzlich konnte dank zeitnah gestarteter anderer Projekte wie Längsregler (ESR) und Batteriespeicher (BESS DORA) das GridBox-Pilotnetz so

verschaltet und erweitert werden, dass ein umfassendes Smart-Grid-Praxislabor, das sog. Smart-GridRealLab von ewz, entstanden ist. Dieses SmartGridRealLab wird bei ewz auch in Zukunft für das Testen von neuen Netzlösungen in einer realen Umgebung genutzt werden.

Es konnten zudem auch wertvolle Praxiserfahrungen für zukünftige Installationen gesammelt werden, u.a. bzgl. der teilweise sehr engen Platzverhältnisse in HAKs und der vandalensicheren Befestigung der GPS-Antennen.

Auch im Bereich Datenkommunikation konnte dank der erfolgreichen Umsetzung eines hybriden Kommunikationsnetzes mit Glasfaser-, Breitband-Powerline- und Mobilfunkkommunikation viele Erfahrungen gesammelt werden.

## 5.11 Smart Grid Applikationen Übersicht

### 5.11.1 GridBox Pilotnetz Topologie

Die Topologie beschreibt die Art, wie gewisse zentrale Elemente eines elektrischen Verteilnetzes miteinander verbunden sind. Eine im GridBox Pilotnetz festgelegte Topologie besteht aus drei verschiedenen Komponenten: Knoten, Leitungen/Kanten und Energy Prosumern. Knoten und über Knoten verbundene Kanten ergeben zusammen einen Graphen. Energy Prosumer beschreiben «aktive» Elemente, welche Leistung ins Netz einspeisen oder Leistung aus dem Netz beziehen und jeweils einem Knoten zugeordnet sind.

### 5.11.2 Relevante physikalische Grössen und Elemente einer Topologie

Die folgenden physikalischen Grössen sind von zentraler Bedeutung: Spannung  $U$ , Strom  $I$  und die davon ableitbare Scheinleistung  $S$ . Diese Grössen werden als komplexe, drei-phasige Grössen aufgefasst. Zudem lassen sie sich in der Topologie verorten. Knoten weisen pro Zeitpunkt eine Spannung auf. Kanten sind am Anfang und am Ende über ein Terminal mit jeweils einem Knoten verbunden, wobei Strom vom ersten Knoten über das erste Terminal, über die Kante zum zweiten Terminal und zum zweiten Knoten fliesst. Ein Energy Prosumer ist ebenfalls über ein Terminal mit einem Knoten verbunden. Über dieses Terminal fliesst Strom weg oder hin zum Energy Prosumer. Die Topologie ergibt sich, indem Kanten, Knoten und Energy Prosumer via impedanzlose Terminals miteinander verbunden werden.

### 5.11.3 Leitungsmodell

Das drei-phasige Leitungsmodell, welches zur Implementierung des State Estimators und des Optimizers verwendet wird, basiert auf einem phasengekoppelten Admittanzmodell mit Serie/Shuntadmittanzen; dies ist in Fig. 50 dargestellt. Zudem können Transformatorwindungen abgebildet werden. Hier wird angenommen, dass die Leitung/Kante  $e$  die Knoten  $v_0$  und  $v_1$  mit Übersetzungsverhältnis  $t_0$  und  $t_1$  drei-phasig verbindet. Die drei Phasen werden mit  $R$ ,  $S$  und  $T$  bezeichnet.

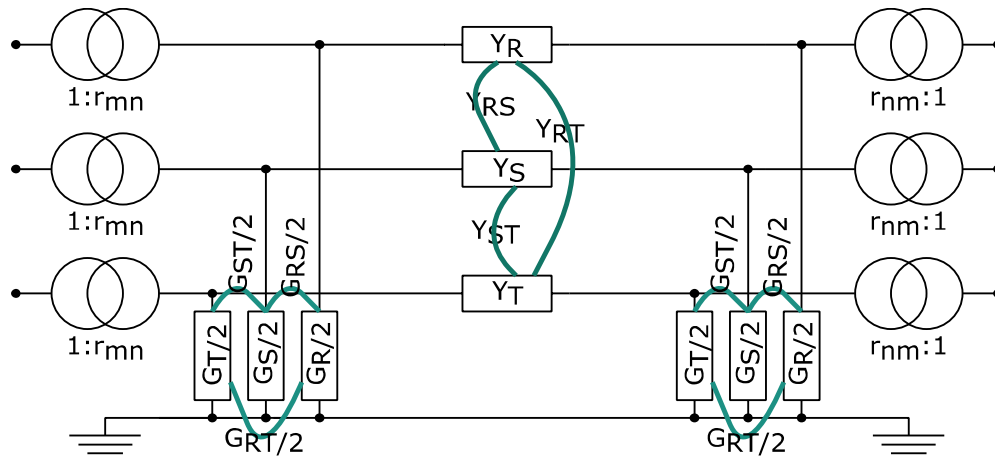


Fig. 50: Das vollständige drei-phasige Leitungsmodell. Kopplung zwischen den Phasen (Mutual Coupling) ist grün gezeichnet und wird als Stromquelle modelliert, welche von den Spannungen anderer Leiter beeinflusst wird.

#### 5.11.4 Zusammenspiel der Smart Grid Applikationen (SGA)

Die GridBoxen senden Ihre Messwerte im Sekundentakt zum Master Server. Der MeasurementAccumulator synchronisiert alle Messwerte und setzt sie zu Sets von Messungen mit identischem Zeitstempel zusammen. Der StateEstimator führt die Zustandsschätzung durch und übergibt einen Vollständigen Netzzustand an den Optimizer, welcher optimale Stellwerte für sämtliche beeinflussbaren Prosumer berechnet. Der Governor kümmert sich darum, dass diese Stellwerte an die entsprechenden GridBoxen verteilt werden, welche ihrerseits einzelne Prosumer ansteuern. Der Governor nimmt auch die Bestätigungen der GridBoxen entgegen, wann ein Stellwert umgesetzt wurde.

Neben dem eigentlichen Regelkreis werden sämtliche Daten, auch die Zwischenresultate der SGA, durch den MasterRecorder archiviert.

Der TopologyEstimator wurde in diesem Projekt nicht als Live-SGA implementiert, sondern wurde offline auf Archivdaten entwickelt und getestet (siehe Seite 154).

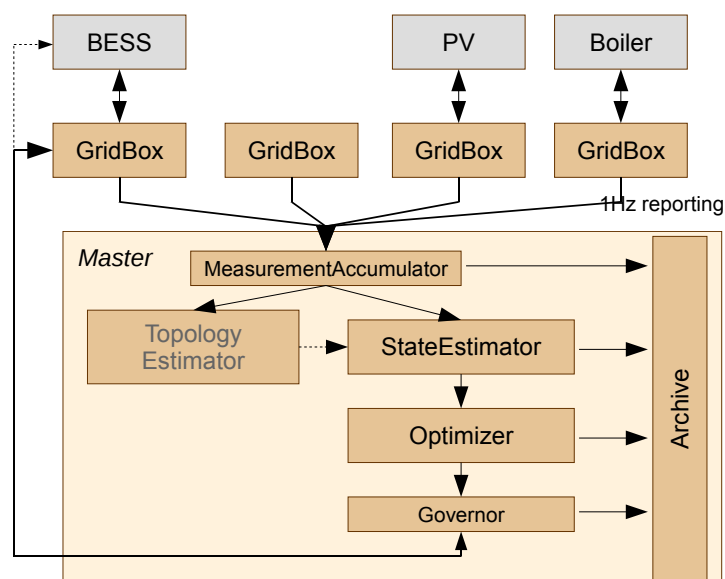


Fig. 51: Der Master nimmt die zentrale Rolle ein beim Zusammenspiel der Smart Grid Applikationen (SGA) und übernimmt die Zwei-Wege-Kommunikation mit den verteilten GridBox-Geräten.

### 5.11.5 Cockpit

Für die Visualisierung von Spannungen und Leistungsflüssen sowie für das Anzeigen der Prosumerzustände wurde ein Cockpit als Webdienst entwickelt. Die Visualisierung soll dem Projekt Sichtbarkeit verleihen bei Demonstrationen, aber auch das Entwickeln der SGA erleichtern, denn das enorme Datenaufkommen lässt sich nur mit geeigneten Hilfsmitteln bewältigen und überblicken.

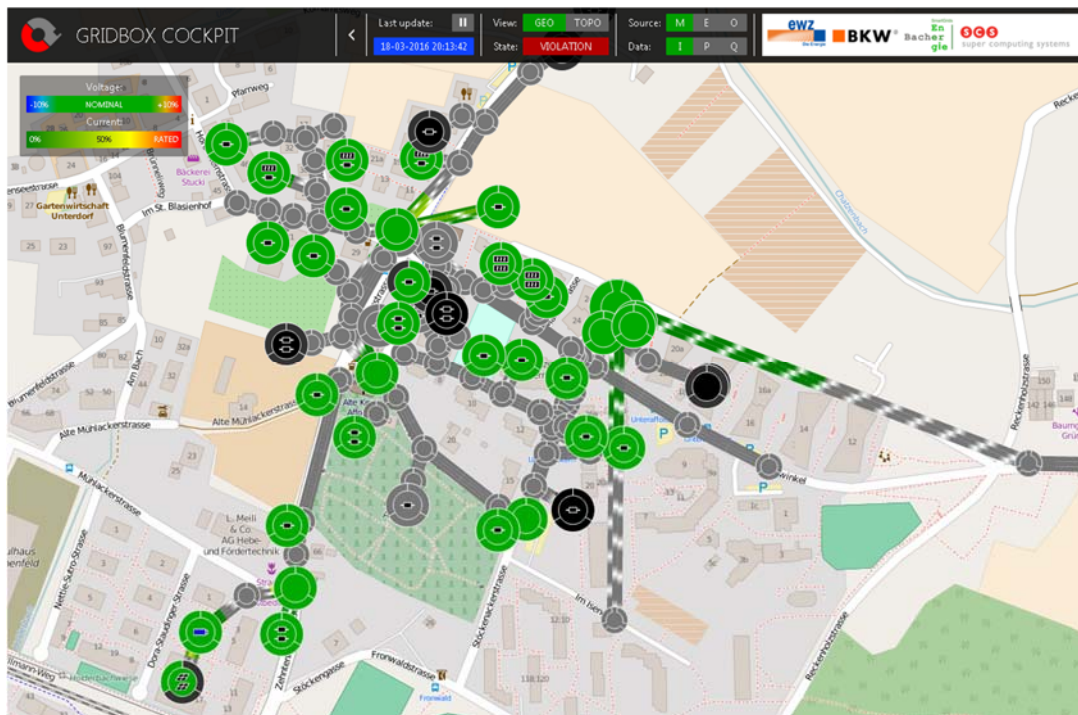


Fig. 52: Das GridBox Cockpit zeigt die Netztopologie, hier für das ewz Pilotnetz, mit den aktuellen Messwerten aller GridBoxen und animierten Leistungsflüssen dreiphasig an. Hier gezeigt ist die geografische Ansicht.

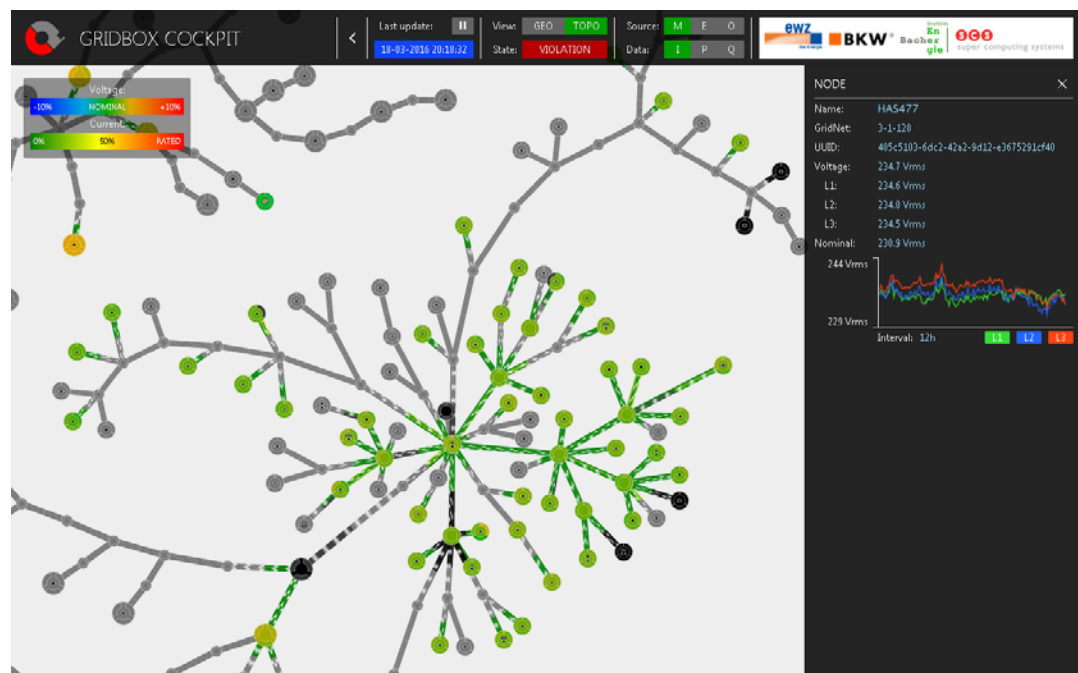


Fig. 53: Die schematische Ansicht, hier des BKW Pilotnetzes, erlaubt eine bessere Übersicht. Die Messwerte der vergangenen 12 Stunden können durch Mausklick auf ein gemessenes Element angezeigt werden.

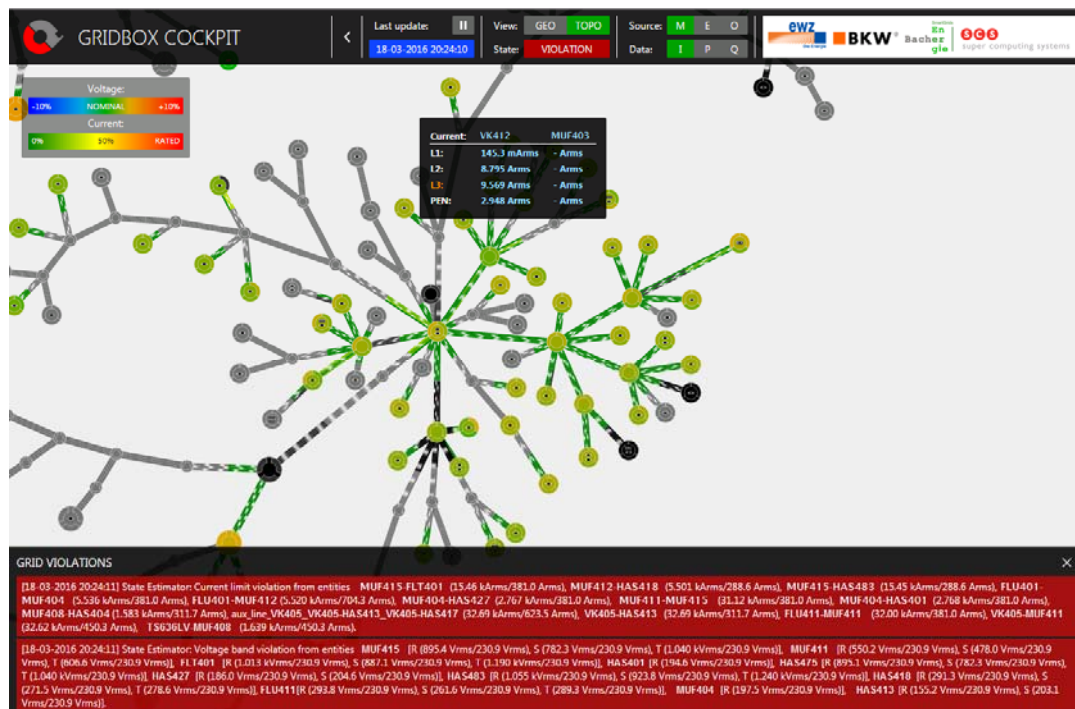


Fig. 54: Der Constraints Observer überwacht ständig Grenzwerte und meldet deren Verletzungen. Tooltips erlauben eine schnelle Inspektion.

## 5.12 State Estimator

### 5.12.1 Einleitung

Nur ein Subset von Knoten-Spannungen, Kanten-Strömen und Energy-Prosumer-Strömen werden in der GridBox-Pilotnetz-Topologie von GridBoxen gemessen. Zusätzlich sind die GridBox Strom- und Spannungsmessungen kalibrationsfehlerbehaftet und von Messrauschen betroffen. GridBox Messungen werden auch nicht zwingend für jeden Zeitschritt zuverlässig von den lokal messenden und steuernden GridBoxen an den Master übermittelt. Kurzzeitige wie auch längere Ausfälle von GridBox Messungen müssen jederzeit bewältigt werden können. Die Aufgabe des State Estimators ist es nun, basierend auf der Topologie, dem Netzmodell und den GridBox Strom- und Spannungsmessungen den gesamten Netzzustand, das heisst alle Knotenspannungen und alle Kantenströme und Energy-Prosumer-Ströme, schlüssig und möglichst zutreffend zu rekonstruieren.

### 5.12.2 Überbestimmtes versus unterbestimmtes Gleichungssystem

Der State Estimator muss damit rechnen, dass gewisse Teile des Netzes, d.h gewisse Knotenspannungen, Kantenströme und Energy-Prosumer-Ströme, durch redundante Messungen überbestimmt sind und andere – wegen fehlender Messungen – unterbestimmt. Darüber hinaus kann sich diese Situation aufgrund von Messausfällen von Zeitschritt zu Zeitschritt ändern.

Überbestimmte Teile der Topologie sind aus Sicht der State Estimation grundsätzlich erwünscht, da die darin enthaltene Redundanz verwendet werden kann, um Messfehler zu reduzieren. Unterbestimmte oder unbeobachtbare Teile der Topologie auf der anderen Seite stellen eine Herausforderung dar. Um solche Bereiche rekonstruieren zu können, müssen zusätzliche Annahmen getroffen werden. Der einfachste Ansatz ist derjenige, welcher aus der «Moore-Penrose Inverse» (Moore, 1920) resultiert: Aus allen möglichen Lösungen wird diejenige mit der kleinsten Norm ausgewählt. Der Nachteil dieses Ansatzes ist, dass kein a-priori Wissen mittels zusätzlichen

Randbedingungen berücksichtigt werden kann. So kann es sein, dass ein Verbraucher gemäss der State Estimation plötzlich statt Leistung zu beziehen Leistung einspeist oder eine PV-Anlage, die an sich nur ins Netz einspeisen kann, unsinnigerweise aus dem Netz Strom bezieht. Weil der Fokus in diesem Projekt auf dem beobachtbaren Teil des Netzes liegt, werden die Nachteile einer solchen Minimum-Norm Lösung in Kauf genommen.

### 5.12.3 Aufbau des State Estimators

Die im Projekt implementierte State Estimation besteht aus zwei separaten Einheiten. Der „Observable Estimator“ (OBS) kümmert sich mithilfe eines Kalman Filters um eine robuste Estimation des Zustandes des beobachtbaren Netzteils. Er erkennt fehlende und fehlerhafte Daten und ersetzt diese durch Prädiktionen basierend auf vorangegangenen Messungen.

Die zweite Stufe, der „Full Estimator“ (FULL), nimmt das Resultat des OBS entgegen und löst das gesamte, unterdefinierte Netzgleichungssystem. FULL arbeitet mit einer vorberechneten Moore-Penrose Pseudoinversen nach dem „Weighted Least Squares“ (WLS) Prinzip. Am Ausgang des FULL sind sämtlich Spannungen und Ströme, auch diejenigen der einzelnen Energy Prosumer, bekannt.

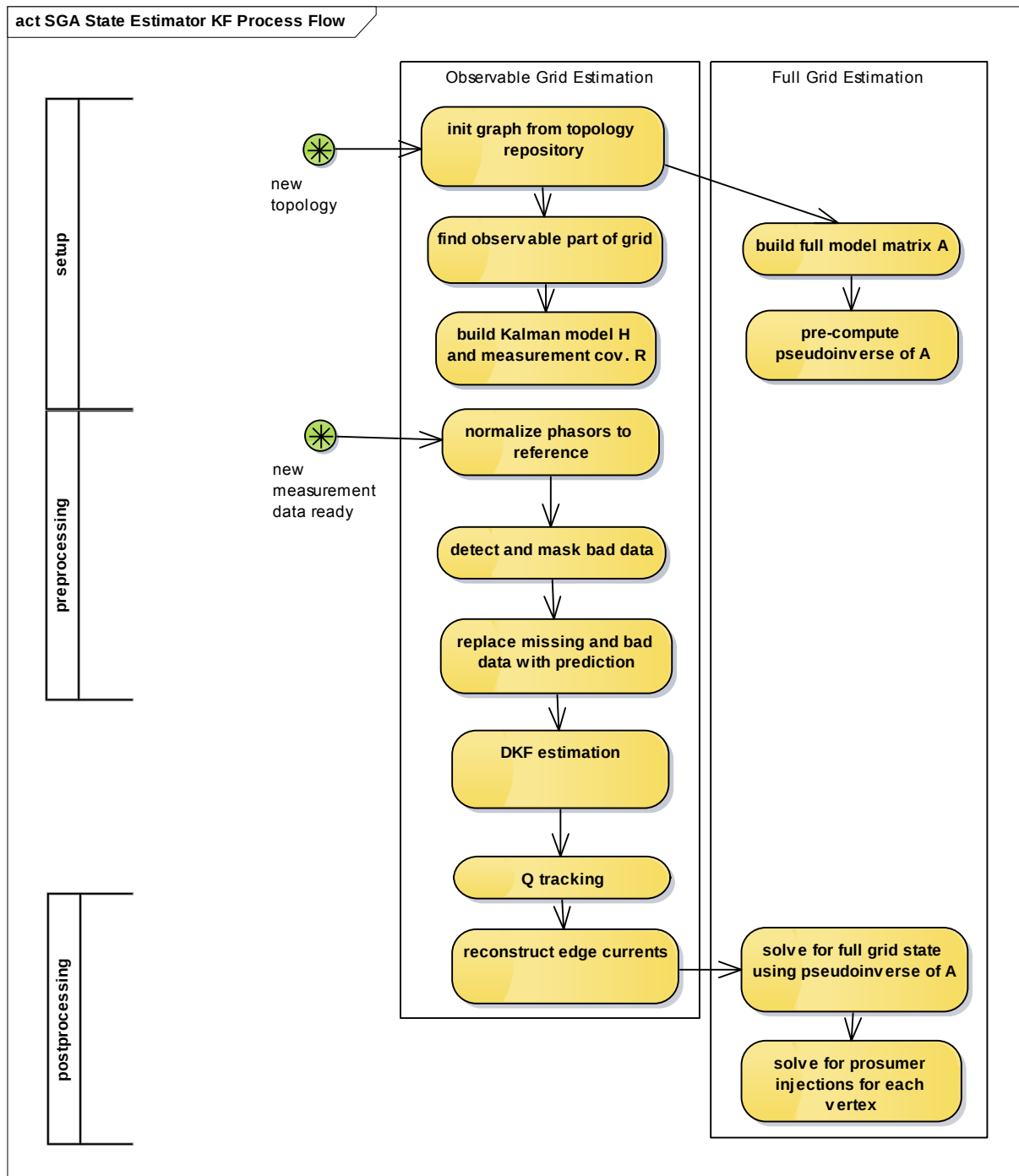


Fig. 55: Signalflussdiagramm des State Estimator. Der Observable Grid Estimator (OBS) schätzt den beobachtbaren Teil des Netzes mithilfe eines Kalman Filters und löst das «Missing-Data» wie auch das «Bad-Data» Problem. Der Full Grid Estimator (FULL) löst anhand der Resultate seines Vorgängers das gesamte Netzmodell mit der Moore-Penrose-Pseudo-Inverse-Methode.

## 5.12.4 Observable Estimator Kalman Filter

Wie bereits erwähnt, ist der Moore-Penrose Psuedo Inverse Ansatz nicht für das Erkennen von Ausfällen von GridBox Messungen ausgelegt. Das in diesem Kapitel beschriebene Verfahren setzt auf einen Kalman-Filter-Ansatz, um neben den aktuellen Messungen auch Messungen aus der Vergangenheit zu berücksichtigen. Somit sind Messausfälle bis zu einem gewissen Grade tolerierbar. Das gewählte Vorgehen orientiert sich an Publikationen von (Zanni, 2014) und (Pignati, 2014).

Der State Estimator liest das Netzmodell ein, unterteilt die Topologie in beobachtbare und nicht beobachtbare Teile und erstellt die Modellmatrix  $H$ . Die Modellmatrix  $H$  bildet die Spannungen  $x$  des beobachtbaren Teils auf die mit GridBoxen gemessenen Ströme und Spannungen  $z$  ab. Energy Prosumer Ströme sind davon ausgeschlossen. Dabei wird die Topologie und das Leitungsmodell berücksichtigt, Knotenregeln können allerdings keine angewendet werden, weil der Zustandsvektor bloss Spannungen umfasst. Fig. 56 zeigt, wie Beobachtbarkeit ermittelt wird. Messfehler der GridBoxen werden in der Messkovarianzmatrix  $R$  erfasst.

Messungs-Ausreisser werden dadurch erkannt, dass ein Messwert stark von seiner Prädiktion abweicht. Weil eine solche Abweichung auch durch schnelle Vorgänge im Netz verursacht werden kann, wird die Abweichung an jedem Knoten mit derjenigen seiner Nachbarknoten verglichen. Wenn die Nachbarn ebenfalls abweichen, wird davon ausgegangen, dass es sich um einen schnellen Vorgang, nicht um einen Ausreisser handelt (Pignati, 2014).

Am Ausgang des OBS werden aus dem Zustandsvektor wieder sämtliche beobachtbaren Ströme anhand der  $Y$  Matrix rekonstruiert

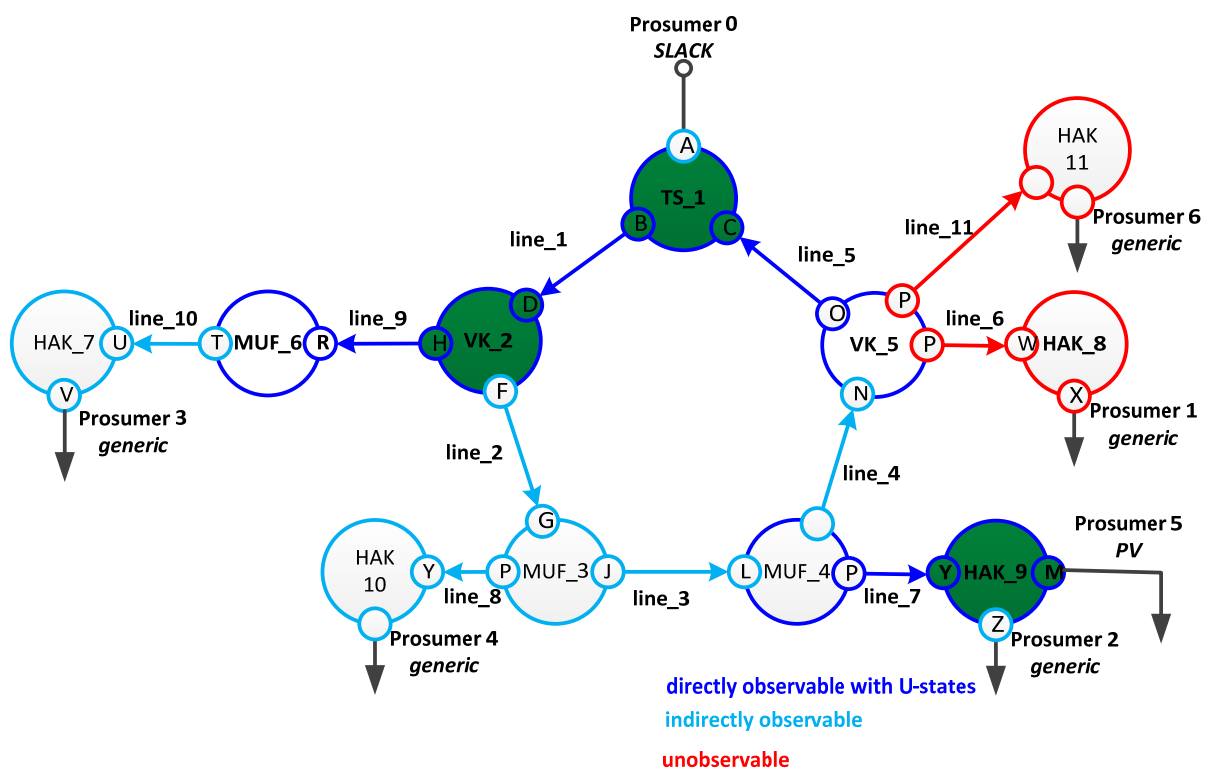


Fig. 56: Definition von Beobachtbarkeit. In dieser fiktiven Topologie sind Transformatorstationen ( $TS_*$ ), Verteilkabinen ( $VK_*$ ), Hausanschlusskästen ( $HAK_*$ ) sowie Muffen ( $MUF_*$ ) vorhanden. Grün markiert sind gemessene Knotenspannungen und Terminalströme. Dunkelblau sind alle Grössen markiert, welche durch das Kalman Filter berechnet werden können. Hellblau sind diejenigen Grössen, welche nur unter Zuhilfenahme von Knotenregeln errechnet werden könnten. Rot sind schliesslich die unterdefinierten Netzabschnitte. Für diese gibt es unendlich viele physikalisch plausible Lösungen, sie sind also nicht beobachtbar.

### 5.12.5 Full Estimator Moore-Penrose Pseudo Inverse

Das gewählte Kalman Filter hat den Nachteil, dass es nicht geeignet ist, unterdefinierte Gleichungssysteme zu lösen. Auch sind Knotengleichungen nicht berücksichtigt, weshalb die Beobachtbarkeit deutlich eingeschränkt ist, wie in Fig. 56 ersichtlich. Zudem ist der Rechenaufwand des Kalman Filters beachtlich und mehrere Grössenordnungen höher als beim Moore-Penrose-Pseudo-Inverse-Verfahren.

Vorausgesetzt, dass Messausfälle und Ausreisser ausgeschlossen werden können, stellt ein State Estimator basierend auf der Moore-Penrose Pseudo Inverse eine attraktive Lösung dar. Dieses Vorgehen wird auch mit Weighted Least Squares (WLS) bezeichnet.

Dieses Vorgehen beinhaltet folgende Schritte:

1. Vorbereitung: Aufstellung der konstanten Matrix  $A$ , welche unter Berücksichtigung der Topologie, der Knotenregel und des Leitungsmodells allen aktuellen Spannungen und Strömen im Netz den vom OBS gelieferten Spannungen und Strömen zuordnet. Die aktuellen Spannungen und Ströme im Netz sind gegeben durch einen Vektor  $x$ ; wobei pro Knoten jeweils nur ein aggregierter Prosumer verwendet wird (dies, weil gewisse Prosumer gemessen sind und andere nicht. Das Verteilen der Prosumerströme auf die einzelnen Beiträge wird nachfolgend durch ein post-processing in Schritt 4 gelöst). Die vom OBS gelieferten Spannungen und Ströme sind gegeben durch einen Vektor  $b$ . Das resultierende lineare Gleichungssystem  $A * x = b$ <sup>3</sup> ist i.d.R. unterbestimmt.
2. Vorbereitung: Da es sich bei der Matrix  $A$  um eine konstante Matrix handelt, kann deren Moore-Penrose Pseudo Inverse  $A'$  vorberechnet werden.
3. Für jeden Zeitschritt können mittels der vorberechneten Pseudo Inversen  $A'$  aus den vom OBS gelieferten Spannungen und Ströme  $b$  alle aktuellen Strom und Spannungszustände  $x$  via  $x = A' * b$  berechnet werden.
4. Für jeden Knoten wird das Gleichungssystem für alle angehängten Energy Prosumer gelöst. Dieser Schritt ist losgelöst vom eigentlichen Netzmodell, denn für die vorherigen Schritte wurden nur Netzgleichungen bis zum Hausanschlusskasten gelöst. Der Optimizer, welcher die Resultate des SE entgegennimmt, benötigt aber eine Schätzung sämtlicher Energy-Prosumer-Ströme, weil er den Lastfluss anhand der Slackspannung und der Scheinleistungen sämtlicher Energy-Prosumer löst.

## 5.13 Optimizer

### 5.13.1 Einleitung

Im GridBox Pilotnetz stehen steuerbare Energy Prosumer zur Verfügung. Die Aufgabe des Optimizers ist es, mittels diesen steuerbaren EnergyProsumern auf den Zustand des Netzes so einzuwirken, dass der Netzzustand hinsichtlich eines vom Nutzer wählbaren Ziels optimiert wird.

Es existieren verschiedenste Ansätze, eine solche Optimierung durchzuführen:

#### Lokale Optimierung

Bei lokaler Optimierung wird aufgrund einer lokal beim Prosumer vorhandenen Messgröße, i.d.R. die Spannung am Netzanschlusspunkt oder die Leistung des Prosumers. So kann beispielsweise die eingespeiste Wirkleistung einer PV-Anlage gesenkt werden, wenn die lokale Spannung einen Schwellwert überschreitet. Vorteil dieses Ansatzes ist es, dass er ohne Datenkommunikation auskommt. Die einzelnen Regler im Netz arbeiten autonom. Genau dies ist aber auch ein Nachteil. Wenn ein regelbarer Ortsnetz-Transformator (RONT) oder ein Längsregler zum Einsatz kommt, ist die lokale Spannung kein zuverlässiger Netzzustandsindikator mehr. Es kann sogar vorkommen, dass verschiedene Regler gegeneinander arbeiten.

---

<sup>3</sup> Hier ist zu beachten, dass die Nomenklatur nicht übereinstimmt mit OBS.  $x$  ist hier nicht der OBS-Zustandsvektor

### **Optimal Power Flow zentral**

Wer das globale Optimum für das gesamte Netz oder eine Region sucht, muss ein globales „Optimum Power Flow“ (OPF) Problem lösen. Hierfür müssen aber sämtliche Scheinleistungen der Energy Prosumer wie auch die Spannung am Slackknoten (z.B. Trafo) bekannt sein. Vorteil dieser Lösung ist Optimalität bezüglich einer sehr flexibel definierbaren Kostenfunktion. Im Gegensatz zur lokalen Optimierung weiss der OPF Optimierer über den gesamten Netzzustand Bescheid und kann so die einzelnen Energy Prosumer koordiniert im Sinne seiner Zielfunktion einsetzen.

### **Optimal Power Flow dezentral**

Es wurde gezeigt (Bolognani, 2011), dass das OPF Problem auch ohne zentrale Einheit lösbar ist. Es bedarf lediglich der Datenkommunikation zwischen elektrisch benachbarten Knoten. Dieser „Peer-to-Peer“ Ansatz ist aus vielerlei Hinsicht elegant. So trägt die fehlende zentrale Einheit zum Schutz der Privatsphäre bei und eliminiert den Single Point Of Failure (SPOF).

Für das GridBox Pilotnetz wurde der zentrale OPF Ansatz gewählt, weil die Projektpartner der Überzeugung sind, dass lokale Optimierung nicht geeignet ist, um die Netzprobleme der Zukunft zu lösen. Der zentrale Ansatz hat den Vorteil, dass er deutlich einfacher zu realisieren und zu überwachen ist. Zudem ist der dezentrale Ansatz noch wenig erforscht.

In einer Masterarbeit (Hauswith, 2015), betreut durch SCS und das IfA der ETHZ, wurde das OPF Problem als Semidefinite Programming (SDP) (Vandenberghe, 1996) Problem mit konvexer Relaxation formuliert. Dieser Ansatz funktionierte gut für einphasige Probleme mit realen Pilotnetztopologien (radial und vermascht) und synthetischen Messdaten. In seiner dreiphasigen Formulierung und mit echten GridBox Messwerten konvergierte dieser Ansatz aber nicht zuverlässig, bzw. ergab oft physikalisch unmögliche Lösungen. Deshalb wurde für dieses Projekt ein Linear Programming (LP) Ansatz gewählt.

## **5.13.2 Energy Prosumer**

Der Optimizer unterscheidet zwischen steuerbaren und nicht steuerbaren Energy Prosumern. Zu den steuerbaren Energy Prosumer zählen «Photovoltaic Array» (PV-Anlagen), Boiler und BESS (Battery Energy Storage System). Zu den nicht steuerbaren Energy Prosumern zählen «Generic Energy Prosumer», «Subordinate Grid Energy Prosumer» und «Superordinate Grid Energy Prosumer». Ein «Superordinate Grid Energy Prosumer» stellt ein übergeordnetes Stromnetz dar, welches typischerweise mit einer höheren Spannung betrieben wird.

## **5.13.3 Global Single Step Optimization**

Eine Stromnetz-Optimierung kann bezüglich ihrer geographischen und zeitlichen Ausdehnung kategorisiert werden. Die GridBox-Pilotnetz-Optimierungsstrategie kann als «Global Single Step Optimization» betrachtet werden. Das heisst, sie ist geographisch ausgedehnt und zeitlich auf einen Schritt beschränkt. Natürlich ist es ein grosser Vorteil der geographisch globalen oder mindestens regionalen Optimierung, dass die steuerbaren Energy Prosumers (geographisch) koordiniert eingesetzt werden können. Bei einer lokalen Optimierung ist eine solche Koordination nicht oder nur implizit möglich. Die Beschränkung auf einen einzigen Zeitschritt ist dann eine Konsequenz von limitierter Rechenleistung und der Anforderung, innert weniger Sekunden eine Optimierung durchführen zu können. Neben der Rechenleistung stellt auch das Generieren von zuverlässigen Prognosen für eine solche Optimierung, welche zukünftige Zeitschritte berücksichtigt, eine Herausforderung dar. Falls dazu gute Lösungen gefunden werden können, ist ein ausgedehnter zeitlicher Horizont natürlich ein grosser Vorteil.Optimierungs-Konzept

Der Optimizer wird kontinuierlich betrieben. Bei jedem Aufruf werden die Leistungen der nicht steuerbaren Energy-Prosumer, mit Ausnahme des «Superordinate Grids», aktualisiert. Zudem wird die Spannung am zum «Superordinate Grid» gehörenden Slack-Knoten aktualisiert. Die dafür benötigten

Messungen werden vom State Estimator zur Verfügung gestellt. Falls ein BESS ans Netz angeschlossen ist, wird auch der BESS Ladestand aufdatiert. Basierend auf diesen Messungen und unter Berücksichtigung der Topologie ist der Optimizer nun in der Lage, ein Optimierungsproblem bezüglich einer noch zu definierenden Kostenfunktion zu lösen. Typische Kostenfunktionen bestrafen den Leistungsaustausch mit dem übergeordneten Netz (d.h. möglichst wenig Strom vom übergeordneten Netz beziehen und ins übergeordnete Netz einspeisen) oder das Verletzen eines vorgegebenen Spannungsbandes an einem oder mehreren Knoten.

Sobald das Optimierungsproblem aktualisiert ist, wird es vom Optimizer gelöst. Dabei wird angenommen, dass die Leistungen der nicht steuerbaren Energy Prosumer (ausser «Superordinate Grid») konstant bleiben. Aus der Lösung des Optimierungsproblems können dann die optimalen Steuersignale für die steuerbaren Energy Prosumer extrahiert werden. Bevor der Optimizer das nächste Mal aufgerufen wird, werden diese Steuersignale an die entsprechenden steuerbaren Energy Prosumer versendet.

Der Optimizer arbeitet ausschliesslich mit kontinuierlichen Variablen. Steuersignale sind aber im Falle des «Photovoltaic Array Energy Prosumers» diskrete Grössen. (Die einzige standardisierte Schnittstelle hierfür ist die in Deutschland vorgeschriebene Vierdraht-Rundsteuerschnittstelle, mit welcher maximal 16 Zustände unterschieden werden können.) Im Falle des «Boiler Energy Prosumers» sind die Steuersignale sogar binär (nur Ein-/Ausschalten). Das heisst, dass beim Extrahieren solcher Steuergrossen der kontinuierliche Wert, welcher durch den Optimizer berechnet wurde, gerundet werden muss. Der saubere Ansatz, um ein solches Problem zu lösen, wäre also «Integer Programming (IP)». IP ist aber nicht in polynomialer Zeit zu bewältigen und deshalb nicht mit der Forderung nach kurzer Latenz und geographischer Skalierbarkeit zu vereinbaren. Die Vereinfachung über gerundete kontinuierliche Stellwerte garantiert im allgemeinen Fall keine Optimalität. Es hat sich aber gezeigt, dass dies im gegebenen Anwendungsfall akzeptabel ist.

### 5.13.4 Sequential Linear Programming

Das vom Optimizer für jeden Zeitschritt zu formulierende und zu lösende Optimierungsproblem ist darauf angewiesen, Leistungen von Energy-Prosumern in entsprechende Ströme umzuwandeln (mehr dazu weiter unten). Diese Umwandlung ist nicht linear und das resultierende Optimierungsproblem ist deshalb auch nicht konvex. Es wird in unserem Fall als sequentielles, lineares Optimierungsproblem formuliert. Hier sind die einzelnen, für sich genommen, linearen Optimierungsprobleme zwar konvex, in der Gesamtheit ist das Problem aber nicht konvex. Ein sequentiell lineares Optimierungsproblem hat die folgenden Form:

$$\begin{aligned} & \text{LOOP UNTIL } \mathbf{x}^{n-1} = \mathbf{x}^n: \\ & \text{minimize } \mathbf{c}(\mathbf{x}^{n-1})^T \mathbf{x}^n \\ & \text{subject to } \mathbf{l}(\mathbf{x}^{n-1}) \leq \mathbf{A}(\mathbf{x}^{n-1}) \mathbf{x}^n \leq \mathbf{u}(\mathbf{x}^{n-1}) \end{aligned}$$

Wobei die folgende Notation gilt:

- $n - 1$  and  $n$  denote the previous and the current iteration step, respectively.
- $\mathbf{c}$  denotes a column vector of cost coefficients  $c_j, j \in [1, \dots, J]$ .
- $\mathbf{x}$  denotes the column vector of variables  $x_j, j \in [1, \dots, J]$ .
- $\mathbf{l}$  denotes a column vector of lower bounds  $l_i, i \in [1, \dots, I]$ .
- $\mathbf{u}$  denotes a column vector of upper bounds  $u_i, i \in [1, \dots, I]$ .
- $\mathbf{A}$  denotes a matrix of constraint coefficients  $A_{i,j}, i \in [1, \dots, I], j \in [1, \dots, J]$ .

### 5.13.5 Formulierung des Optimierungsproblems

Das Formulieren des Optimierungsproblems kann auf die verschiedenen Topologie-Komponenten, Knoten, Kanten und Energy-Prosumer aufgeteilt werden. Im Folgenden werden die verschiedenen Beiträge, i.e. Gleichungen, Ungleichungen und Kostenterme, zum Optimierungsproblem aufgeführt, wobei die Beiträge nach Topologie-Komponenten geordnet sind. Es wird zusätzlich angegeben, ob es sich um einen obligatorischen oder optionalen und ob es sich um einen linearen oder nicht-linearen Beitrag handelt. Als linearer Beitrag gilt, was linear oder konvex ist, denn konvexe Beiträge werden mit mehreren linearen Ungleichungen angenähert, wie etwa im Falle der Leistungsbetragsbeschränkung des BESS Energy Prosumers. Nicht lineare Beiträge, wie im Falle des Basic Energy Prosumers, sind diejenigen Beiträge, deren Nichtlinearität nur Dank der sequentiellen linearen Formulierung berücksichtigt werden kann. «Obligatorisch» und «optional» bezeichnet hier diejenigen Beiträge, welche zwingend in die Formulierung des Optimierungsproblems einfließen müssen beziehungsweise diejenigen, welche optional hinzugefügt werden. Kostenbeiträge welche mit den Netzgleichungen zusammenhängen sind beispielsweise obligatorisch, Kostenbeiträge sind typischerweise optional.

#### Knoten

*Strombilanz pro Knoten = 0 (Vertex Current Balance) (obligatorisch, lineare Randbedingung)*

Für jeden Knoten wird für jede Phase eine Gleichung formuliert, so dass die Summe aller Ströme über alle am Knoten angehängten Kanten und Energy Prosumer gleich Null ist.

*Spannung am Slackknoten ist vorgegeben (Vertex Voltage Fixation) (obligatorisch, lineare Randbedingung)*

Für den Slack-Knoten, welcher zum «Superordinate Grid» gehört, wird für jede Phase die Spannung auf den vom State Estimator ermittelten Wert fixiert.

*Knotenspannungsabweichung (Vertex Voltage Magnitude Deviation) (optional, nicht linearer Kosten-term)*

Für ausgewählte Knoten wird für jede Phase ein Betrag der Spannung, welcher ausserhalb eines definierten Toleranzbandes liegt, bestraft.

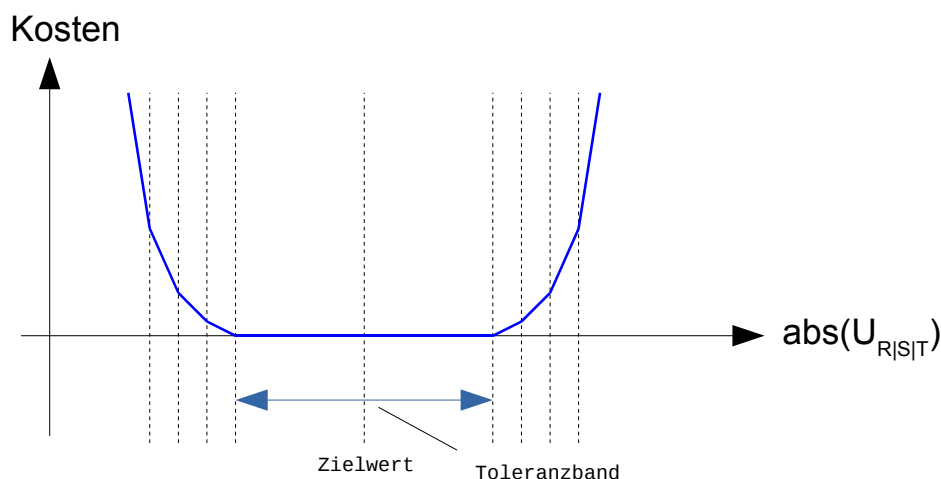


Fig. 57: Kostenfunktion für "VertexVoltageMagnitudeDeviation"

## Kante

*Strom-Spannungsgleichung pro Kante (Edge Current Balance) (obligatorisch, lineare Randbedingung)*  
Für jedes Kanten-Knoten-Interface und jede Phase wird entsprechend dem Leitungsmodell eine Gleichung bezüglich Strom und Spannung formuliert.

*Strommaximum pro Kante (Edge Congestion) (optional, nichtlinearer Kostenterm)*  
Für ausgewählte Leitungen wird für jede Phase das Überschreiten des reellen Stroms von einem Grenzwert bestraft.

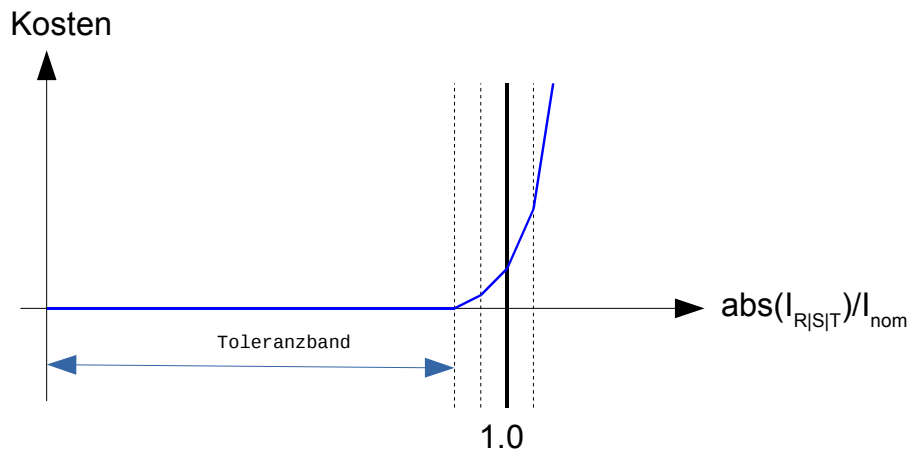


Fig. 58: Kostenfunktion: "EdgeCongestion". Bestraft wird der Absolutwert des Stroms jeder Phase, sofern dieser einen Toleranzwert überschreitet.

## Energy Prosumer

*Basic Energy Prosumer (obligatorisch, nicht linear)*

Diejenigen Eigenschaften, welche auf alle Prosumertypen zutreffen, werden im „BasicEnergyProsumer“ zusammengefasst. Für jeden Energy Prosumer und jede Phase wird die Umwandlungsgleichung bezüglich Energy Prosumer Leistung und Strom und der Spannung des dazugehörigen Knotens formuliert.

*Generic Energy Prosumer (obligatorisch, linear)*

Typischerweise sind dies Haushalte oder Betriebe, welche keine regelbaren Prosumer aufweisen. Für jeden Generic Energy Prosumer wird für jede Phase die Leistung auf den vom State Estimator gemessenen Wert fixiert. Das Fixieren der Leistung stellt eine Vereinfachung des allgemeinen Prosumermodells dar. Neben einer Modellierung der Prosumer als Lasten/Erzeuger mit konstanter Leistung ist auch eine Modellierung mit konstanter Impedanz oder konstantem Strom denkbar.

*Übergeordnetes Netz (Subordinate Grid Energy Prosumer) (obligatorisch, linear)*

Für jedes unterliegende Teilnetz, welches in der Topologie vereinfacht vorliegt, wird für jede Phase die Leistung auf den vom State Estimator geschätzten Wert fixiert.

*PV-Anlagen als Prosumer (Photovoltaic Array Energy Prosumer) (obligatorisch, linear)*

Für jeden «Photovoltaic Array Energy Prosumer» und jede Phase wird die Wirkleistung entsprechend einer Messung einer Referenz-Photovoltaik-Anlage beschränkt. Die Referenz-Photovoltaik-Anlage wird als nicht steuerbarer «Generic Prosumer» behandelt und liefert dadurch Informationen über die aktuelle Sonneneinstrahlung.

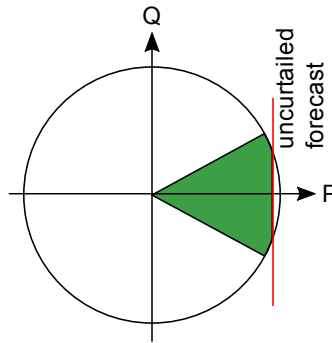


Fig. 59: Flexibilität einer regelbaren PV-Anlage, dargestellt in Wirkleistung ( $P$ ) und Blindleistung ( $Q$ ). Grün markiert ist der vom Optimizer nutzbare Bereich. Die rote Linie markiert die pro Zeitpunkt mögliche maximale Ausbeute entsprechend der aktuellen Sonneneinstrahlung. Dieser Maximalwert wird anhand einer Referenz-PV-Anlage für jeden Optimierungszeitpunkt ermittelt.

Zudem wird für jeden «Photovoltaic Array Energy Prosumer» und jede Phase die Leistung entsprechend der maximalen Leistungskapazität der Anlage beschränkt.

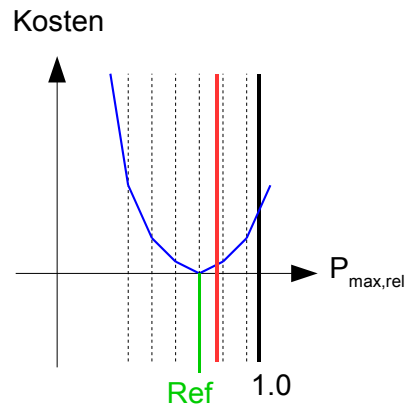


Fig. 60: Kostenfunktionsanteil für die Wirkleistungsbegrenzung von PV-Anlagen. Die Funktion hat ihr Minimum bei der aufgrund der Referenzmessung zu erwartenden Wirkleistungs-Ausbeute. Die rote Linie markiert eine Maximalwert-Randbedingung, welche verhindern soll, dass der Optimierer mehr Wirkleistung von der Anlage fordert, als sie bei gegebener Sonneneinstrahlung liefern kann.

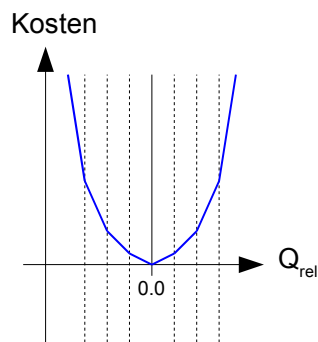


Fig. 61: Kostenfunktionsanteil durch Blindleistung einer PV-Anlage. Das kostenmässige «Bestrafen» von Blindleistungsbezug oder -abgabe wird nur sehr schwach im Vergleich mit den anderen Kostenfunktionsanteilen der Gesamtkostenfunktion gewichtet.

Die diskreten Steuersignale eines «Photovoltaic Array Energy Prosumers» in der komplexen Leistungsebene ( $P$  und  $Q$ ) sind in der folgend Graphik illustriert.

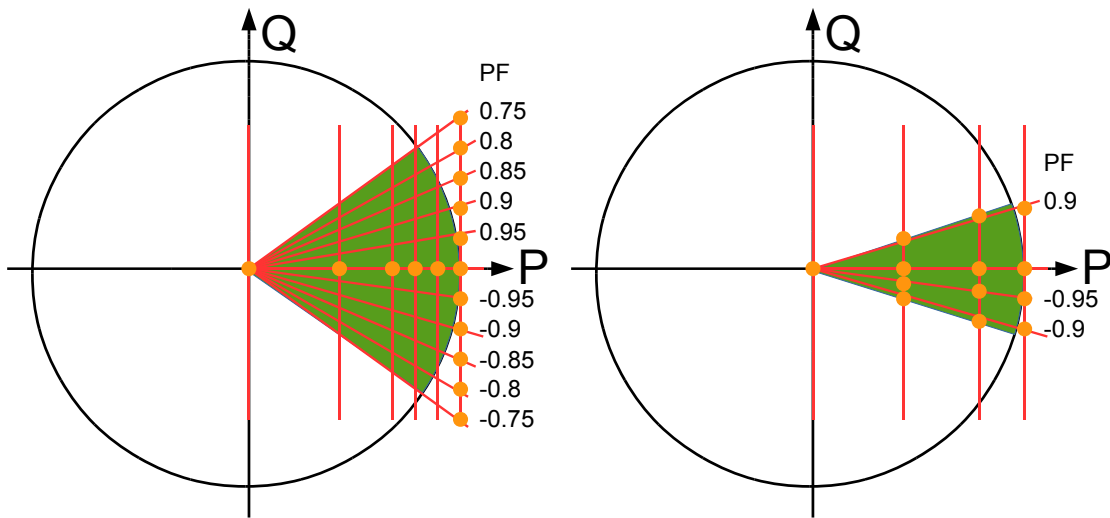


Fig. 62: Mögliche Konfigurationen der fixen Stellwerte der PV Inverter. Mittels 4 Relais können pro PV-Wechselrichter bzw. PV-Anlage 16 Zustände codiert werden. Je nach Wechselrichtertyp können diese frei gewählt werden oder es stehen jeweils 4 Stellwerte für Wirkleistungsbegrenzung und 4 Zustände für den Verschiebungsfaktor zur Verfügung.

#### Boiler Energy Prosumer (obligatorisch, linear)

Für jeden «Boiler Energy Prosumer» wird ein interner Ladezustand modelliert und nachgeführt. Für den Warmwasserverbrauch kommt ein simples, lineares Modell zum Einsatz, welches als (ungenaue) Annäherung einen gleichmässigen Verbrauch über 24h annimmt. Es wird also angenommen, dass der interne Ladezustand kontinuierlich sinkt, ausser der Boiler wird eingeschaltet, um Leistung zu beziehen. Beim Einschalten steigt der Boiler-Ladezustand gemäss der über Zeit bezogenen Wirkleistung.

Die Leistung des Boilers ist auf allen Phasen entsprechend seiner Leistungskapazität beschränkt. Falls der Ladezustand des Boilers sein Maximum erreicht hat, wird die Leistung des Boilers auf allen Phasen auf null fixiert. Das heisst, dass bei einem (gemäss Modell) vollgeladenen Boiler erst eine gewisse Zeit verstreichen muss, damit der Ladezustand sinkt und der Optimizer wieder die Freiheit erhält, mit dem Boiler Leistung aus dem Netz zu beziehen.

Um die Boiler möglichst oft und möglichst flexibel einsetzen zu können, wird zudem per Kostenfunktion ein Ladestand von 50% angestrebt. Abweichungen von diesen 50% werden bestraft: Je voller der Ladezustand, desto exponentiell teurer ist das Einschalten, rsp. das Einschaltenlassen des Boilers. Umgekehrt wird das Ausschalten oder Ausgeschaltenlassen des Boilers exponentiell bestraft, falls der Ladezustand unter 50% liegt.

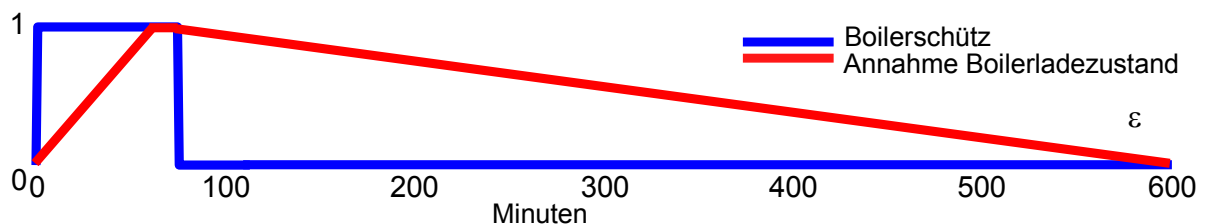


Fig. 63: Lineare Modellierung des Ladezustandes von Boilern.

### Bess Energy Prosumer (obligatorisch, linear)

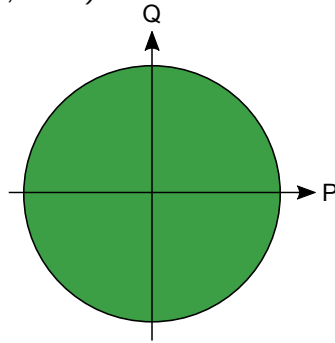


Fig. 64 Zulässiger Stellwertbereich eines BESS. Begrenzend ist der Betrag der Scheinleistung.

Für jeden «BESS Energy Prosumer» ist für jede Phase der Leistungsbetrag entsprechend der Leistungskapazität des BESS beschränkt. Da in diesem Projekt noch keine vorausschauende Optimierung verwendet wird, wird die Kostenfunktion für den BESS so gewählt, dass zu jedem Zeitpunkt ein Ladezustand von 50% angestrebt wird. Zudem wird das Einspeisen von Wirkleistung exponentiell teurer, je mehr sich die Batterie entleert und das Laden exponentiell teurer, je voller die Batterie ist.

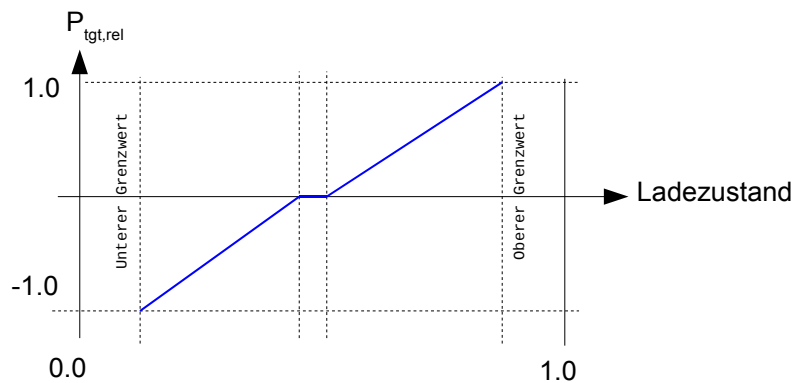


Fig. 65: Zielwert für die Momentan-Wirkleistung eines BESS, um einen mittleren Ladezustand anzustreben. Je näher der Ladezustand an seine zulässigen Grenzen kommt, desto höher die Leistungsempfehlung, um wieder in die Mitte zu gelangen. Der Optimierer darf von dieser Leistungsempfehlung abweichen, eine Abweichung wird aber quadratisch bestraft.

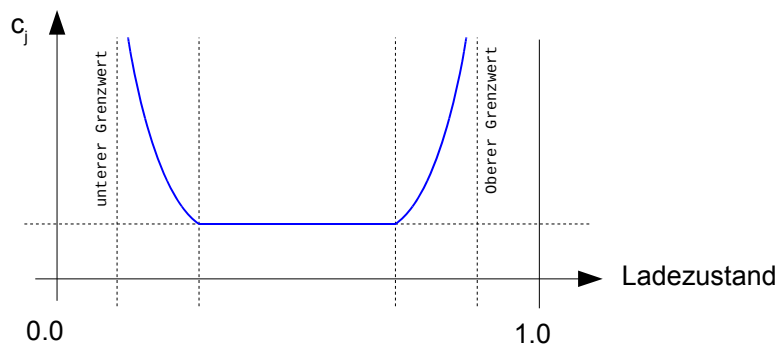


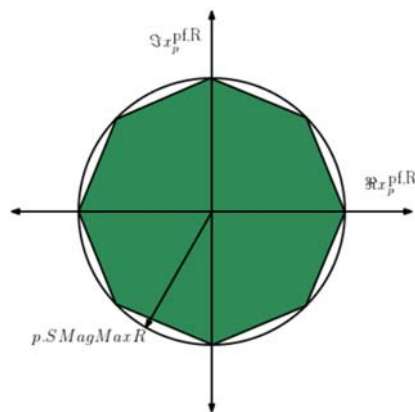
Fig. 66: Die Gewichtung der Kostenfunktion eines BESS ändert sich in Abhängigkeit des Ladezustandes. Dies soll sicherstellen, dass der BESS Kostenterm garantiert dominant wird, wenn die Grenzwerte nahezu erreicht werden. D.h. wenn der BESS Ladezustand fast leer ist, darf fast keine Leistung mehr aus dem BESS bezogen werden. Wenn der BESS Ladezustand fast voll ist, darf fast keine Leistung mehr in den BESS einspeist werden.

#### Superordinate Energy Prosumer (optional, linear)

Im Netz kann es nur einen Superordinate Grid Prosumer geben, welcher gemeinhin als Slack bezeichnet wird. Für den «Superordinate Energy Prosumer» kann für jede Phase die Leistungsabweichung von Null bestraft werden, was einer «regionalen Eigenverbrauchsmaximierung» entspricht, d.h. minimaler Leistungszu- und -abfluss.

### 5.13.6 Linearisierung von konvexen Ungleichungen

Beim BESS Energy Prosumer ist der Leistungsbetrag des BESS entsprechend seiner Leistungskapazität beschränkt. Dies resultiert in einem kreisförmig-konvexen, zulässigen Bereich in der komplexen Leistungsebene. Der konvexe Bereich kann mit mehreren linearen Ungleichungen (konservativ) angenähert werden, was im Folgenden illustriert ist.



### 5.13.7 Reglerlatenz und Stabilitätsbetrachtungen

Im GridBox Pilotnetz kommt ein regionaler Optimierer zum Einsatz. Dies setzt u.a. eine Datenkommunikation mit kurzer Latenz voraus (Siehe GridNet Protokoll S. 21). Zur Latenz der Datenkommunikation kommt die Rechenzeit der Algorithmik hinzu, welche daher ebenfalls so kurz wie nötig gehalten werden sollte.

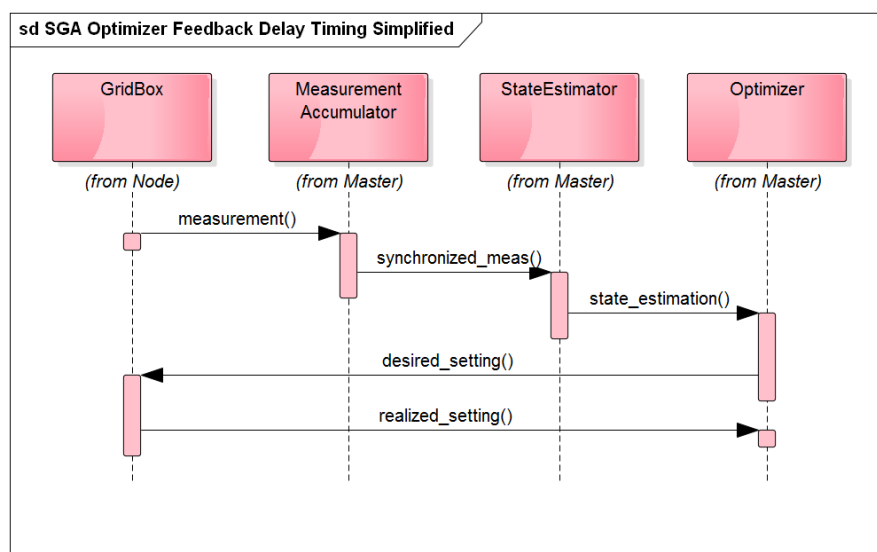


Fig. 67: Interaktion von GridBox Komponenten im Reglerkreis. Die von den GridBoxen im Sekundentakt verschickten Daten müssen im Master synchronisiert werden. Der State Estimator benötigt für die Berechnungen aktuell annähernd eine Sekunde, gefolgt vom Optimierer, dessen Rechenzeit stark von der Konfiguration abhängig ist.

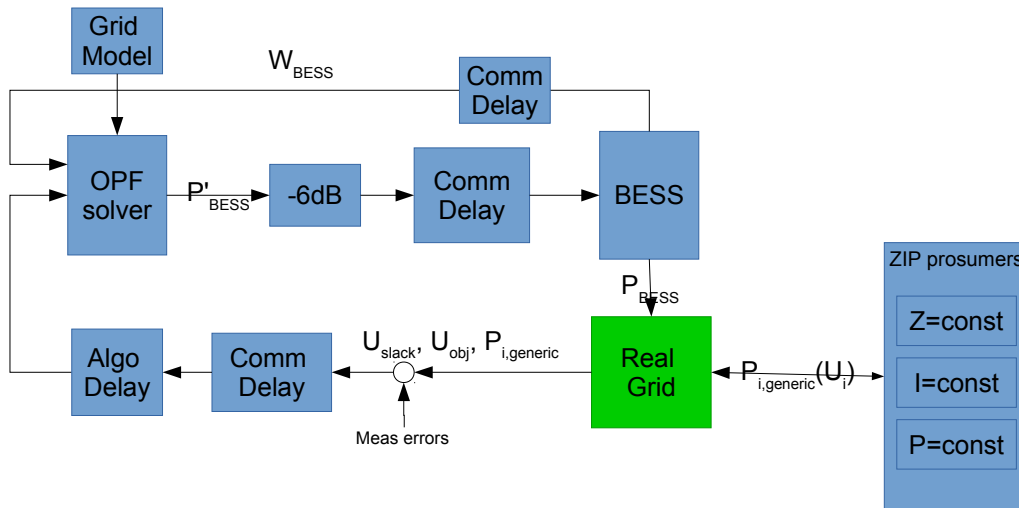


Fig. 68: Regelkreis des GridBox-Optimierers am Beispiel der BESS-Regelung. Der Optimizer (OPF Solver) gilt in der Theorie als Feedforward-Regler. Diese Annahme wäre genau dann zulässig, wenn sein Modell absolut korrekt und der Netzzustand zwischen zwei Iterationen statisch wäre. Da dies in der Realität nie der Fall ist, muss die Feedbackstabilität sichergestellt werden. Es hat sich gezeigt, dass ein Dämpfungsglied am Ausgang des Optimierers nötig ist.

## 5.14 Master Recorder

### 5.14.1 Einleitung

Der Austausch von Messungen, insbesondere zwischen verschiedenen SGAs, findet ausschliesslich über das sogenannte «Redis Repository» statt. Jede Messung, die in dieses Repository geschrieben wird, ist mit einer «time-to-live» versehen und wird entfernt, sobald die «time-to-live» abgelaufen ist. Typischerweise liegt die time-to-live in der Grössenordnung von Minuten. Die Aufgabe des Master Recorders ist es nun, alle Messungen, die als zeitlich begrenzt verfügbare Daten ins Repository geschrieben wurden, in einem Archiv zu persistieren. Damit wird ein umfangreiches Daten-Archiv über alle jemals produzierten Messungen bereitgestellt, welches für a posteriori Data Mining und Analysis verwendet werden kann.

### 5.14.2 Durchsatz

Für das BKW Pilotnetz wurden durch den Master Recorder 1.6.2015 bis zum 1.3.2016 ca. 1.2 TB aus dem Redis Repository ins Archiv gespeichert. Beim ewz Pilotnetz sind es ca 1.6 TB.

## 5.15 Projektverlauf

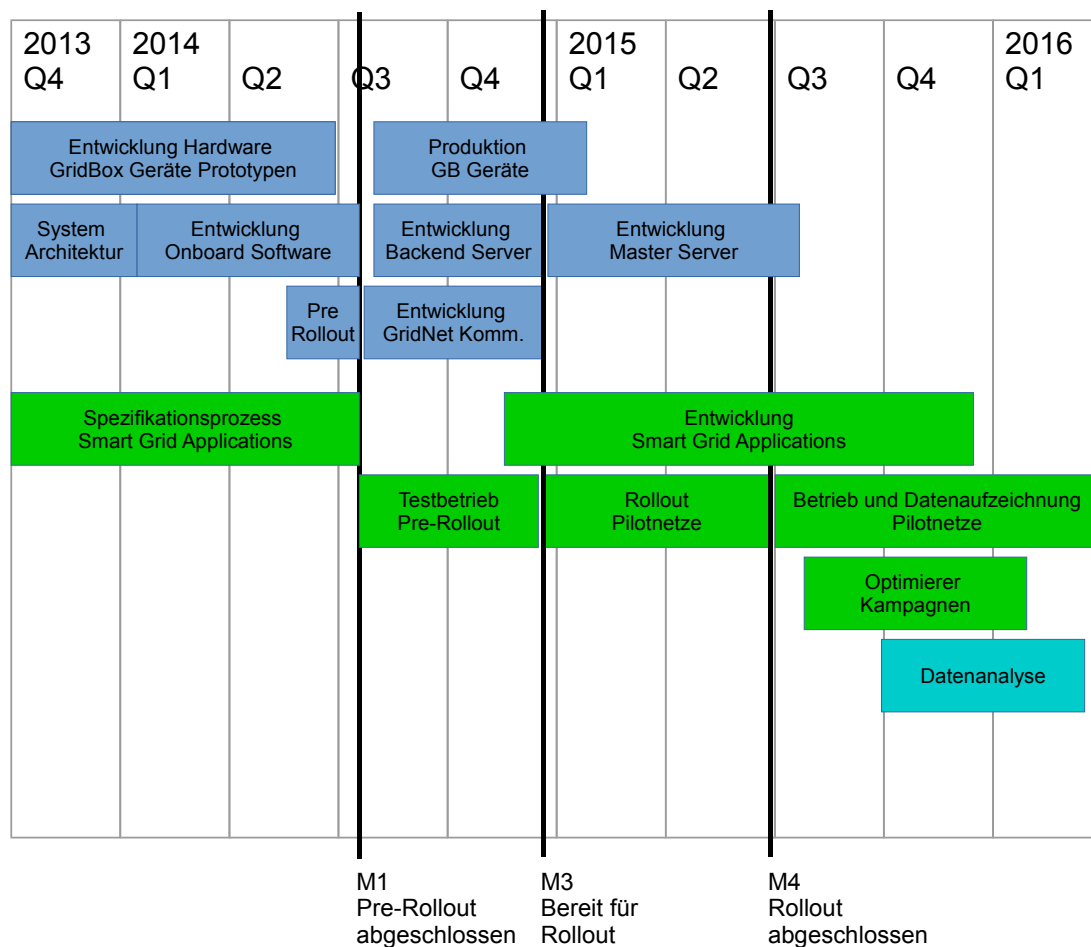


Fig. 69: Projektverlauf

Zu Beginn des Projektes wurde entschieden, dass möglichst früh GridBox-Prototypen im realen Netz installiert werden sollen. So wurde M1 (Milestone 1) definiert (Siehe Fig. 69). Ziel war es, grosse Projektrisiken zu entschärfen. Bei dieser Gelegenheit sollten Erfahrungen mit Installierbarkeit der Geräte, Datenkommunikation wie auch Messgenauigkeit im realen Umfeld gesammelt werden. Dieses Vorgehen hat sich bewährt, denn wichtige Erkenntnisse konnten in die Entwicklung der zweiten Geräteversion und der Kommunikationslösung einfließen. Die installierten Prototypen wurden über mehrere Monate betrieben, bis der eigentliche Rollout startete. Messwerte konnten in dieser Zeit zentral über ein Webinterface abgerufen und dargestellt werden.

Ebenfalls zu M1 war die Spezifikation der «Smart Grid Applications» fällig. Im Rahmen monatlicher Workshops mit Teilnahme aller Partner wurden Anwendungsfälle wie Netzmonitoring, Lastflussoptimierung, Spannungsqualität definiert und festgehalten.

Für den eigentlichen Rollout ab M3 musste die Produktion und Inbetriebnahme von etwa 170 GridBoxen durchgeführt werden. Gleichzeitig wurde das Kommunikationsprotokoll „GridNet“ entwickelt, welches genau auf diesen Anwendungsfall zugeschnitten ist.

Der Rollout der Geräte nach M3 lief wegen Schwierigkeiten beim Kalibrieren der Serie etwas langsamer an als geplant und auch die Installationen konnten nicht wie geplant innerhalb eines Monats durchgeführt werden. Zeitaufwändig waren insbesondere die Prosumer-Schnittstellen, weil oft Experten von den diversen Herstellerfirmen vor Ort gefragt waren.

In dieser Zeit wurden verschiedene Ansätze für die Datenarchivierung diskutiert. Aus Budgetgründen wurde eine einfache Dateiablage im sogenannten [Avro](#) Format realisiert, welche zu einem späteren Zeitpunkt in mächtige Datenbanken importiert werden kann. Es ist geplant, bis Juni 2016 sämtliche Messdaten kontinuierlich aufzuzeichnen, so dass insgesamt ein ganzes Jahr vorliegt.

Die Entwicklung der „Smart Grid Applications“ begann mit dem Cockpit und dem State Estimator. Diese zwei Applikationen erlauben ein weitgehendes Monitoring des Netzes und eine Visualisierung des Netzzustandes in „Echtzeit“. Der Optimierer wurde parallel entwickelt und wurde in sog. Kampagnen im Q4 2015 getestet.

Die Datenanalyse begann mit dem Rollout und konzentrierte sich zuerst auf die Validierung der Messwerte, dann auf die Qualität der Zustandsschätzung des State Estimators. Die Optimizer Kampagnen wurden direkt während deren Durchführung ausgewertet.

## 6 Ergebnisse

### 6.1 Qualität der Datenkommunikation

Dieses Kapitel beinhaltet eine Übersicht über die Leistung der verschiedenen Kommunikationstechnologien, die im GridBox Pilotprojekt eingesetzt wurden.

#### 6.1.1 Übersicht

**Tabelle 4:** Übersicht über die verschiedenen im GridBox Pilotprojekt eingesetzten Kommunikationstechnologien mit einer Bewertung verschiedener Kriterien.

| Technologie | Latenz   | Bandbreite | Paketverluste | Zuverlässigkeit |
|-------------|----------|------------|---------------|-----------------|
| Glasfaser   | sehr gut | sehr gut   | sehr tief     | sehr gut        |
| Powerline   | mittel   | mittel     | Hoch          | mittel          |
| Mobile 3G+  | gut      | mittel     | Tief          | mittel          |
| Mobile 2G   | gut      | schlecht   | Tief          | schlecht        |

#### 6.1.2 Glasfaser

Für die Kommunikation im GridBox Pilotprojekt ist Glasfaser die ideale Kommunikationstechnologie, da sie sehr tiefe Latenzen, eine hohe Bandbreite und Zuverlässigkeit bietet und kaum Paketverluste aufweist (siehe Fig. 70).

Leider war Glasfaser zur Zeit der Installation der GridBox Pilotnetze nur in urbanen Gebieten verfügbar.

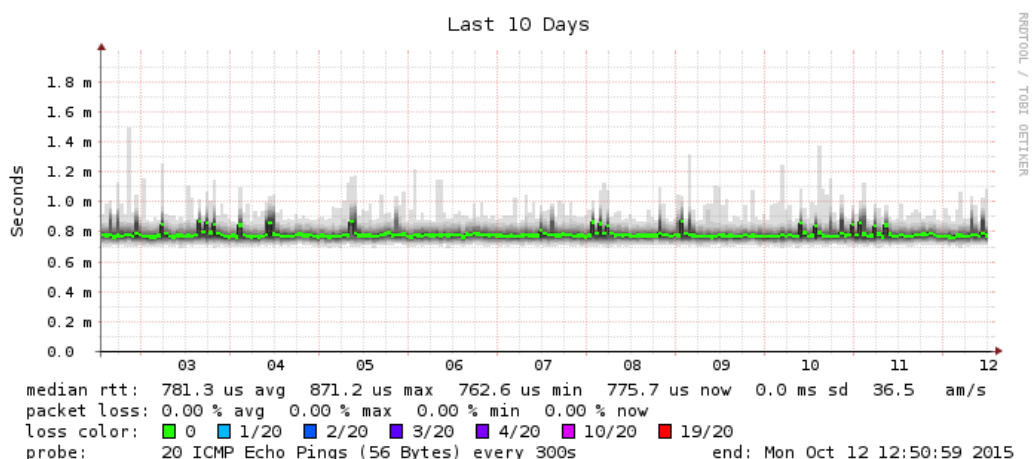


Fig. 70: Latenzen (in Millisekunden) und Paketverluste eines GridBox-Nodes im ewz Pilotnetz, welche über Glasfaser angebunden ist. Die Latenz schwankt leicht um 0.8 ms.

Erst wenn die gesamte Bandbreite auf dem Kommunikationskanal die zur Verfügung stehende Kapazität überschreitet (im Fall des GridBox Pilotnetz bei ewz 1 MBit/s), verschlechtert sich die Latenz und einige Pakete können verloren gehen (siehe Fig. 71). Dieses Verhalten ist jedoch zu erwarten und auch kein Problem, da die zur Verfügung stehende Kapazität bei Glasfaser gut erhöht werden kann.

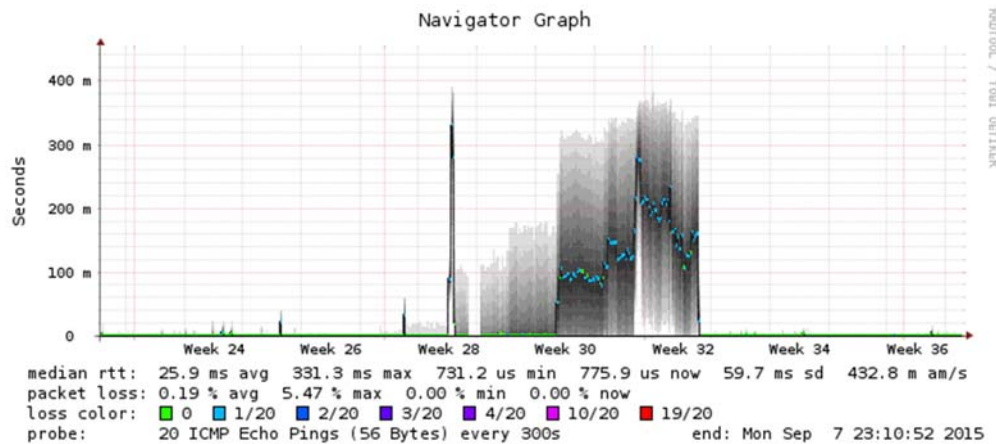


Fig. 71: Latenzen (in Millisekunden) und Paketverluste eines GridBox-Nodes im ewz Pilotnetz, welche über Glasfaser angebunden ist. Die Latenz steigt signifikant, wenn die zur Verfügung stehende Kapazität überschritten wird. Der Paketverlust verschlechtert sich dabei jedoch nur minimal.

### 6.1.3 Powerline

Die Kommunikation über Boadband Powerline (genauer gesagt PPC Broadband Powerline) würde sich für ein Smartgrid Projekt wie das GridBox Pilotprojekt eigentlich gut eignen, weil die für die Kommunikation benötigte Infrastruktur bereits Eigentum des Netzbetreibers ist. Zudem ist die Infrastruktur praktisch überall verfügbar. Broadband Powerline ist nicht zu verwechseln mit G3-PLC. G3-PLC bietet im Vergleich zu BPL nur eine sehr bescheidene Bandbreite. In diesem Dokument wird der Begriff Powerline synonym für Broadband Powerline verwendet.

Jedoch gab es am Anfang im ewz Pilotnetz grosse Probleme (siehe Fig. 72). Dabei ging die gesamte Kommunikation alle 1-2 Minuten verloren, weil die Powerline Modems ständig neustarteten.

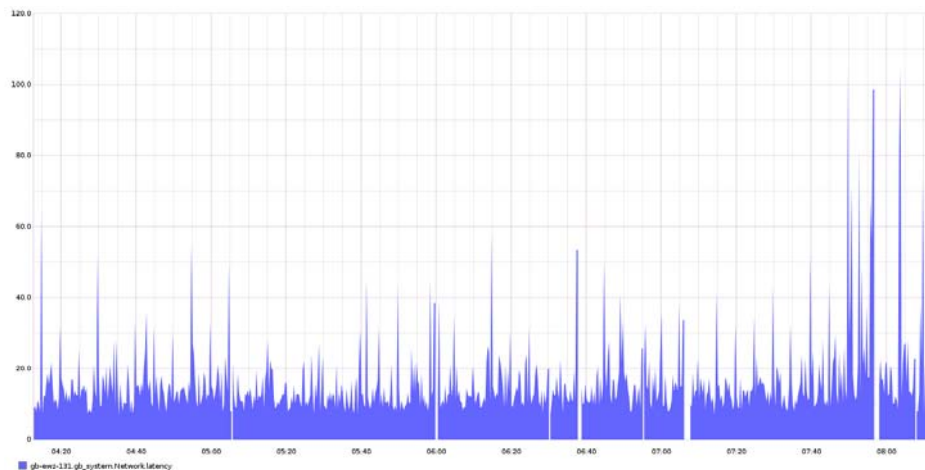


Fig. 72: Latenzen (in Millisekunden) eines GridBox-Nodes im ewz Pilotnetz, welche über Powerline angebunden ist. Die Latenz ist starken Schwankungen unterworfen, weil die Powerline Modems ständig neustarten.

Während dem Pilotprojekt wurden die Modems jedoch mit verbesserter Firmware ausgestattet, welche dieses Problem behoben haben.

Die Qualität der Kommunikation hängt jedoch stark davon ab, wo ein GridBox-Node installiert ist und wie stark die Signalstärke des Modems ist. Bei einer „guten“ Installation (siehe Fig. 73) bewegt sich die Netzwerk-Latenz im Bereich von 10-20 ms mit sehr wenigen Paketverlusten.

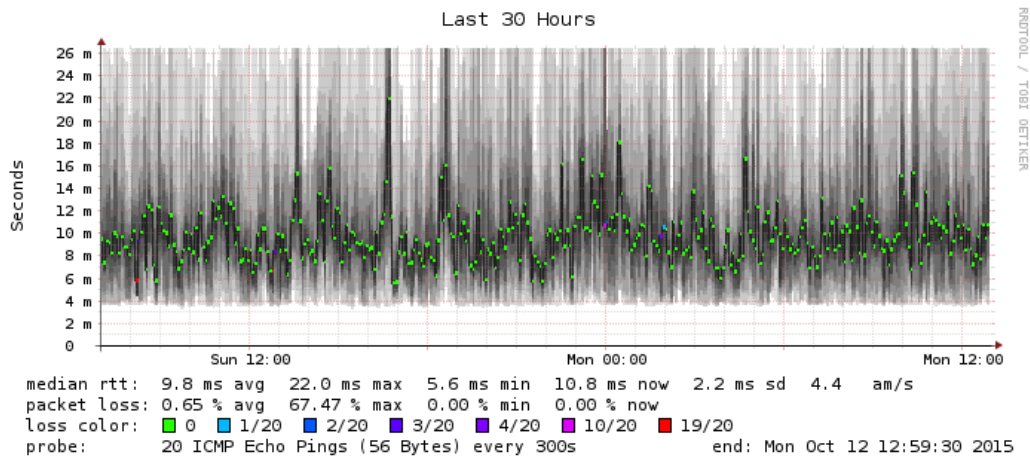


Fig. 73: Latenzen (in Millisekunden) und Paketverluste eines GridBox-Nodes im ewz Pilotnetz, welche über Powerline angebunden ist. Da es sich um eine „gute“ Installation handelt, ist die Latenz sehr tief und es gibt nur sehr wenig Paketverluste.

Bei einer „schlechten“ Installation (siehe Fig. 74) kann es jedoch zu extrem vielen Paketverlusten kommen. Die Latenz ist bei solchen Installation generell auch schlechter, sie ist mit ~120 ms jedoch brauchbar. Die extrem vielen Paketverluste führen bei traditionellen Kommunikationsprotokollen wie TCP zu grossen Problemen. GridNet ist jedoch extra für diese Bedingungen entwickelt und optimiert und kann dementsprechend damit umgehen.

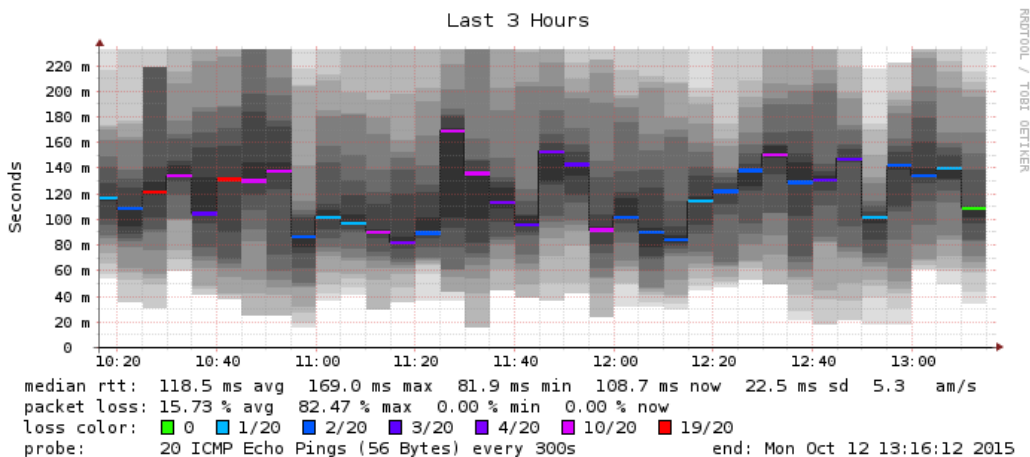


Fig. 74: Latenzen (in Millisekunden) und Paketverluste eines GridBox-Nodes im ewz Pilotnetz, welche über Powerline angebunden ist. Da es sich um eine „schlechte“ Installation handelt, sind die Latenz etwas und die Paketverluste massiv höher.

Die meisten GridBox-Nodes, die über Powerline kommunizieren befinden sich irgendwo in der Mitte der beschriebenen Szenarien mit einer Latenz von ~90 ms und ~5% Paketverlusten (siehe Fig. 75).

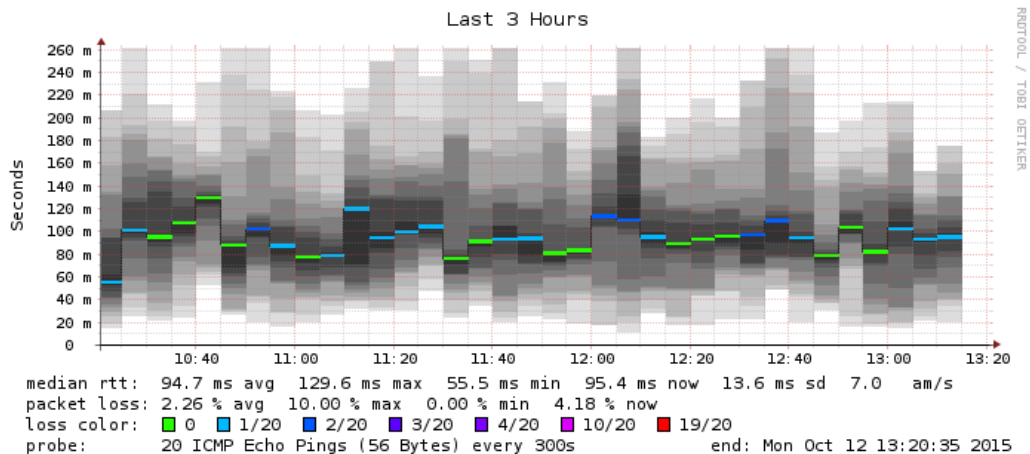


Fig. 75: Latenzen (in Millisekunden) und Paketverluste eines typischen GridBox-Nodes im ewz Pilotnetz, welche über Powerline angebunden ist. Die Latenz befindet sich in einem angemessenen Bereich und es kommt zu wenigen Paketverlusten.

Die Latenz und die Anzahl verlorener Pakete steigt mit steigender Datenrate (siehe Fig. 76), was dazu geführt hat, dass zusätzliche Daten wie Harmonische nicht verschickt werden konnten, da dies einen starken negativen Einfluss auf den Versand der wichtigen Daten hatte.

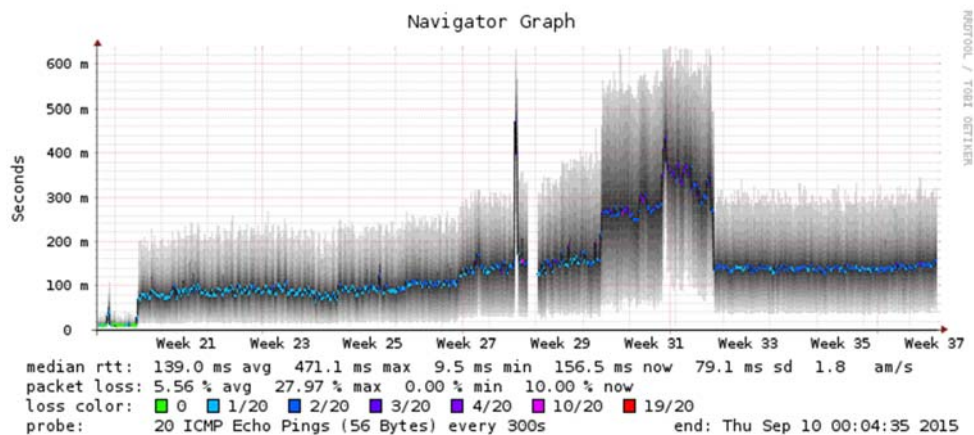


Fig. 76: Latenzen (in Millisekunden) und Paketverluste eines GridBox-Nodes im ewz Pilotnetz, welche über Powerline angebunden ist. Je mehr Harmonische verschickt werden, desto schlechter werden die Latenz und Paketverluste.

## 6.1.4 Mobile 3G+

Die Kommunikation über das 3G+ (UMTS / LTE) Mobilfunk-Netz ist besonders für Installationen attraktiv, bei denen weder Glasfaser noch Powerline in Frage kommen. Solange die Basisstation genügend Kapazität zur Verfügung hat, ist die Latenz sehr gut und stabil und es gibt keine Paketverluste, sogar, wenn zusätzlich Harmonische verschickt werden (siehe Fig. 77).

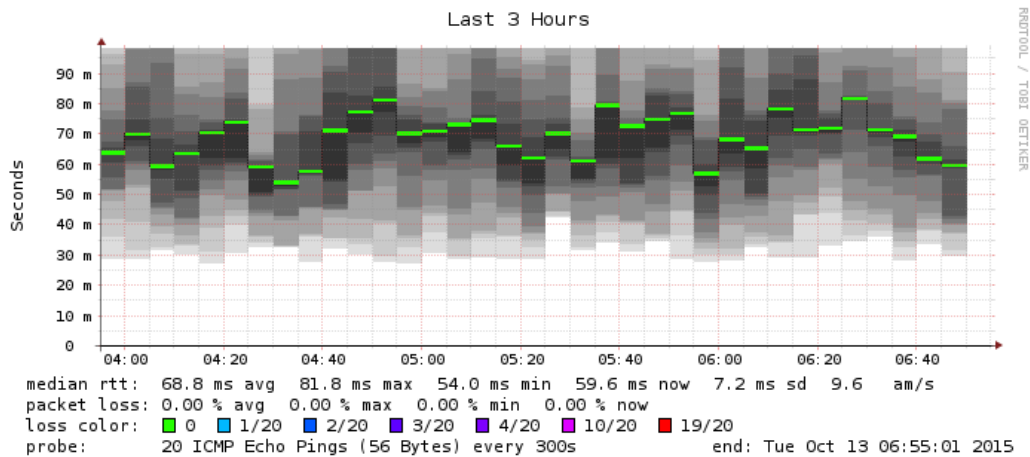


Fig. 77: Latenzen (in Millisekunden) und Paketverluste eines typischen GridBox-Nodes im ewz Pilotnetz, welche über 3G angebunden ist. Die Latenz und Paketverluste sind sehr gut, obwohl alle Harmonischen versendet werden.

In Mobilnetz-Zellen mit wenig Kapazität (z.B. auf dem Land) und/oder mit sehr vielen anderen Teilnehmern kann es jedoch zu Überlastungen kommen (siehe Fig. 78), was zu erhöhter Latenz und manchmal auch zu Paketverlusten führt. In Zellen, die stark von „normalen“ Mobilfunk-Teilnehmern verwendet werden, kommt es am Mittag, Abend und Wochenende oft zu Überlastungen. Zudem haben die installierten GridBox-Nodes, die konstant über UMTS kommunizieren, auch einen negativen Einfluss auf die Qualität der Kommunikation der normalen Teilnehmer, da GridBox-Nodes die „schnellen“ UMTS Upload Kanäle (EULs mit HSPA+) blockieren und nicht mehr freigeben. Sind zu viele GridBox-Nodes in derselben Zelle installiert, behindern sich diese gegenseitig und vor allem auch die übrigen Teilnehmer.

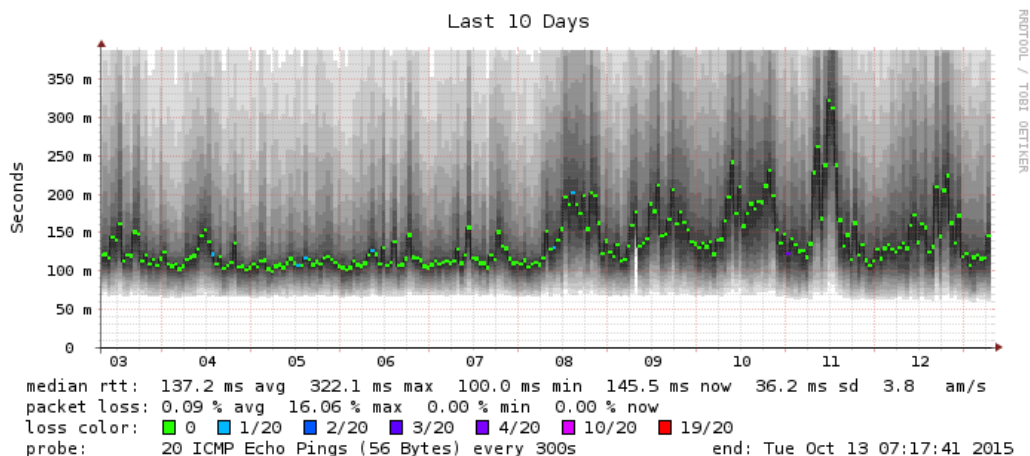


Fig. 78: Latenzen (in Millisekunden) und Paketverluste eines GridBox-Nodes im BKW Pilotnetz, welche über 3G angebunden ist. Da die verfügbare Bandbreite stark beschränkt ist, schwankt die Latenz stark. Besonders am Wochenende (10. und 11.) steigt die Latenz, weil die Netznutzung besonders hoch ist.

Beobachtungen von GridBox-Nodes haben gezeigt, dass die verfügbare Bandbreite einer Zelle stark überlastet sein muss, damit es zu Paketverlusten kommt, da das UMTS Modem wahrscheinlich anfängt, die Daten zu puffern und diese gar nicht mehr ins Mobilnetz schicken kann. Dies führt jedoch auch dazu, dass es mehrere Sekunden dauert, bis die Netzwerk-Implementation auf dem GridBox-Node merkt, dass das Netz überlastet ist und entsprechend reagieren kann. Aus diesem Grund musste die SCTP Implementation dahingehend angepasst werden, dass Pakete verworfen werden, sobald die Latenz stark ansteigt. Dadurch kann das Problem früher entschärft werden und das Netz kann sich besser erholen.

Die empfangende Signalstärke (und damit die Distanz zur Antenne / Basisstation) scheint keinen grossen Einfluss auf die Qualität des Kommunikationskanals zu haben. Die Signalstärken der bei BKW installierten GridBox-Nodes variieren zwischen -69 und 107 dBm. GridBox-Nodes mit sehr schwacher Signalstärke (siehe Fig. 79) haben etwas höhere Paketverluste und sind etwas anfälliger bei Überlastungen.

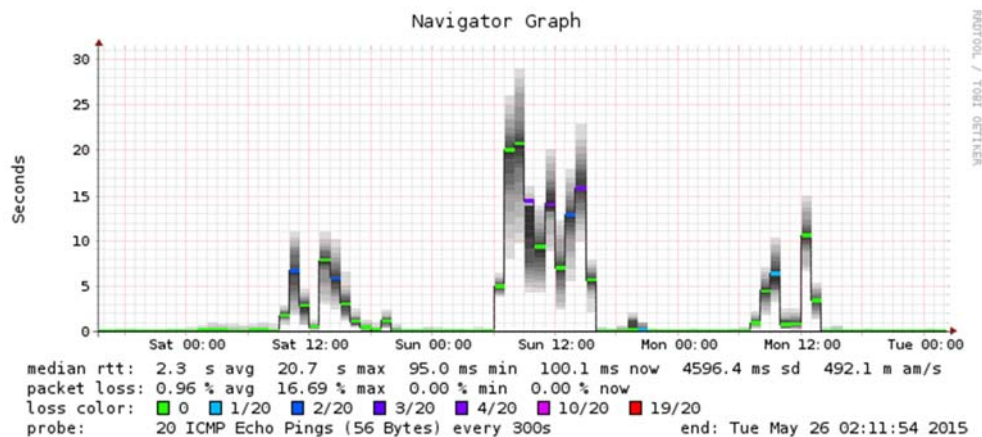


Fig. 79: Latenzen (in Sekunden) und Paketverluste eines GridBox-Nodes im BKW Pilotnetz, welche über 3G/2G angebunden ist. Sobald der GridBox-Node nicht mehr über einen schnellen EUL Kanal (HSPA+) kommunizieren kann und auf einen WCDMA-Kanal ausweichen muss, steigt die Latenz stark.

## 6.1.5 Mobile 2G

Das ältere 2G (auch EDGE genannte) Mobilnetz-Netz funktioniert sehr ähnlich wie 3G, ist jedoch langsamer und anfälliger für Überlastungen. Grundsätzlich sind die Latenz und die Paketverlust in Ordnung, steigen jedoch bei einer Überlastung extrem an (siehe Fig. 80). Dabei werden Überlastungen nicht nur durch das GridBox Pilotnetz verursacht, sondern auch von anderen Personen, die das Mobilnetz mitverwenden. Besonders auffällig ist, dass Überlastungen oft am Mittag, Abend und Wochenende auftreten.

Zudem mussten die GridBox-Nodes so konfiguriert werden, dass sie weniger Messdaten (u.a. keine Harmonische) verschicken, um die stark begrenzte Bandbreite nicht dauernd zu überlasten und somit die Situation noch weiter zu verschlimmern.

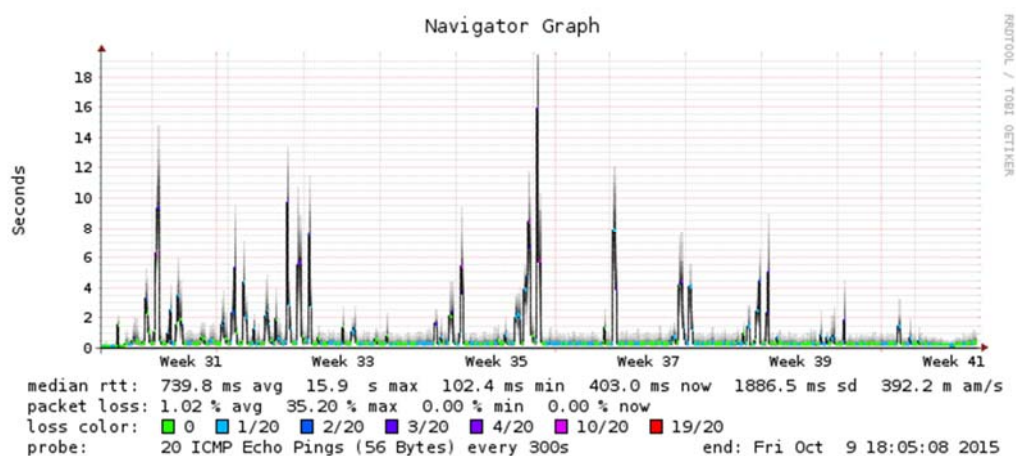


Fig. 80: Latenzen (in Sekunden) und Paketverluste einer GridBox im BKW Pilotnetz, welche über das 2G Mobilnetz angebunden ist. Grundsätzlich ist die Latenz akzeptabel, hat aber es gibt immer wieder starke Ausreisser, welche zu einem kompletten Einbruch der Kommunikation führen.

## 6.2 Validierung der Messgenauigkeit im Labor

Die Messgenauigkeit der GridBox-Geräte wurde im ewz Labor anhand einer einzigen GridBox verifiziert. Als Referenzgerät diente ein Omicron CMC356

Tabelle 5 Resultate der Labormessungen zur Verifikation der Messgenauigkeit der GridBox

|                       | Freq     | Bedingungen              | Messfehler GridBox                | Anforderung              | Messgenauigkeit Omicron |
|-----------------------|----------|--------------------------|-----------------------------------|--------------------------|-------------------------|
| Urms Accuracy         | 50.0Hz   | 230Vrms +-10%            | -0.00439% to -0.0499%             | 0.1%                     | 0.08%                   |
|                       | 50.2Hz   | 230Vrms                  | +0.00434%                         | 0.1%                     | 0.08%                   |
|                       | 51.999Hz | 230Vrms                  | +0.467%                           | none                     | 0.08%                   |
|                       | 60.2Hz   | 230Vrms                  | +1.736%                           | none                     | 0.08%                   |
| Uphasor Accuracy      | 50Hz     | 230Vrms                  | -0.038%                           | 0.1%                     | 0.08%                   |
| Uharm(50Hz) Accuracy  | 50Hz     | 230Vrms                  | -1.259%                           | 5% Unom (class I)        | 0.13%                   |
| Uharm(100Hz) Accuracy | 50Hz     | 230Vrms +46Vrms Harmonic | -1.634%                           | 5% Unom (class I)        | 0.13%                   |
| Uharm(150Hz) Accuracy | 50Hz     | 230Vrms+46Vrms Harmonic  | -0.95%                            | 5% Unom (class I)        | 0.13%                   |
| Urms(2500Hz) Accuracy | 50Hz     | 230Vrms+46Vrms Harmonic  | -12.81%                           | 5% Unom (class I)        | 0.13%                   |
| Strommessung          | 50Hz     | 230Vrms<br>120Arms       | 0.614% std +<br>2.292% gain error | 1% Inom<br>(3.33% Itest) | 0.38%                   |

Die Messgenauigkeit der Strommessung konnte aufgrund des zur Verfügung stehenden Laboraufbaus nicht zuverlässig über den gesamten Messbereich ermittelt werden.

Die Phasengenauigkeit der Synchrophasoren wurde im SCS Labor anhand von zwei GridBoxen evaluiert, welche am selben Ort installiert sind, dasselbe Signal messen, aber je Ihre eignen GPS Antenne haben. Im Feld hat sich aber gezeigt, dass die im Labor erreichte Phasengenauigkeit von  $1.5\text{m}^\circ$  nicht über längere Zeiträume aufrecht erhalten, da bei einem Neustart des Geräts ein Offsetsprung beobachtet werden kann (Fig. 82). Aufgrund der Messresultate im Feld wird somit von einer Phasengenauigkeit von  $0.02^\circ$  ausgegangen.

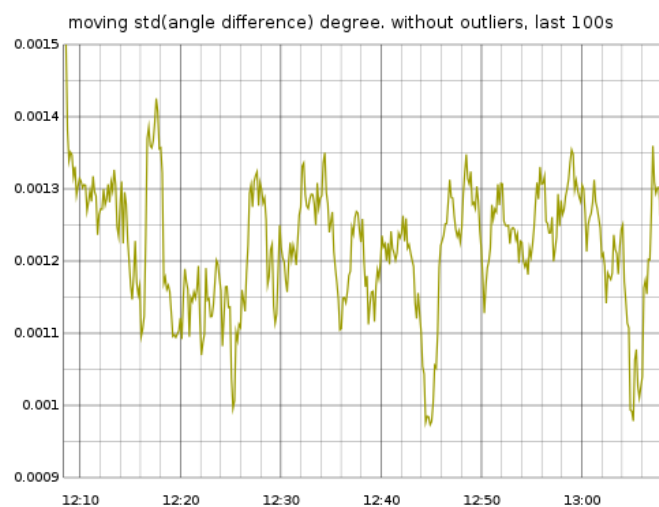


Fig. 81 Messung der Phasengenauigkeit anhand zweier GridBoxen im SCS Labor

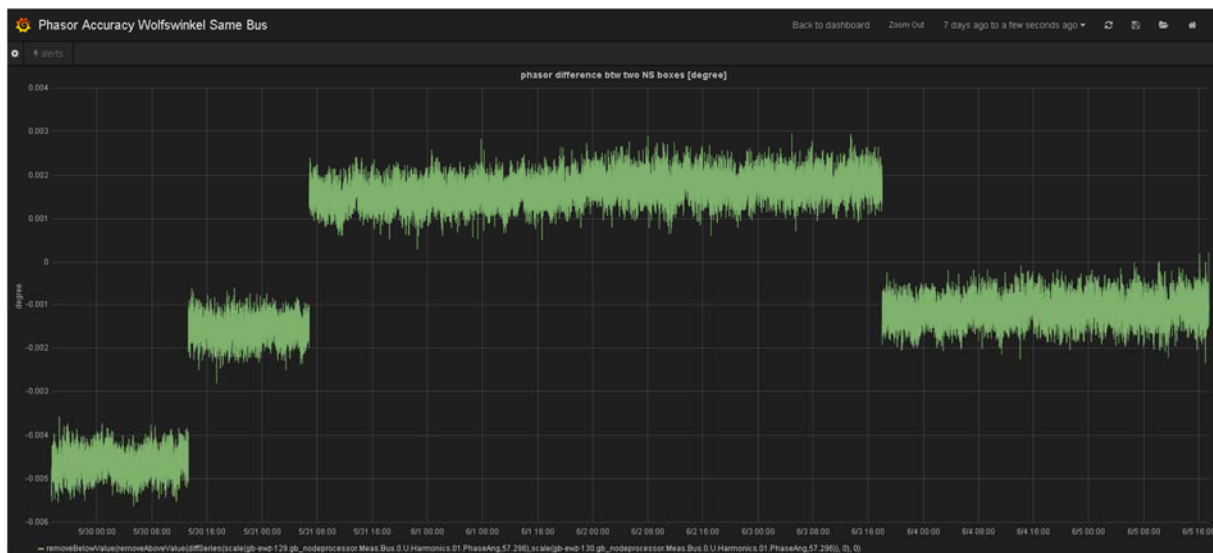


Fig. 82 Messung der Phasengenaugigkeit anhand zweier GridBoxen (installiert im ewz Pilotnetz an derselben Sammelschiene) über einen längeren Zeitraum. Die Sprünge der Phasendifferenz korrelieren mit Neustarts des NodeProcessors. Wegen dieser springenden Offsets ist die absolute Genauigkeit der Phase auf  $20\text{m}^\circ$  (peak-peak) geschätzt.

## 6.3 Validierung der Messgenauigkeit im BKW Pilotnetz

Die Validierung der Messgenauigkeit erfolgte im Rahmen einer ausführlichen Datenanalyse, welche komplett im Anhang (S. 169ff) widergegeben wird. An dieser Stelle werden nur die wichtigsten Erkenntnisse zusammengefasst dargestellt.

### 6.3.1 Grundsätzliches zu Installationskontrolle und Messgenauigkeit

Eine Voraussetzung für die Validierung der Messgenauigkeit im Feld stellte die Installationskontrolle dar. Details dazu finden sich im Anhang (S. 169ff). Im Wesentlichen musste verifiziert werden, dass alle Sensoren für Spannung und Strom an der zugewiesenen Messstelle installiert sind. Dies beinhaltet nicht nur den geographischen Ort (Trafostation, Verteilkabine, Haushalt) oder Abgang, sondern auch die korrekte Zuordnung des Phasenleiters und ein korrektes Vorzeichen der Messwerte bei Stromsensoren. Insbesondere die State Estimation verzeiht hier keinen Fehler.

Am einfachsten ist die Untersuchung bei beidseitig gemessenen Leitungen. Eine notwendige Bedingung für eine korrekte Installation der Stromsensoren ist, dass die Stromwinkel – bei Messrichtung immer in Richtung Ende des Leiterendes – in etwa  $180^\circ$  Phasendifferenz, wobei sukzessive von einer Referenzstelle aus geprüft werden muss. Denn zwei falsche Installationen würden bei diesem Test sonst nicht erkannt. Weiterhin trifft die Stromamplitude eine Aussage über die Genauigkeit der Sensoren, da diese beidseits einer Leitung ohne Verzweigung innerhalb der Messgenauigkeit bis auf die Leitungsverluste gleich sein sollte.

Zur Überprüfung wird der Quotient aus beiden Messungen gebildet, der folglich fast 1 sein sollte. Ausgehend von einem erwarteten Strom-Messfehler von 1 % bei Amplitude und  $1^\circ$  beim Phasenwinkel, ist bei dem Quotienten eine Standardabweichung von 2 % bzw.  $2^\circ$  zulässig. Es wurden daraufhin die Messungen tageweise verglichen und aufgetragen, mit welcher Häufigkeit, (d.h. an wie vielen der 86'400 Sekunden pro Tag) welche Abweichung auftritt.

Geht man weiterhin von einer Normalverteilung der Fehler pro Sensor aus, können die Sensoren, bei denen mehr als 68 %, d.h.  $1\sigma$ , der Messungen über einen ganzen Tage innerhalb der oben genannten Messfehlergrenzen liegen, als gut akzeptiert werden.

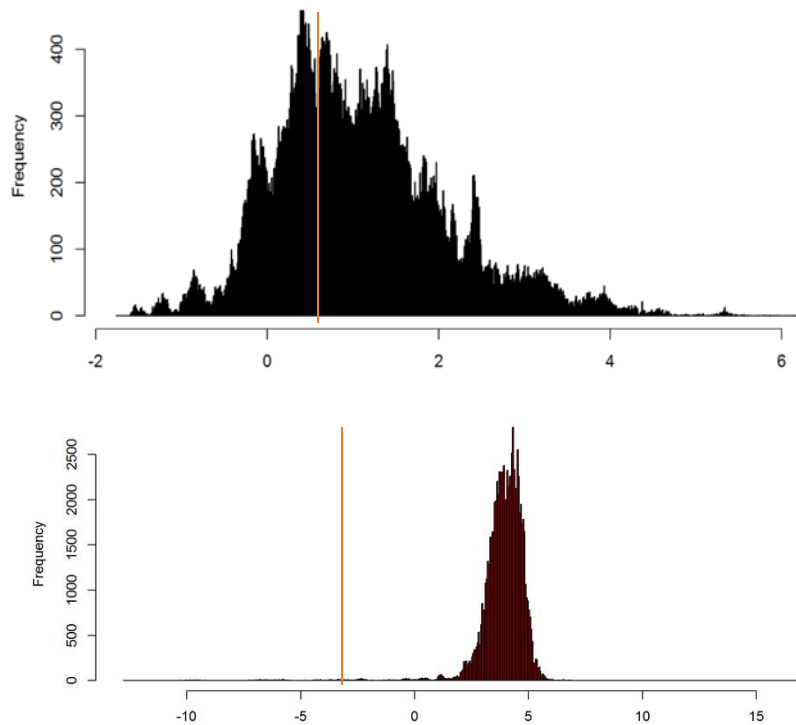


Fig. 83: Vergleich der Abweichung der Stromamplitude in Prozent bei Messungen beidseits einer Leitung; Daten von demselben Tag bei zwei unterschiedlichen Leitungen (man beachte die unterschiedliche Skalierung der x-Achse). Die Akzeptanzschwelle ist mit einer roten Linie gekennzeichnet.

Fig. 83 zeigt unter Berücksichtigung unterschiedlicher x-Achsen-Werte, dass im ersten Fall 80% der Messungen innerhalb des akzeptierten Bereichs liegen, während es im zweiten Fall nur 1.6% sind. Der erste wird also als gut akzeptiert, während im zweiten Fall ein Installationsfehler vorliegt.

Eine weitere Möglichkeit zur Überprüfung bietet die Stromsumme je Phasenleiter an verzweigten Knoten (Verteilkabinen) sowie die Stromsumme aller vier Leiter (L1, L2, L3, PEN) desselben Abgangs. Beides involviert eine grössere Anzahl an Sensoren, so dass nicht einfach ein Mass für die Genauigkeit angegeben werden kann. Im zweiten Fall kommt erschwerend hinzu, dass es im Vier-Leiter-TN-C-S-System mehrere ‚Rückwege‘ am PEN-Leiter vorbei gibt, die nicht messbar sind. Der PEN-Leiter ist mit der Potentialausgleichsschiene des Gebäudes verbunden, metallische Wasserleitungen ebenfalls. Bei älteren Erschliessungen sind auch die Wasserrohre von Haus zu Haus aus Metall, so dass der Nullleiterstrom eines Hauses von dem Stromsensor am PEN-Leiter des Nachbarhauses gemessen werden könnte. Dies verunmöglicht eine belastbare Aussage über die Messgenauigkeit im Feld.

Eine Überprüfung der Genauigkeit der Spannung ist im Feld nur qualitativ möglich, da es an Vergleichsmessungen fehlt. Die Amplitude der Spannung sollte – im Verteilnetz mit Verbrauchern, also ohne dezentrale Einspeisungen – mit Entfernung von der Trafostation abnehmen und die Spannungsphasen-Winkel sollten sich wenig ändern. Beides ist bis auf wenige erkannte Kalibrierungsfehler erfüllt, kann jedoch nicht quantifiziert werden.

## 6.3.2 Analysen mit Messdaten

Weitere Analysen mit Messdaten wurden zunächst separat pro GridBox und weiterhin mit synchronisierten Daten von mehreren GridBoxen durchgeführt. Eine ausführliche Diskussion erfolgt im Anhang (S. 180ff).

### Messungen separat pro GridBox

Die Symmetrie von Spannung und Strom wurde anhand deren Phasenwinkel überprüft. Als Mass dafür wurde die Abweichung des Phasenunterschieds zwischen zwei Phasen von ca.  $120^\circ$  untersucht. Es zeigt sich, dass die Spannung deutlich symmetrischer ist als der Strom. An allen Knotentypen (TS, VK, Hausanschluss, PV-Anlagen) liegt die Spannungswinkelabweichung unter  $1^\circ$ , wobei die grössten Ausreisser bei den PV-Anlagen auftreten. Die Stromwinkelabweichungen sind nicht nur weit weg von Null, sondern weisen auch beträchtliche Ausreisser jenseits von  $60^\circ$  auf; für ein Niederspannungsnetz, insbesondere bei geringen Strömen, ist dies nicht erstaunlich. Die grössten Unsymmetrien treten an Hausanschlüssen auf, gefolgt von Verteilrkabinen.

Der Verschiebungsfaktor  $\cos(\varphi)$  ist eine weitere Möglichkeit zur Plausibilisierung der Messgenauigkeit. Er wurde im Folgenden aus den Rohdaten von Spannung und Strom berechnet, somit wird er von der Genauigkeit dieser Eingangsdaten beeinflusst. Erfahrungsgemäss ist die Strommessung bei kleinen Strömen besonders ungenau, weshalb die Ergebnisse gruppiert nach Stromwert dargestellt wurden. In Fig. 7 (Anhang S.169ff) ist ersichtlich, dass bei Leitungen mit einem Strom von weniger als 1 A der  $\cos(\varphi)$  meist im unplausiblen Bereich nahe null liegt. Bei Leitungen zwischen TS und VK hingegen, mit höheren Strömen, ist der  $\cos(\varphi)$  nahe eins, bei Hausanschlussleitungen (HAS steht für Hausanschluss) ist der  $\cos(\varphi)$  deutlich kleiner. Es kann allerdings nicht beziffert werden, inwiefern dieses Ergebnis durch weniger genaue Strommessung bei kleineren Strömen beeinflusst wird. Weiterhin ist der  $\cos(\varphi)$  auf dem Mittelspannungsnetz gezeigt (graue Punkte), wo Strom und Spannung vom gleichen Kombisensor gemessen werden.

Auf ähnliche Weise wurde der Neutralleiterstrom untersucht. Dazu wurde dieser aus den komplexen Phasenleiterströmen berechnet und mit dem gemessenen Wert verglichen. Die relative Abweichung zwischen beiden Werten ist in Fig. 8 (Anhang S.169ff) dargestellt, ebenfalls unterteilt nach mittlerem Leiterstrom. Die geringe Genauigkeit der Messung von kleinen Strömen erklärt hier aber nur einen kleinen Teil der Ausreisser, die einige hundert Prozent betragen. Im Wesentlichen trifft man hier wieder auf das gleiche Phänomen wie bei der Installationskontrolle, nämlich dass in dem gegebenen Ortsnetz zu einem beträchtlichen Teil eine Rückleitung zum Transformator über das Erdreich bzw. über eine stellenweise metallische Wasserleitung zum Nachbarhaus stattfindet. Diese Ströme können mit dem gegebenen Messaufbau nicht erfasst werden, so dass damit eine Aussage über die Messgenauigkeit nicht möglich ist.

### Synchrone Messungen an mehreren GridBoxen

Für die Analysen mit Messdaten von mehreren GridBoxen wurden zwei Anwendungsfälle untersucht. Ausgangslage ist immer eine beidseitig gemessene Leitung. Im ersten Fall wird pro Phase der Strom auf der Leitung mittels der beiderseits gemessenen Spannungen und der Leitungsparameter (Admittanzmatrix) bestimmt. Im zweiten Fall wird die Spannung am Leitungsende basierend auf der Messung von Spannung und Strom am Leitungsanfang sowie ebenfalls der Leitungsparameter bestimmt. Dies wurde für jede beidseitig gemessene Leitung mit validierten Strom- und Spannungssensoren durchgeführt und die bestimmten Werte wurden jeweils mit den gemessenen Werten verglichen. Das zu Grunde liegende Leitungsmodell wird sowohl ohne als auch mit Kopplungsimpedanzen verwendet. Dies ist im Plot als mutual coupling bezeichnet und berücksichtigt nur die Kopplung der drei Phasenleiter untereinander, nicht jedoch den PEN-Leiter.

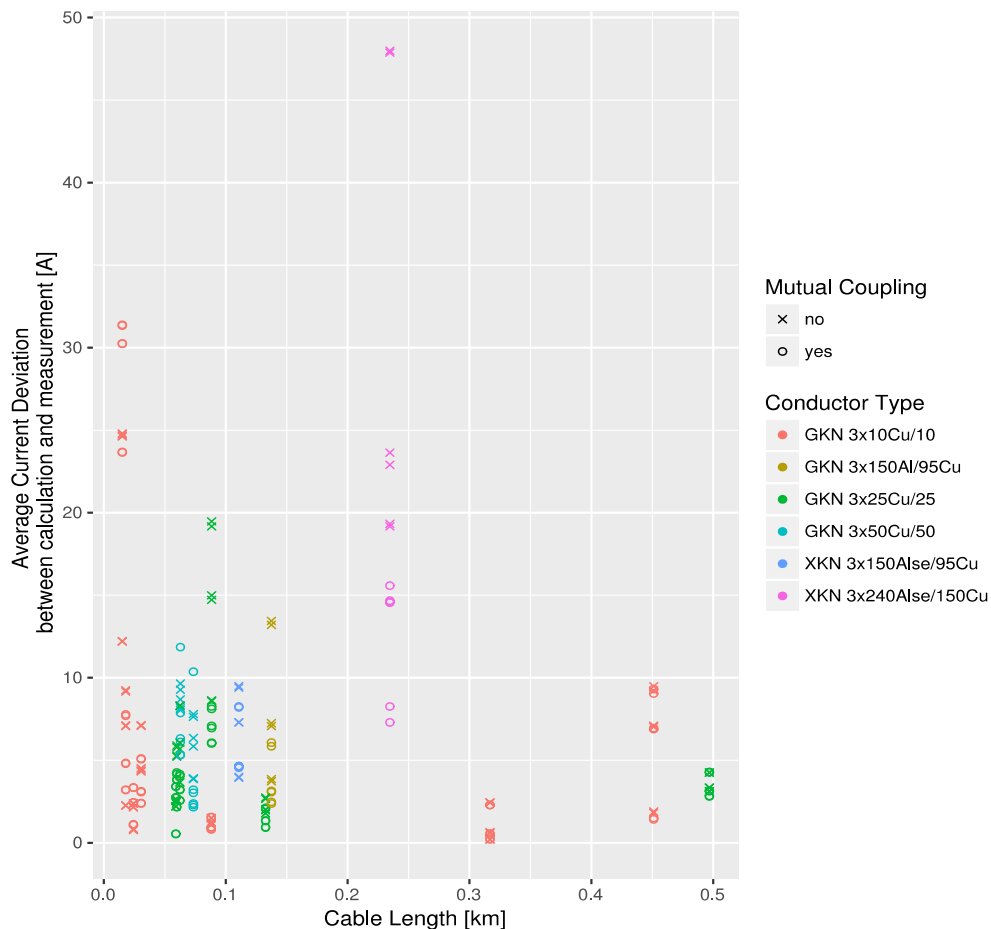


Fig. 84: Durchschnittliche Abweichung des gerechneten vom gemessenen Strom, klassifiziert nach Leitungstyp und sowohl ohne als auch mit Koppelimpedanzen (Mutual Coupling); Daten vom 18.01.2016

Für die Bestimmung der Ströme ist in Fig. 84 die absolute Abweichung in Ampère vom tatsächlichen Strom in Abhängigkeit der Kabellänge aufgetragen; da es sich überwiegend um kleine Ströme handelt, sind relative Abweichungen von mehreren hundert Prozent weniger aussagekräftig. Die Abbildung beinhaltet beide Berechnungen ohne und mit Kopplungsimpedanzen und die Wertepaare (je drei pro Leiter, d.h. eines pro Phase) sind nach Leitungstyp klassifiziert. Eine Abhängigkeit von Leitungslänge und Leitungstyp ist nicht offensichtlich. Es ist vielmehr erkennbar, dass die Berücksichtigung von Kopplungsimpedanzen meist zu einer Verbesserung führt, von durchschnittlich 7.5 A auf durchschnittlich 5.5 A, siehe dazu auch Fig. 14. Dennoch sind die Abweichungen zu hoch, als dass man ohne weiteres auf die Strommessung verzichten könnte.

Im Anhang ist in zwei weiteren Plots (Fig. 15 und Fig. 16, S.169ff) die Stromabweichung in Abhängigkeit der Spannungswinkeldifferenz sowie in Abhängigkeit der gemessenen Stromamplitude dargestellt. Das erste Bild zeigt, dass die Abweichung bei kleinen Spannungswinkeldifferenzen besonders hoch ist. Besonders bei Verbindungen mit geringer Impedanz (kurze Leitung, grosser Querschnitt) ist die messbare Spannungswinkeldifferenz oft zu nahe an der Genauigkeitsgrenze des Sensors, so dass sich schon kleine Messfehler überproportional auswirken. Bei grösseren Spannungswinkeldifferenzen ist die Abweichung beim Strom geringer, was darauf schliessen lässt, dass für kurze Leitungen der Spannungswinkel genauer gemessen werden muss. Der Zusammenhang mit der Stromamplitude im zweiten Bild ist noch deutlicher; es zeigt sich, dass mit niedrigen Strömen die Abweichung massiv zunimmt. Beide Zusammenhänge sind nicht unabhängig, da der Strom auch den Spannungswinkelunterschied beeinflusst.

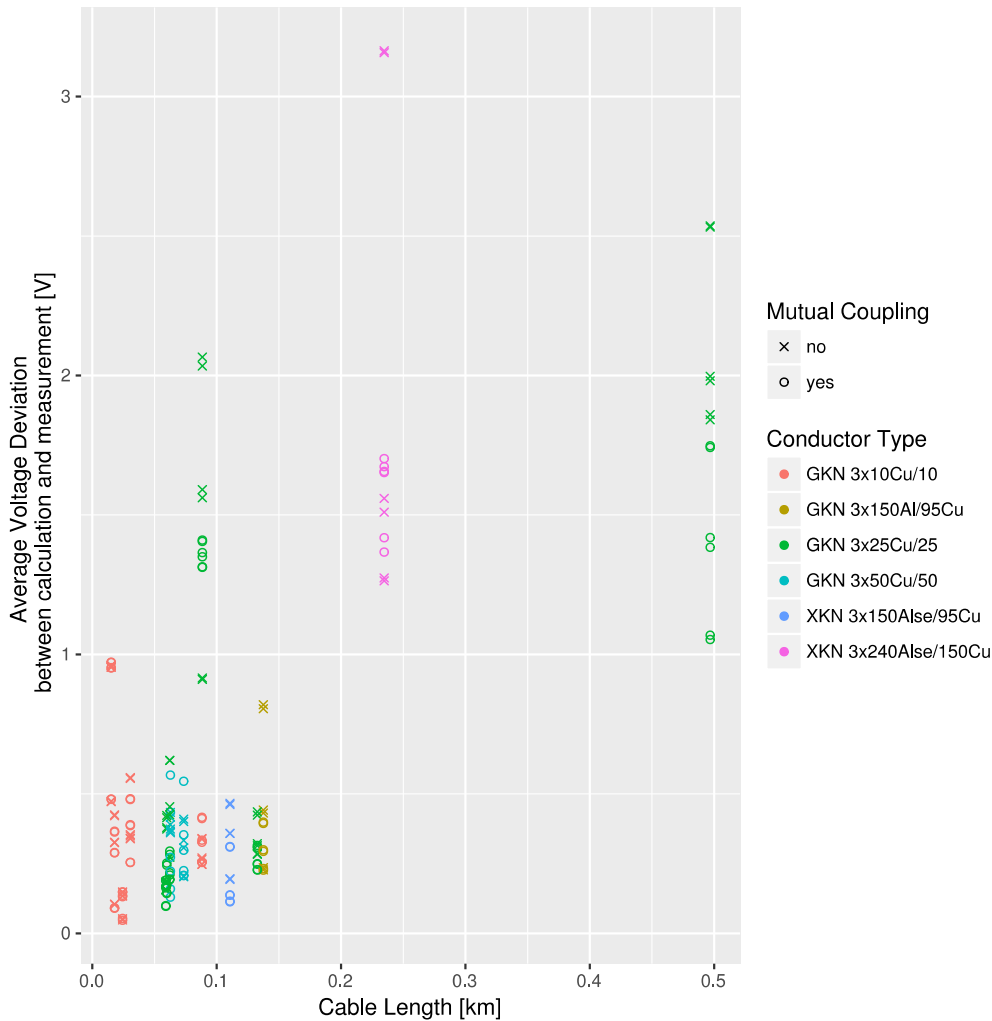


Fig. 85: Durchschnittliche Abweichung der gerechneten von der gemessenen Spannung, klassifiziert nach Leitungstyp und sowohl ohne als auch mit Koppelimpedanzen (Mutual Coupling); Daten vom 18.01.2016

Analog dazu wurde zur Bestimmung der Spannungen in Fig. 85 die absolute Abweichung in Volt von der tatsächlichen Spannung in Abhängigkeit der Leitungslänge angegeben. Die Abbildung beinhaltet beide Berechnungen ohne und mit Kopplungsimpedanzen und die Wertepaare sind nach Leitungstyp klassifiziert. Hier zeigt sich, dass für längere Leitungen die Abweichung zunimmt und ebenfalls die Berücksichtigung von Kopplungsimpedanzen zu einer Verbesserung führt, von im Durchschnitt 1.01 auf 0.75 V, siehe Fig. 19.

Im Anhang ist wieder der Fehler in Abhängigkeit der Stromamplitude aufgezeigt (Fig. 20, S.169ff). In diesem Fall ist aber kein Zusammenhang erkennbar. Somit liegt die Schlussfolgerung nahe, dass die Ungenauigkeiten bei der Qualität des Netzmodells zu finden sind. Dieses hat bei kürzeren Leitungen einen geringeren Einfluss.

## 6.4 StateEstimator Resultate im BKW Pilotnetz

Der State Estimation (SE) Algorithmus liefert Phasorenwerte (Amplitude und Winkel) für Spannung und Strom, und zwar für alle Knoten und Kanten im untersuchten Netzwerk. An denjenigen Knoten und Kanten, von denen dank eines GridBox Sensors Messungen vorhanden waren, wurde der Output des Algorithmus mit den Messungen verglichen. Eine ausführliche Erläuterung der Vorgehensweise und der Graphiken zu den Ergebnissen befindet sich im Anhang (11.3.1.1).

Sowohl Messung als auch SE sind fehlerbehaftet. Aus dem Messfehler und der Unsicherheit der SE wurde zunächst die akzeptable Abweichung zwischen beiden Grössen bestimmt. Daraus wurde folgender Test definiert: man vergleicht sekundenweise über einen Tag die Residuen, d.h. die Differenz aus beiden Grössen; wenn bei Annahme von normalverteilten Fehlern 68 % der Residuen unterhalb der akzeptierten Abweichung liegen, gilt der Test als bestanden.

Dieser Test wurde für alle Spannungen an Knoten und alle Ströme an Kanten jeweils für Amplitude und Winkel durchgeführt. Dabei wurde jeder Sensor der dreiphasigen Messung unabhängig betrachtet. Bezüglich der Amplituden bestanden 83.2% der Spannungssensoren sowie 74.2% der Stromsensoren den Test. Bei den Winkeln fehlt die Information zur Unsicherheit des SE, so dass als Kriterium nur der Messfehler zugrunde gelegt werden konnte. Demnach bestanden 10.8 % der Spannungssensoren und 18.8 % der Stromsensoren den Test.

Wegen des hohen Anteils an durchgefallenen Sensoren stellte sich die Frage, welche zusätzliche Unsicherheit erlaubt sein müsste, damit alle Sensoren bestehen. Für alle vier Kriterien (Spannung/Strom mit Amplitude/Winkel) wurde separat die Anzahl der ‚guten‘ Sensoren in Abhängigkeit von der zusätzlich erlaubten Unsicherheit (in Volt und Ampere bzw. Grad) aufgetragen. Bei Stromamplitude müssten zusätzlich 10 A zugelassen werden, bei der Spannungsamplitude sind es 4 V, jeweils für das Bestehen aller Sensoren. Allerdings ist bei der Spannung zu sagen, dass 94 % der Sensoren mit bereits zusätzlichen 0.5 V bestehen würden. Das Ergebnis beim Stromwinkel (Anpassung um über 100 °) lässt darauf schliessen, dass noch falsche Installationen oder Ausfälle bei den Sensoren vorliegen. Beim Spannungswinkel sind zusätzlich 0.5 ° für das Bestehen aller Sensoren nötig; für 90 % der Sensoren reichen bereits zusätzliche 0.3 °.

Weiterhin wurde in einem vollständig gemessenen Teilgebiet unterhalb einer Verteilkabine ein Vergleich mit einer Lastflussberechnung durchgeführt. Es zeigte sich, dass bei der Spannung der Unterschied zwischen beiden Berechnungen (SE und Lastfluss) während 95 % der Zeit unterhalb der Sensorgenauigkeit von 0.1 % lag. Beim Strom ist dieses Kriterium nur während 66% der Zeit erfüllt, wobei hier 0.55 A Sensorgenauigkeit zugrunde gelegt wurde. Hier kommt wieder zum Tragen, dass in einigen Fällen die gemessenen Ströme unter 1 A liegen und damit am unteren Rand des Messbereiches liegen.

Abweichungen zwischen Messung und SE liegen in der Natur der Sache, weil sich SE u.a. dadurch auszeichnet, dass Messfehler ausgeglichen werden. Daher muss bei der Bewertung der Güte des SE berücksichtigt werden, ob der Messung oder der Schätzung mehr zu vertrauen ist. Ein Mass, welches beides enthält, ist das Konzept der sog. Correntropy (COE). Es liefert eine dimensionslose Grösse (in Prozent) für das ganze Netz, welche separat pro Sensor (Spannung/Strom bzw. Amplitude/Winkel) und für jede Sekunde ermittelt wird. Gemäss der Berechnungsvorschrift lässt sich formulieren, dass ein COE-Wert über 60.6% bedeutet, dass die SE die Messung verbessert, d.h. gut ist. Das Ergebnis für einen bestimmten Tag ergab im Mittel 56.5% für die Gesamtheit der Sensoren. Dabei ist der Beitrag der Strom- und Spannungsamplituden besonders gut, im Mittel bei etwa 75%, d.h. hier trägt die SE annahmegemäss zu einer Verbesserung bei; die Spannungswinkel liegen allerdings im Mittel bei knapp 50% und die Stromwinkel nur wenig über 25%.

Dieses Gütemass wird auch verwendet, um eine Sensitivitätsanalyse bzgl. der Wahl der Messpunkte und der Qualität der Messungen durchzuführen.

## 6.4.1 Sensitivität bezüglich Wahl der Messpunkte und Qualität der Messungen

Folgende Fragestellungen sollen mit der Sensitivitätsanalyse adressiert werden:

- Welche minimale Anzahl an Messgeräten ist notwendig, um eine vollständige Beobachtbarkeit in einem Netzwerk zu ermöglichen?

- Wie verändert sich die Güte des SE Algorithmus in Abhängigkeit von der Anzahl an Messgeräten?
- Welche Genauigkeit ist für Messungen im Niederspannungsnetz notwendig?
- Wie wirkt sich die Art des Messgeräts (PMU, PQ-Messgerät, Smart Meter) auf die Performance der State Estimation aus?

Für die Sensitivitätsanalyse wurde der SE Algorithmus wiederholt auf dieselben Messdaten offline angewendet. Dazu wurden bestimmte Manipulationen vorgenommen. Einerseits wurde die Anzahl der berücksichtigten GridBoxen nach bestimmten Kriterien reduziert; andererseits wurde die Messgenauigkeit verschlechtert bzw. die PMU-Funktionalität entfernt.

Folgende Szenarien wurden dafür definiert:

1. Standard State Estimation: Dies stellt die Ausgangslage dar, d.h. in der dieser Konfiguration mit allen GridBoxen und bestmöglicher Genauigkeit läuft der SE Algorithmus auch im Live-Betrieb. Alle folgenden Szenarien wurden mit diesem verglichen
2. Optimale Anzahl und Positionierung der GridBoxen  
In drei Unterszenarien wird die Anzahl der GridBoxen nach bestimmten Kriterien reduziert
  - a) ohne redundante Messungen  
Wenn am Ende einer beidseits gemessenen Leitung sich nur ein Hausanschluss befindet, dann ist die Messung dort für die Beobachtbarkeit obsolet. Derartig redundante Messungen wurden in diesem Szenario entfernt.
  - b) ohne Messungen an Verteilkabinen  
es wurden nur die GridBoxen an den Haushalten und in der Trafostation berücksichtigt; dies entspricht in etwa einem Smart-Meter-Szenario
  - c) ohne Messungen an Hausanschlüssen  
in dieser Minimalvariante wurden nur die GridBoxen an Installationsorten im Eigentum des Netzbetreibers, nämlich Trafostation und Verteilkabine, berücksichtigt.
3. Bedeutung von Synchrophasoren  
in diesem Szenario wurde PMU-Funktionalität eliminiert, indem bei allen Geräten die Winkel auf einen fixen Bezug (hier Spannungswinkel von Phase L1 gleich  $0^\circ$ ) normalisiert wurden.
4. Bedeutung der Messgenauigkeit  
in diesem Szenario wurde die Messgenauigkeit verschlechtert, indem dem Signal Rauschen hinzugefügt wurde.
  - a) zusätzlich 1V Amplitudenfehler
  - b) zusätzlich 1A Amplitudenfehler
  - c) zusätzlich 2A Amplitudenfehler
  - d) zusätzlich 1V & 2A Amplitudenfehler
5. Bedeutung der Sensortypen  
in diesem Szenario wurde nur jeweils ein Typ Sensor berücksichtigt
  - a) ohne Stromsensoren
  - b) ohne Spannungssensoren

Der Vergleich der Szenarien erfolgte ebenfalls mittels der Correntropy-Berechnung (COE) (Guo, 2014). Diese liefert ein Ergebnis für jeden Zeitschritt, d.h. pro Sekunde. Zum Vergleich wurden die Ergebnisse eines halben Tages (also von 43'200 Sekunden) als Boxplot dargestellt. Auf diese Weise wurde zunächst für jedes Szenario ein Boxplot der Gesamt-COE und je ein Boxplot der vier Teil-COE erstellt. Diese Ergebnisse sind im Anhang beschrieben und ab Fig. 39 dargestellt.

In einem nächsten Schritt wurden die Szenarien 2-5 mit dem Referenzszenario 1 verglichen. Dazu wurden je Sensor und je Zeitschritt die Differenzen der COE-Ergebnisse eines Szenarios und der COE-Ergebnisse des Referenzszenarios gebildet. Anschliessend wurden diese Differenzen im gleichen Stil wie vorher als Boxplot dargestellt. Dies ist im Anhang von Fig. 50 bis Fig. 59 ersichtlich.

Für die zusammenfassende Beurteilung wurden das 75 %-Quantil und das 95 %-Quantil dieser Boxplots gewählt. Ein Quantilswert ist so zu interpretieren, dass die Differenz zwischen dem jeweiligen Szenario und dem Referenzszenario während 75 % bzw. 95 % des Betrachtungszeitraums unterhalb dieses Quantilswert liegt. Es wurden jeweils die Werte für die Spannungs- und die Stromamplitude verglichen, so dass sich vier Abbildungen (Fig. 86 bis Fig. 89) ergeben.

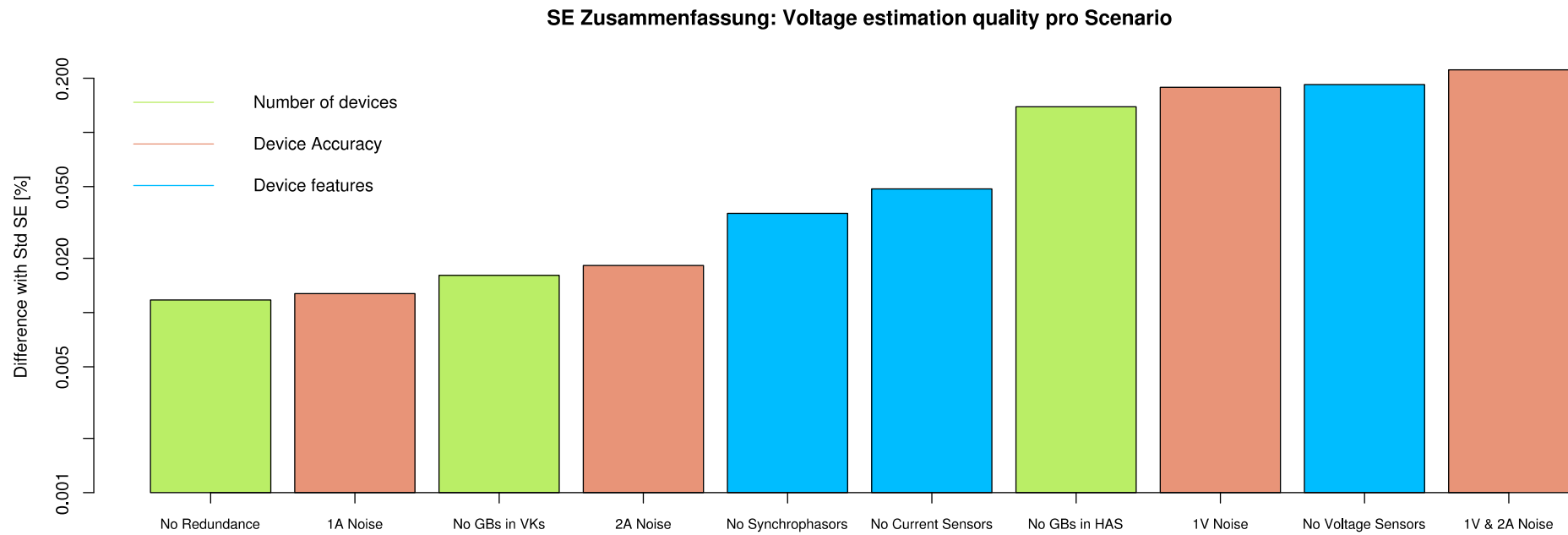


Fig. 86: Vergleich der einzelnen Szenarien mit dem Referenzszenario bezüglich Spannungsamplitude. Der Unterschied ist in Prozent angegeben. Gezeigt ist das 75 %-Quantil, d.h. der Unterschied mit dem Referenzszenario liegt während 75 % des Betrachtungszeitraums unterhalb dieses Wertes.

### SE Zusammenfassung: Voltage estimation quality pro Szenario

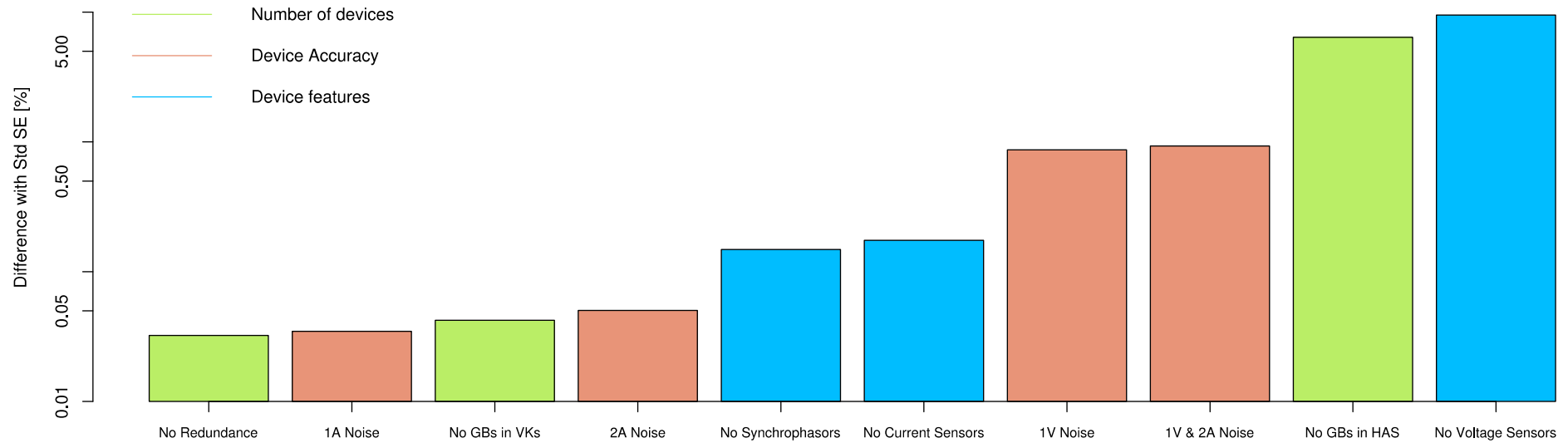


Fig. 87: Vergleich der einzelnen Szenarien mit dem Referenzszenario bezüglich Spannungsamplitude. Der Unterschied ist in Prozent angegeben. Gezeigt ist das 95 %-Quantil, d.h. der Unterschied mit dem Referenzszenario liegt während 95% des Betrachtungszeitraums unterhalb dieses Wertes.

In Fig. 86 und Fig. 87 sind die Schätzungen der Spannungsamplituden in den einzelnen Szenarien mit dem Referenzszenario verglichen. Die geringsten Abweichungen und somit die besten Ergebnisse liefert jeweils das Szenario 2a „ohne redundante Messungen“. Es folgt das Szenario 4b „zusätzliche 1A Amplitudenfehler“, was nahe liegt, da eine Ungenauigkeit bei der Strommessung die Spannungsschätzung nur wenig beeinflussen dürfte. Danach folgt das Szenario 2b „ohne Messungen an Verteilkabinen“. Die Anzahl der GridBoxen bei 2a beträgt 38, bei 2b sind es 54, der Unterschied ist aber relativ gering. Dies lässt darauf schliessen, dass für eine Reduzierung der Messgeräte eine Beobachtbarkeitsanalyse notwendig ist.

Weiterhin unterscheidet sich das Szenario 3 „ohne Synchrophasoren“ nur unwesentlich von den vier vorherigen Szenarien. Somit könnte, sofern keine hohe Qualität für die Spannungswinkelschätzung notwendig ist, eine lineare State Estimation ohne Synchrophasoren ebenfalls gute Ergebnisse liefern.

Die Szenarien, welche eine grössere Abweichung vom Referenzszenario aufweisen, sind diejenigen ohne Spannungssensoren (5b) und ohne Messungen an Hausanschlüssen (2c); beides ist naheliegend. Auffällig ist jedoch, dass auch die Szenarien mit zusätzlichem Spannungsfehler (4a und 4d) hohe Abweichungen aufweisen.

Es lässt sich folgern, dass durch Verwendung eines Messgerätes wie der GridBox, aber mit höherer Genauigkeit, redundante Messstellen eingespart werden könnten. Dadurch wäre evtl. eine bessere Performance des SE zu erreichen als mit einer grösseren Anzahl an Messgeräten mit geringerer Spannungsgenauigkeit wie z.B. Smart Meter, deren Genauigkeit typischerweise bei 2 % liegt; Industriezähler lägen bei etwa 1 %. Dieses Resultat steht im Widerspruch zum analogen Resultat der ewz Analyse (S. 120ff). Dies wird dem Umstand zugeschrieben, dass BKW die „R\_tuning“ Parameter nach Zugabe von künstlichem Rauschen nicht angepasst hat, was im Nachhinein betrachtet als Fehler einzustufen ist.

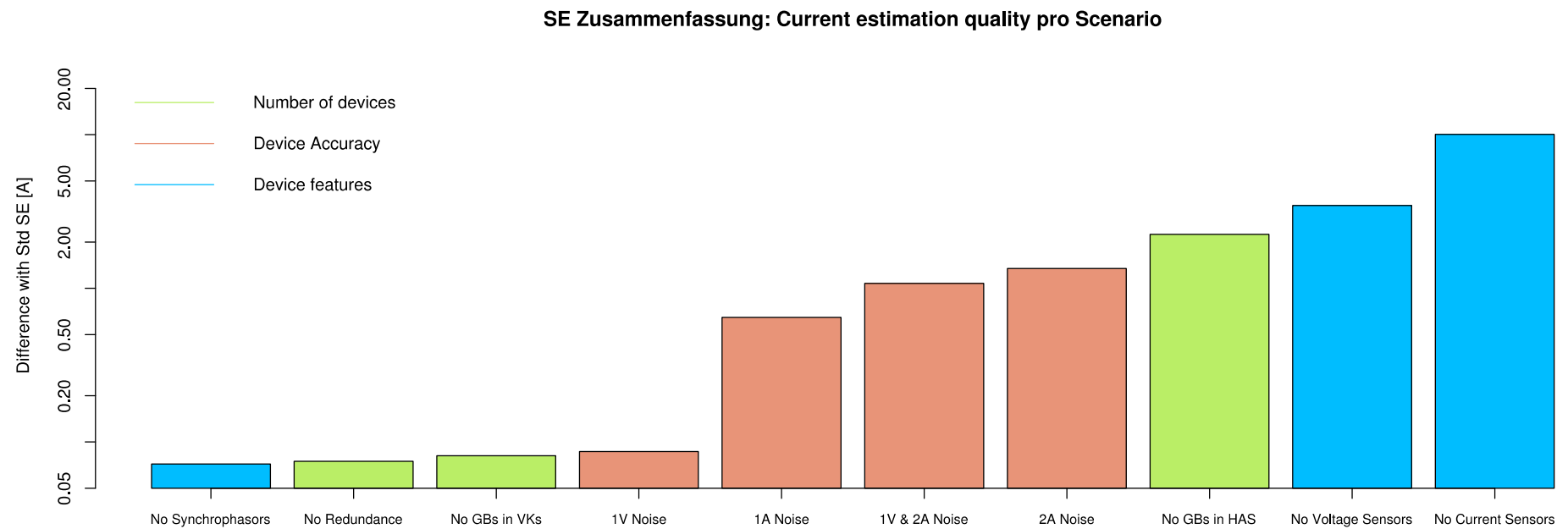


Fig. 88: Vergleich der einzelnen Szenarien mit dem Referenzszenario bezüglich Stromamplitude. Der Unterschied ist in Ampère angegeben. Gezeigt ist das 75 %-Quantil, d.h. der Unterschied mit dem Referenzszenario liegt während 75% des Betrachtungszeitraums unterhalb dieses Wertes.

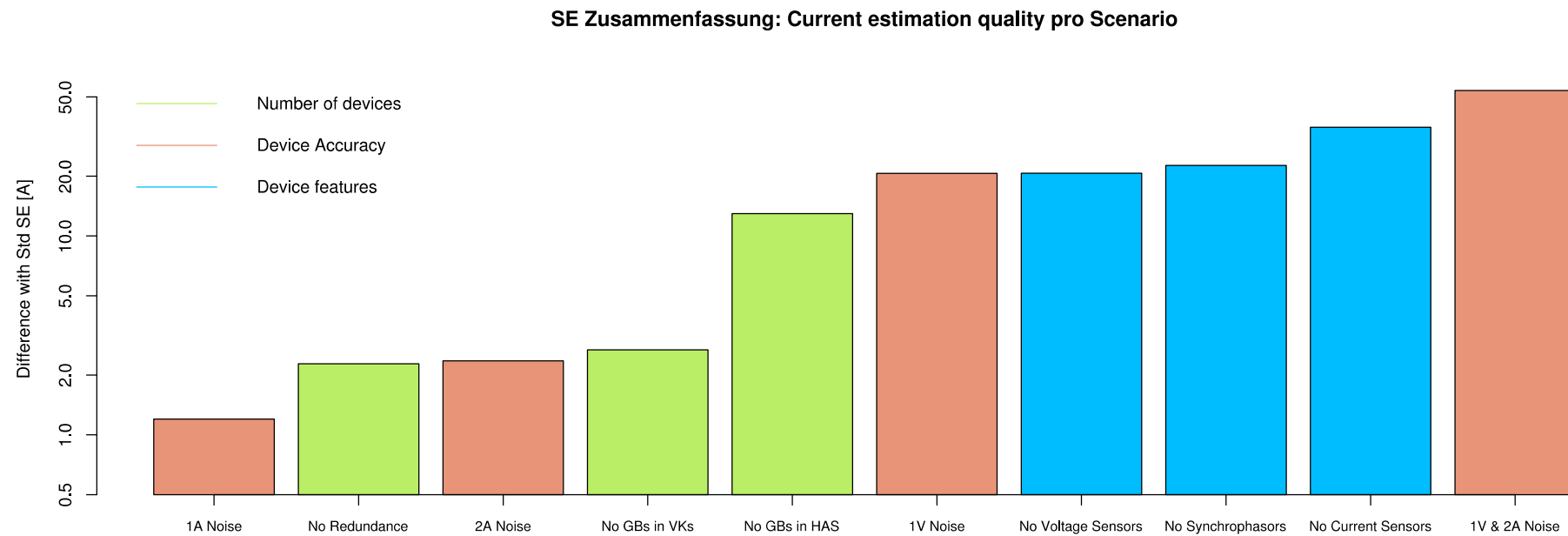


Fig. 89: Vergleich der einzelnen Szenarien mit dem Referenzszenario bezüglich Stromamplitude. Der Unterschied ist in Ampère angegeben. Gezeigt ist das 95 %-Quantil, d.h. der Unterschied mit dem Referenzszenario liegt während 95% des Betrachtungszeitraums unterhalb dieses Wertes.

Beim Vergleich der Szenarien hinsichtlich Stromamplitude (Fig. 88 und Fig. 89) fällt auf, dass die Reihenfolge sich deutlich ändert, je nachdem, welches Quantil verwendet wird. Eine Ursache ist die grosse Zahl an Ausreissern. Am auffälligsten ist dies beim Szenario 3 „ohne Synchrophasoren“, welches mit dem 75 %-Quantil die niedrigste und mit dem 95 %-Quantil eine der höchsten Abweichungen vom Referenzszenario aufweist. Es fällt weiterhin auf, dass unter Verwendung des 95%-Quantils die vier besten Szenarien dieselben sind wie vorher hinsichtlich der Spannungsamplitude. Somit lässt sich folgern, dass zusätzliche Amplitudenfehler beim Strom keinen grossen Einfluss auf die Güte des SE Algorithmus haben, während andererseits eine Reduktion der Spannungsgenauigkeit sich deutlich negativ darauf auswirkt, was zum Teil allerdings auch dadurch verzerrt wird, dass der SE Algorithmus den Spannungsmessungen wegen der geringeren spezifizierten Messunsicherheit mehr vertraut als den Strommessungen.

## 6.4.2 Estimation auf der Mittelspannungsebene

Im Rahmen des Projektes wurde der State Estimation (SE) Algorithmus nicht nur auf der Niederspannungsebene, sondern auch auf der Mittelspannungsebene angewendet. Diese Funktionalität ist von besonderem Interesse, da die Spannungsmessung auf MS-Ebene aufwändiger ist. Hierfür muss das Spannungsniveau von ca. 16kV auf für Messgeräte verträgliche Grössen (12-630 V) reduziert werden. Im Rahmen des GridBox Projekts wurden hierfür Kombisensoren zur Messung von Strom und Spannung der Firma 3M installiert. Diese Sensoren sind teuer im Vergleich zum eigentlichen Messgerät. Sie reduzieren die Genauigkeit der GridBox-Messungen im Vergleich mit dem Niederspannungssensoren; im Falle der Spannungsmessung von 0.1% auf 1%. Die Anwendungen haben gezeigt, dass Strom- und Spannungsmessungen auf der Unterspannungsseite der Trafostation für die potenzielle Anwendung einer State Estimation auf Mittelspannungsebene nützlich sein könnten.

In Fig. 90 wird gezeigt, dass die erzielten Ergebnisse für die Stromamplitude gut mit dem gemessenen Strom auf der MS-Seite des Trafos übereinstimmen (drittes Fenster von oben), wenn die Standard-Konfiguration des SE verwendet wird. Andererseits weist die Spannungsschätzung im Vergleich zu tatsächlich gemessenen Werten eine Abweichung von etwa 1% auf (oberstes Fenster). Dies könnte an einem falschen Transformatormodell (Übersetzungsverhältnis und Impedanzmodell) oder einer fehlerhaften Kalibration der Sensoren liegen.

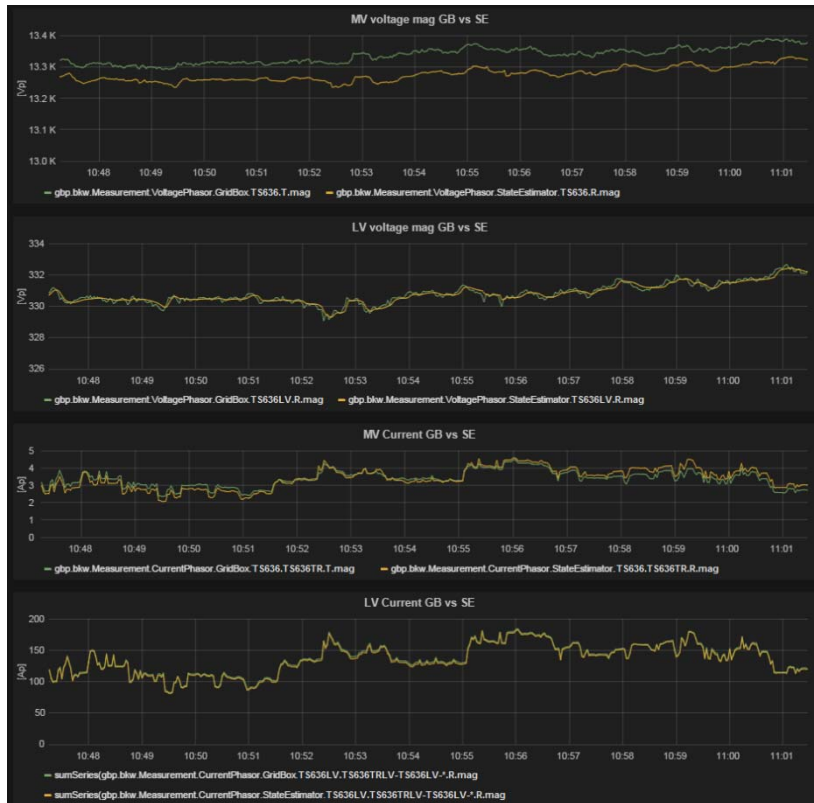


Fig. 90 Vergleich zwischen dem Ergebnis der State Estimation auf MS-Ebene für die Amplitude basierend auf den Messungen auf der NS-Seite des Trafos, ohne Berücksichtigung der MS-Messungen, für ein Zeitfenster von 15 Minuten.

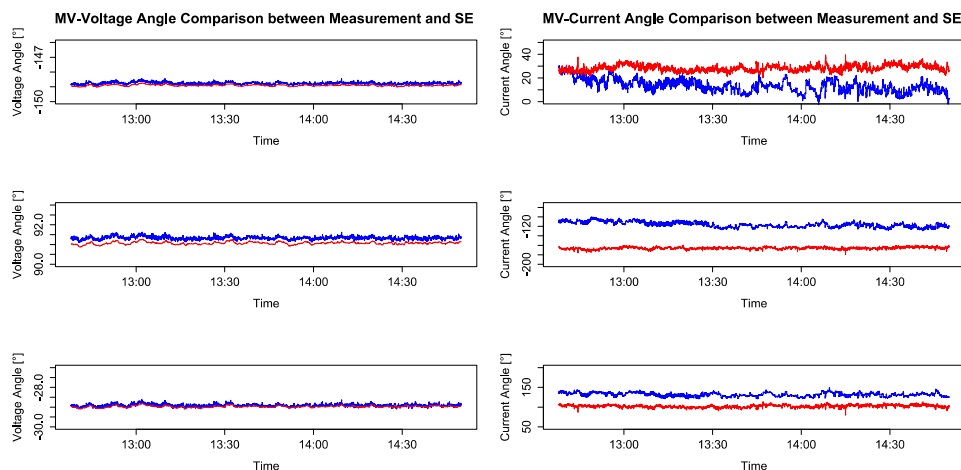


Fig. 91 Vergleich zwischen dem Ergebnis der State Estimation (rot) auf MS-Ebene für die Winkel basierend auf den Messungen (blau) auf der NS-Seite des Trafos, ohne Berücksichtigung der MS-Messungen, für ein Zeitfenster von zwei Stunden

Andererseits wird in Fig. 91 gezeigt, dass die Winkelschätzungen für die Mittelspannung mit weniger als  $1^\circ$  Abweichung (dies entspricht der Genauigkeit der 3M Sensoren) gut ist. Allerdings weist die Stromwinkelschätzung viele Abweichungen bis zu  $50^\circ$  auf.

Zusammenfassend lässt sich sagen, dass das vom SE verwendete Transformatormodell korrekt ist, die Ergebnisse aber verbessert werden könnten, indem das Impedanzmodell und das Übersetzungsverhältnis des Transformators validiert werden. Der SE ist in der Lage, auf MS-Ebene die Spannung und die Stromamplitude mit guter Genauigkeit (innerhalb der Genauigkeit der 3M Sensoren) zu berechnen; die Stromwinkelberechnung ist aber verbesserungswürdig.

Mit Verwendung des SE Algorithmus zur Schätzung der MS-Seite eines Trafos könnte ein Verteilnetzbetreiber ohne den Einsatz von Spannungswandler oder –sensoren über genaue Mittelspannungsmessungen verfügen. Es bieten sich folgende Anwendungsfälle:

- Kostenreduktion durch Verzicht auf Strom-/Spannungswandler oder –sensoren; die günstigste Ausführung kostet heute (2015) 2000 Franken pro Phase.
- Unterbrechungsfreie Nachrüstung durch Verzicht auf Wandler/Sensoren, die nur spannungsfrei installiert werden können

Implementierung einer durchgängigen State Estimation über MS- und NS-Ebene

## 6.5 StateEstimator Resultate im ewz Pilotnetz

Dieses Kapitel beinhaltet eine Übersicht der Datenanalyse, welche zur Evaluierung und Beurteilung der Leistung des State Estimators für das ewz-Netz durchgeführt wurde. Im ersten Unterkapitel werden die Werte des Real-Time-State-Estimators mit Messwerten verglichen. Im zweiten Unterkapitel werden alternative Szenarien (bzgl. Sensorplatzierung und -eigenschaften) des State Estimators diskutiert. Die Tests für beide Unterkapitel wurden anhand der Daten vom 3.12.2015 durchgeführt.

### 6.5.1 State Estimator vs Messungen

Um die Leistung des State Estimators analysieren zu können, wurde der absolute Fehler von den geschätzten und den gemessenen Werten sowie deren Unsicherheiten erfasst. Damit wurden zwei Tests - ein absoluter Fehlertest und ein Korrentropietest (Guo, 2014) - durchgeführt, welche im Anhang definiert sind.

Der absolute Fehlertest untersucht, ob der Absolutwert der Differenz zwischen Messung und Schätzung innerhalb der Messunsicherheit und der vom StateEstimator mitgeteilten Schätzunsicherheit liegt. Die Spannungsmesspunkte bestehen den Test bzgl. Amplitude zu 21% und bzgl. Phase zu 4%. Die Strommesspunkte bestehen den Test bzgl. Amplitude zu 70% und bzgl. Winkel zu 44%. Insgesamt haben 40% der Sensoren den Test bestanden. Dieser Wert mag tief erscheinen, es ist aber wichtig zu verstehen, was er bedeutet: Es gibt keinen Test, welcher die Schätzung mit der „Wahrheit“ vergleichen könnte, denn diese ist nicht bekannt. Somit kann lediglich untersucht werden, ob sich Messung und Estimation innerhalb ihrer jeweiligen Unsicherheiten einig sind. Wenn viele Messpunkte diesen Test verfehlen, bedeutet dies, dass nicht alle Fehlerquellen berücksichtigt wurden. In diesem Fall kann die tiefe Quote durch eine Kombination aus Installationsfehlern, Kalibrationsfehlern und Netzmodellfehlern erklärt werden.

In der Tabelle 6 sind die absoluten Fehler und die Unsicherheiten der Sensoren aufgelistet.

| Messgruppen             | Absoluter Fehler Median | 75% Bereich des absoluten Fehlers | Sensor-<br>Unsicherheit |
|-------------------------|-------------------------|-----------------------------------|-------------------------|
| Betrag Spannung         | 0.42Vrms                | 0-0.9Vrms                         | 0.23Vrms                |
| Spannungswinkel         | 0.08°                   | 0-0.14°                           | 0.02°                   |
| Betrag Strom (G1)       | 1.55Arms                | 0-1Arms                           | 4Arms                   |
| Betrag Strom (G10)      | 0.08Arms                | 0-4.8Arms                         | 0.4Arms                 |
| Stromwinkel (G1sensor)  | 1.3°                    | 0-6°                              | 1°                      |
| Stromwinkel (G10sensor) | 0.68°                   | 0-4°                              | 1°                      |

Tabelle 6: Tabelle mit den absoluten Fehlern des State Estimator verglichen mit den Messungen sowie der Sensor-Unsicherheit für jede Messgruppe.

Die Tabelle zeigt, dass die absoluten Fehler der Stromamplituden innerhalb des Bereichs der Unsicherheit liegen. Bei den Spannungsbeträgen ist dies nicht der Fall. Dies ist ein Indiz, dass die Unsicherheit der Spannung zu klein gewählt wurde. Basierend auf dieser Annahme wurde die Unsicherheit der Spannung schrittweise angehoben. Bei Anheben der Unsicherheit um ein Volt bestehen nun mehr als 90% der Spannungssensoren den Test. Das kann bedeuten, dass entweder das Modell Ungenauigkeiten enthält oder die Messabweichungen der Sensoren höher sind als dokumentiert (oder beides). Die absoluten Fehler der Spannungswinkel sind grösser als die Unsicherheitsgrenze und daher fällt die Mehrheit der Sensoren durch den Test.

An dieser Stelle sei erwähnt, dass der Referenzwinkel R des Slacks des State Estimators nicht null ist, sondern durchschnittlich um 0.08° abweicht. Dies ist der Weighted-Least-Squares Stufe geschuldet, welche den Slack Winkel nach dessen Normalisierung verändern kann. Diese Tatsache ist bei der Auswertung zwar berücksichtigt, aber die Zusammenhänge sind noch ungenügend untersucht.

Die Resultate des Korrentropietests sind in der Fig. 92 zusammengefasst. Diese zeigt, dass die totale Korrentropie 52.9% beträgt und somit unter der Testakzeptanzgrenze von 60% liegt. Die separaten Sub-Indices der verschiedenen Messgruppen zeigen jedoch, dass die Stromwerte korrekt geschätzt wurden und nahe beim wahren Wert liegen dürften, während die Spannungswerte signifikante Abweichungen aufweisen. Allgemein bestätigen die COE-Test-Resultate die Ergebnisse des absoluten Fehler test.

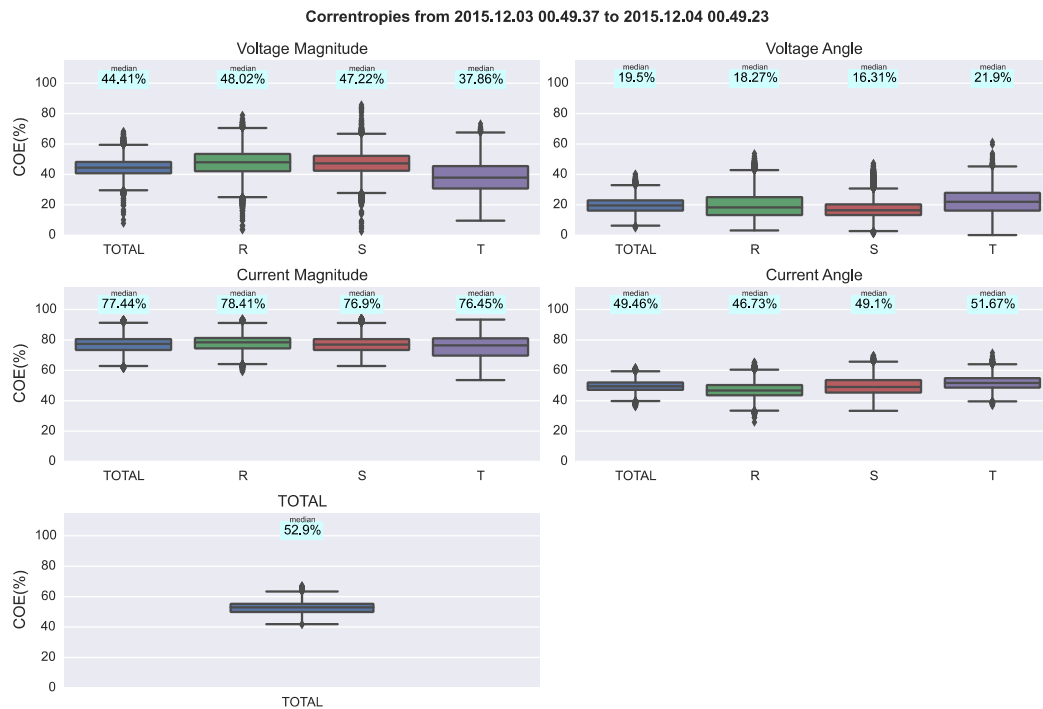


Fig. 92: Korrentropie für die Messgruppen und für alle Phasen während eines ganzen Tages (am 3.12.2015).

## 6.5.2 Offline State Estimator Szenarien

Ziel der folgenden Untersuchungen ist es, den Effekt einer Reduktion der Anzahl Sensoren im Netz sowie einer Verschlechterung von deren Messgenauigkeit zu untersuchen. Hierfür wurde die State Estimation offline auf echten Messwerten erneut durchgeführt, aber gewisse Messreihen standen dem SE nicht zur Verfügung oder wurden künstlich mit Zugabe von Rauschen verschlechtert.

Es wurden verschiedene Szenarien durchgespielt und verglichen mit der online State Estimation anhand der absoluten Fehler der State Estimation und der Messung. Die Szenarien und deren Schlussfolgerungen sind nachfolgend aufgelistet:

### **Szenario mit nur Spannungssensoren (nur Spannungsphasoren wurden als Input für den State Estimator verwendet):**

Dieses Szenario ergab eine nahezu perfekte Schätzung des Spannungsbetrags und -winkels. Der Strombetrag und -winkel hingegen wiesen Abweichungen auf. Dies kann darauf zurückgeführt werden, dass das Kalman Filter des State Estimators der Spannungsmessung in hohem Masse vertraut, weil ohne Strommessungen keine ergänzenden und allenfalls korrigierenden Messwerte vorliegen. Somit wirken sich Kalibrations- und Netzmodellfehler in vollem Masse auf die Genauigkeit der Stromflüsse aus.

### **Szenario mit Sensoren nur an Transformatorstationen und Verteilkabinen (keine Sensoren in den Haushalten):**

In diesem Szenario wurden nur 9 der 32 Gridboxen verwendet und der COE-Index wurde nur leicht beeinflusst. Die Leistung der State Estimation im Vergleich zu den Messungen ist annähernd so gut, wie wenn alle 32 Gridboxen verwendet werden. Dies ist mit der Natur des ewz-Netzes erklärbar, welches aus vermaschten Teilnetzen besteht. Einige geschätzte Stromphasoren in den Häusern weichen von den Messungen stark ab. Die Schlussfolgerung ist, dass in einem vermaschten Netz wie bei ewz möglicherweise weniger PMU-Einheit eingesetzt werden müssen. Allerdings gibt es kleine Beeinträchtigungen in der Leistungsmessung.

**Szenario mit Sensoren nur bei den Transformatorstationen und HAKs (die Sensoren der Verteilnkabinen wurden ausgeschlossen):**

In diesem Szenario ergeben sich Verbesserungen der Schätzung des Spannungsbetrags und –winkels, aber eine Verschlechterung der Schätzung des Strombetrags und –winkels. Dies kann damit erklärt werden, dass die Verteilnkabinen drei bis fünf Leitungen haben und der Ausschluss der Messung der Verteilnkabinen somit zu einem zu grossen Informationsverlust führt. Die Schlussfolgerung ist somit, dass die Gridboxen bei den Verteilnkabinen wichtig sind.

**Szenario ohne Synchrophasoren:**

Wenn die Synchrophasor-Information nicht verwendet wird, also fiktiv ein nicht-GPS-synchronisiertes Messgerät emuliert wird, sind die Resultate bzgl. Amplituden erstaunlich gut. Wie zu erwarten, wird die Winkelschätzung schlechter.

**Szenario mit zusätzlichem Rauschen von 1V, 1A, 2A und 1V&2A auf dem Betrag der Messamplituden und anpassen der Messungenauigkeiten, welche der State Estimator als Input verwendet:**

Die vier analysierten Szenarien zeigen, dass das zusätzliche Rauschen den State Estimator nicht zu beeinträchtigen scheint, solange dieser das Wissen über das Rauschen erhält. Die Schlussfolgerung ist, dass der Gebrauch von Sensoren mit niedrigerer Genauigkeit als verwendet akzeptabel ist, solange dies im Modell korrekt abgebildet wird.

**Beobachtbare Szenarien (State Estimation des beobachtbaren Teils des Netzes):**

Die Resultate dieses Szenarios zeigen eine bedeutende Verbesserung der Leistung des State Estimators. Die Mehrheit der Fehler ist innerhalb des Limits der Unsicherheiten. Dies zeigt eine gute Leistung des Kalman-Filters auf, welcher für die beobachtbaren Teile des Netzes verwendet wurde. Auf der anderen Seite legt diese Beobachtung nahe, dass es Fehler im Netzmodell sind, welche die Qualität des FULL Estimators beeinträchtigen.

## 6.6 Optimizer Resultate

### 6.6.1 Besprechung der Kampagnen

Die nachfolgend erläuterten und analysierten Kampagnen sollen dazu beitragen, die Qualität und den Erfolg der Smart Grid Applikationen bezüglich den in diesem Projekt definierten Use Cases zu demonstrieren, bzw. deren konkrete Realisierung und Qualität zu verifizieren.

**Ursprüngliche Festlegung UC Topology**

1. Input: GPS-basierte mehrphasige PMU-Spannungs- und Strommessungen mit GridBoxen.
2. Output: Automatisch ermittelte Topologie (die Art, wie diese elektrisch leitenden Elemente und deren Phasen miteinander verbunden sind) und ein Netz-Modell für elektrisch leitende Elemente zwischen den GridBox-Messorten (d.h. welche analytischen Beziehungen sind zwischen Strömen und Spannungen im konkreten Netz). Ziel ist die Anwendung eines Plug-and-Play Prinzips, ausgehend allein von der Kenntnis der Messumgebung und Messwerten. Fall-back ist eine manuell eingegebene Topologie und manuell vorgegebene Netzmodell-Parameter.

**Ursprüngliche Festlegung UC Monitoring**

1. Input: GPS-synchronisierte, mehrphasigen Spannungs- und Strommessungen über Sensoren angeschlossen an GridBoxen sowie die Topologie des UC Topology oder eine fix konfigurierte Topologie.

2. Output: Ermittlung und Bewertung des Echtzeit-Zustands des mit GridBoxen über Sensoren ausgemessenen Verteilnetzes. Das beinhaltet Aussagen darüber, ob Grenzwert-Probleme bei Spannungen und Strömen im System vorliegen. Liegt beim UC Topology nur die manuelle Erfassung der Topologie vor, soll optional ermittelt werden, ob Schalter (inkl. Sicherungen) offen oder zu sind. Die Resultate werden mit einem State Estimation – Algorithmus durchgeführt inkl. Berücksichtigung fehlender und falscher Messwerte.

### Ursprüngliche Festlegung UC Real-Time Optimization

Input: Der estimierte Zustand des Netzes (Output UC Monitoring) und Eigenschaften aller beeinflussbaren Prosumer.

Output: Die Umsetzung von optimierten Aktor-Stellwerten wie z.B. Längsregler im Verteilnetz, Wechselrichter für PV-Anlagen und Batterie-Speichern sowie der Steuerung Ein/Aus von Heisswasser-Boilern im realen System mit dem Ziel, dass der damit realisierte neue Systemzustand auch tatsächlich optimal ist oder sich in Richtung Optimalität verändert. Dies bedeutet eine gezielte Veränderung von kritischen Aktorenwerten, dadurch die Veränderung von Spannungs- und Stromwerten (welche wieder gemessen und estimiert werden), sowie die „Kosten“ (Zielfunktionsparameter).

- Aktoren der Kampagnen bei ewz

In den nachfolgenden Kampagnen des ewz sind die folgenden Aktoren von zentraler Bedeutung: Ein Batteriespeicher (abgekürzt mit BESS (Battery Energy Storage System) mit phasensymmetrischer P- und/oder Q-Steuerung, Heisswasser-Boiler, die per Rundsteuersignal angesteuert werden können, PV-Anlagen mit symmetrischer P- und/oder Q-Steuerung.

- Aktoren der Kampagnen bei BKW

Die Aktoren in den nachfolgenden Kampagnen der BKW sind bis auf den BESS dieselben. Zusätzlich konnte noch ein FU (Frequenz-Umformer) eingesetzt werden, der durch die flexibel steuerbare Einspeisung von Strom beliebige Einspeisertypen wie z.B. PV-Anlagen real nachbilden kann.

- Software-Parameter von Kampagnen

Die im Rahmen der UC implementierten Algorithmen für State Estimation sowie Optimierung mussten im Laufe der Kampagnen immer wieder angepasst werden. Dabei ist der folgende Satz von Software- bzw. Algorithmen-Parameter entstanden (Der Bericht beschränkt sich hier auf wichtigsten Parameter des Optimierungsalgorithmus):

- Welche Knotenspannungsabweichungen - von einem Normband - sind zu optimieren?
- Welches sind die unteren und oberen Spannungsbandgrenzwerte (Amplituden)?
- Wie stark soll die Spannungsabweichung gegenüber anderen Teilzielen gewichtet werden?
- Soll der Eigenverbrauch beim Transformator (oder bei einem Prosumer) als (Teil-)Ziel mitoptimiert werden?
- Welche Kabel sollen auf Stromgrenzwerte überprüft und bei kritischer Belastung entlastet werden?
- Mit welcher Sensitivität soll die Wirkleistung (P) bzw. die Blindleistung (Q) des BESS (Batteriespeicher, ewz) im Rahmen der Optimierung mitberücksichtigt werden?
- Aufgrund von Verzögerungen durch Kommunikation, In welcher Zeit nach Aussendung eines durch die Optimierung bestimmten Aktorwerts soll dieser noch in der Realität implementiert werden (Danach wird er nicht mehr berücksichtigt)?

- Dazu gehört auch, wie lange ein Aktor für kommende Optimierungen gesperrt wird, um das Umsetzen des Befehls abzuwarten.
- Mit welcher Sensitivität soll die Wirk- und Blindleistungsregelung von steuerbaren PV-Anlagen im Rahmen der Optimierung mitberücksichtigt werden?
- Welchen Wert soll die Ersatzimpedanz für das nicht-modellierte Netz hinter dem Slackknoten, aufweisen?

## 6.6.2 Zeitliche Abfolge der Kampagnen bei BKW

Die folgende Tabelle hält fest: Spalte 1 ist das Datum/der Zeitpunkt/der Zeitraum, in dem eine Kampagne eine speziell festzuhaltende Eigenschaft aufweist. Diese sind in den Spalten 2 und 3 dokumentiert.

Die nachfolgende Tabelle soll dazu dienen, ein Gefühl für die diversen Herausforderungen bei der Implementation eines SmartGrid-Systems und damit transparent die diversen tatsächlich realisierten Kampagnenschritte zu erhalten.

| Datum der Kampagne  | Bemerkungen zur Steuerung | Beschreibung der Kampagne                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                               |
|---------------------|---------------------------|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| 15.9.2015           | VK412 1 Boiler            | Einzelne Ansteuerung eines Heisswasserboilers.<br><br><b>Siehe Kapitel 6.6.3</b>                                                                                                                                                                                                                                                                                                        |
| 8.10.2015           | PV SchB Ponly             | Änderung des Slackknotens; Inverter-Verzögerung zwischen Empfangszeitpunkt Signal und Berechnung durch Optimierung (noch) nicht berücksichtigt                                                                                                                                                                                                                                          |
| 12.10.2015          | PV SchB                   | Inverter Verzögerung um ca ~13:00; Inverter-Verzögerung (noch) nicht berücksichtigt                                                                                                                                                                                                                                                                                                     |
| 19.10.2015          | LV Kiental Boilers        | Boilertests mit sämtlichen Boilern                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                      |
| Fr. 23.10.          | FU Installation           |                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                         |
| Fr. 6.11.           | FU volle Einspeisung      | Neues Modell mit Widerstand zum Slack (0.001 Ohm); Minimumintervall Boiler ein/aus: 60 Sekunden.<br><br>Steuerung der Spannungsabweichung an den Knoten: HAS437, HAS484, HAS402, HAS474; Spannungslimits: 330Vp .. 335 Vp (eng); Starke Gewichtung (10) der Spannungsabweichung;<br><br>Gleichzeitig Eigenverbrauchsmaximierung (P) ohne Q-Eigenverbrauchssteuerung; Stammdaten-Update; |
| 10.11.2015          | SW release                | Ab sofort: Keine Slackspannungsfixierung mehr;                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                          |
| 18.11.2015          |                           | Avro-Funktionalität (für Archivspeicherung) vollständig                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                 |
| 18.11.2015<br>20:22 |                           | Möglichkeit der gleichzeitigen Optimierung mehrerer Knotenspannungen (bzw. Abweichungen vom Spannungsband): HAS484, HAS475, HAS437                                                                                                                                                                                                                                                      |
| 19.11.2015<br>15:44 |                           | Obere Spannungsgrenze von 335 auf 338V gesetzt um zu häufige Optimierungsteuerung zu verhindern                                                                                                                                                                                                                                                                                         |

|                        |                    |                                                                                                                                                                                            |
|------------------------|--------------------|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| 22.11.2015<br>11:00    |                    | Alle Optimierungsparameter archiviert. Mehrere Boiler + FU Eigenverbrauchsmaximierung mit gleichzeitiger Spannungsregelung<br><br><b>Siehe Kapitel 6.6.4</b>                               |
| 23.11.2015             |                    | FU demontiert; Boiler umgeschaltet auf konventionelle Steuerung mit Ripple-Control umgestellt.                                                                                             |
| 9.12.2015 9:30         | PV SchB SW release | PV werden mit "deadline" Feature ausgestattet (mit welcher Verzögerung gegenüber Zeitpunkt des optimierten Werts sollen PV-Anlagen einen Aktorenwert umsetzen). Beginn 2. Kampagne PV SchB |
| 14.12.2015             | Kampagne PV        | Sonniger Tag; BKW PV SchB P-Abschneiden bei PV<br><br><b>Siehe Kapitel 6.6.5</b>                                                                                                           |
| 21.12.2015<br>14:20    | PV LAE             | PV LAE Kampagne gestartet                                                                                                                                                                  |
| 21.12.2015<br>17:00    | PV LAE             | PV LAE<br><br>Unterspannung: Test mit PV $\phi=+25^\circ$ (PF 0.9 lagging / inductive) für Spannungsanhebung; aber keine Sonne mehr ab 17h                                                 |
| 22.-29.12.2015         | PV LAE             | PV LAE; Ganze Woche archiviert: Bei PV-Anlagen: P-Abschneiden sowie Q-Steuerung<br><br><b>Siehe Kapitel 6.6.6</b>                                                                          |
| 4.1.2015 14:28         |                    | PV: Q -Einspeisung zur Anhebung von Unterspannung während Tageszeiten. (BKW PV LAE P-Abschneiden sowie Q-Steuerung der PV-Anlage)                                                          |
| 4.1.2015               | SW release         | PV-Abschneiden mit Referenz-PV Anlagen (wo nicht abgeschnitten wird)                                                                                                                       |
| 16.1.2016<br><br>14:20 | PV WGI             | PV WGI-DÖ                                                                                                                                                                                  |
| 8.2.2016<br><br>18:05  |                    | PV WGI-DÖ Kampagne beendet. SE läuft wieder auf LV KT. Optimizer läuft nicht mehr                                                                                                          |

### 6.6.3 Kampagne Boilerregelung im Subnetz VK412

Zeitraum: 15.9.2015 ff

Pilotnetz: BKW

Kurzbeschreibung: Zuschalten eines Boilers mit dem Ziel der Spannungshaltung

Ziel: Zeigen, dass Boilerregelung funktioniert und Erkenntnisse über das Verhalten eines nicht-vorausschauenden Optimierers bei der Regelung eines Aktors mit Speicher sammeln. Gemeinhin wird hierfür vorausschauende Optimierung<sup>4</sup> gewählt.

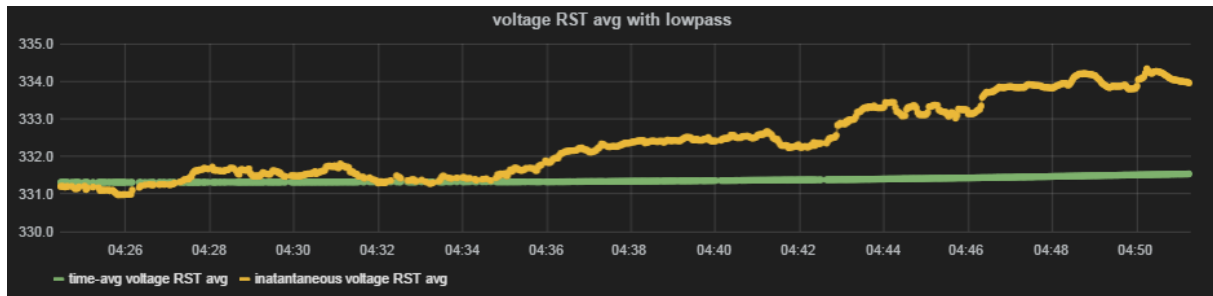


Fig. 93: Mittlere Spannung der drei Phasen

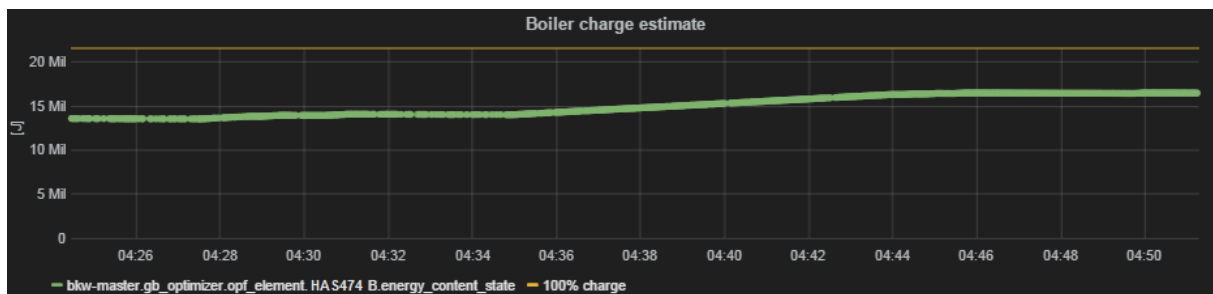


Fig. 94: Schätzung des Ladezustandes des Boilers

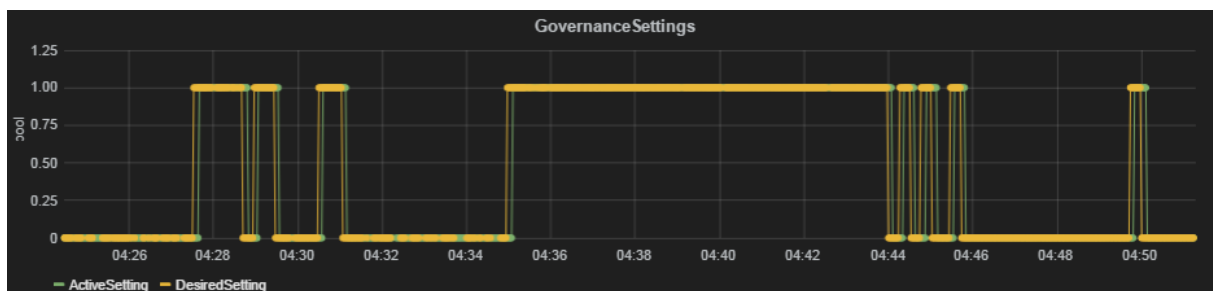


Fig. 95: DesiredSetting und ActiveSetting des Boilers. Der Optimizer reagiert auf Überspannungen rund um 4:28. Nach einer längeren Phase der Überspannung steigen die Kosten des Einschaltenlassens des Boilers, weil sein Ladezustand bald voll ist. Um noch Reserven für gravierende Überspannungen zu haben, schaltet der Optimizer den Boiler daher wieder aus.

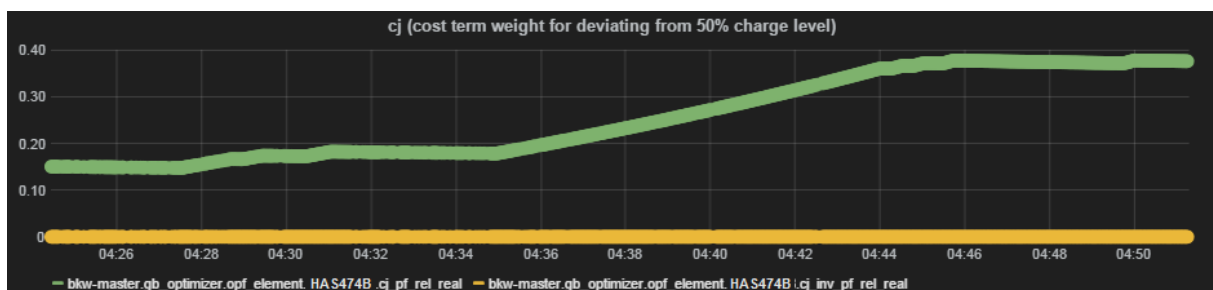


Fig. 96: Gewichtung des Kostenterms, welcher immer 50% Ladezustand des Boilers anstrebt. Je weiter der Boiler geladen ist, desto teurer wird es, ihn eingeschalten zu lassen.

Das Boilerverhalten soll im Weiteren noch genauer untersucht werden:

<sup>4</sup> Z.B. Model Predictive Control

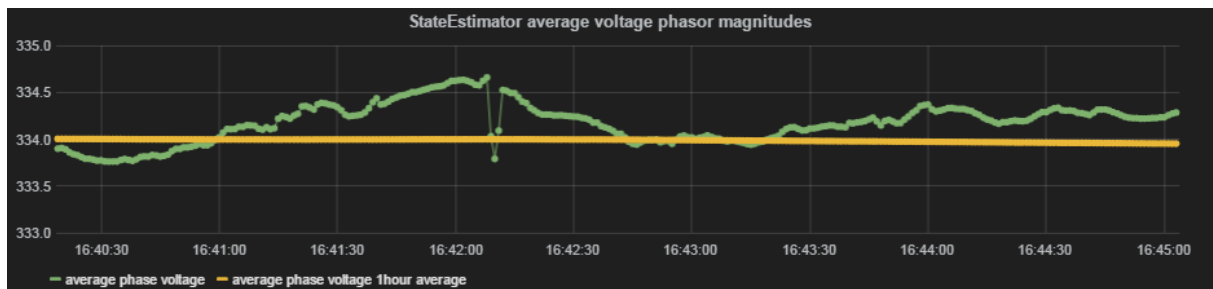


Fig. 97: Spannungsabweichung vom gleitenden Mittelwert. Überdurchschnittliche Spannungen sollen durch Zuschalten des Boilers gesenkt werden. Das Tal bei 16:42:10 korreliert mit der vom Boiler bezogenen Leistung (siehe Fig. 99). Dies zeigt, dass der Boiler durchaus das Potential hat, zur Spannungshaltung beizutragen. In diesem Fall ist die Regelung aber klar suboptimal.

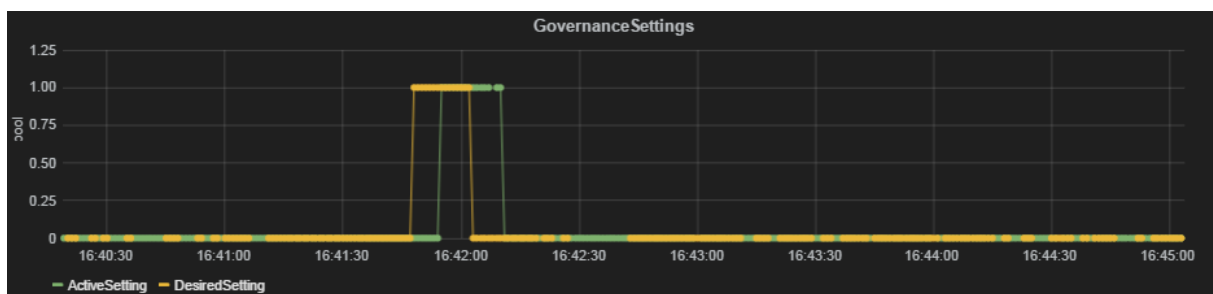


Fig. 98: Ab einer gewissen Abweichung reagiert der Optimizer mit Zuschalten des Boilers. Deutlich sichtbar ist die Reglerlatenz von ca 6s. Der Anstieg der gelben Kurve bezieht sich auf den Zeitpunkt der zugrundeliegenden Messung. Diese wird zum Master übertragen, dort wird SE und OPT gerechnet und der Stellwert zurück an die GridBox geschickt, von wo das ActiveSetting bestätigt wird.

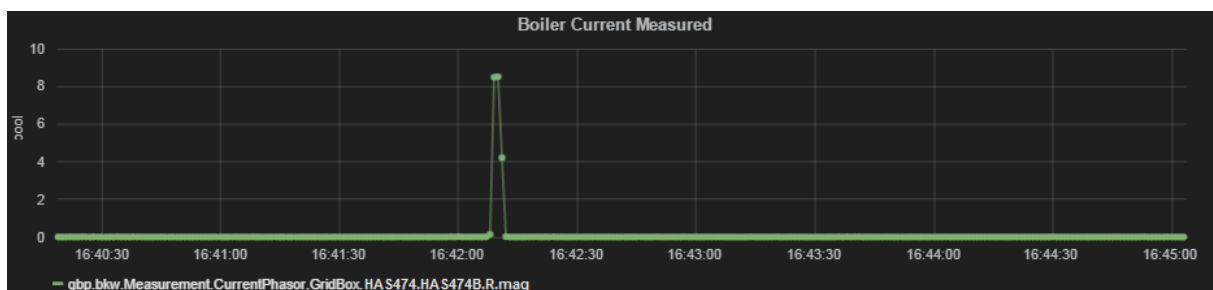


Fig. 99: Die effektiv vom Boiler aufgenommene Leistung erfährt eine zusätzliche, nicht-deterministische Verzögerung, denn Boilerschütze sind absichtlich so ausgelegt, dass der Einschaltzeitpunkt randomisiert verzögert wird (ca. 10-30s), um im Fall von Rundsteuerung zu verhindern, dass alle Einschaltströme gleichzeitig anfallen. Das Ausschalten des Boilers geschieht sofort, was in diesem Fall zu einer sehr kurzen Einschaltzeit führt. Bei späteren Kampagnen wurden deshalb längere minimale Einschaltzeiten des Boilers vorgeschrieben (60s)

## 6.6.4 Kampagne Boilerregelung Kiental mit FU

Zeitraum: 22.11. 2015 bis 23.11.2015

Pilotnetz: BKW

Kurzbeschreibung: Emulieren von Einspeiseprofilen einer grösseren PV Anlage durch einen mobilen Frequenzumrichter (FU), welcher ab einer anderen Trafostation gespeist wird. Boiler sollen dann geladen werden, wenn PV-Strom verfügbar ist im Sinne einer regionalen Eigenverbrauchsmaximierung

Ziel: Zeigen, dass regionale Regelung funktioniert

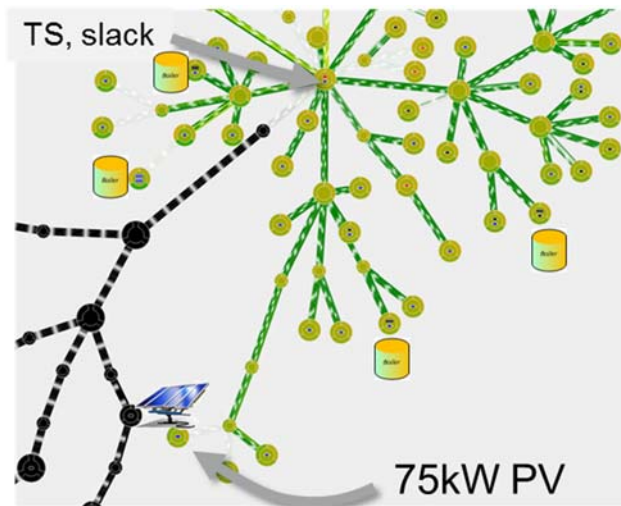


Fig. 100: Position des emulierten PV Anlage und der geregelten Boiler im radialen Netz in Kiental

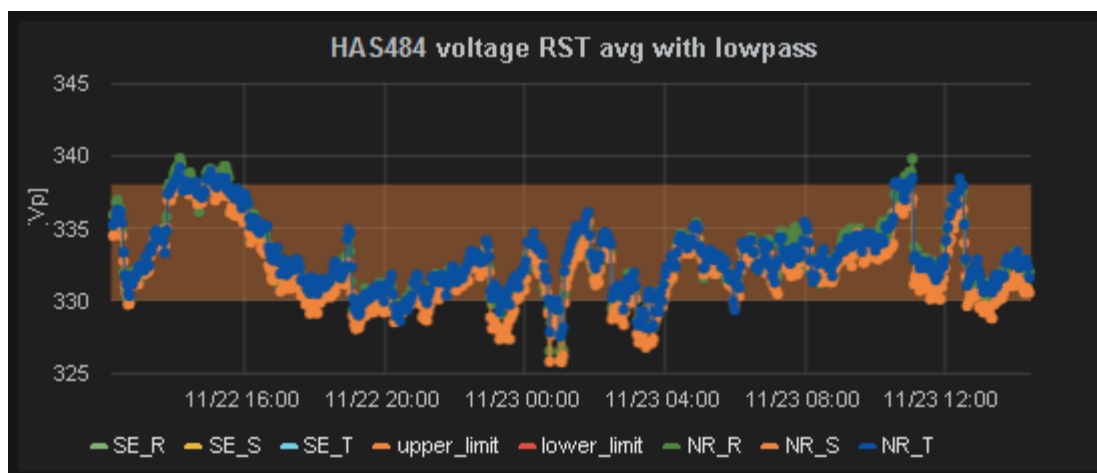


Fig. 101: Spannung an einem der für die Kostenfunktion gewählten Knoten (am Ort des der PV Anlage nächstgelegenen Boilers). Die Kostenfunktion hat für diese Kampagne Spannungen an drei verschiedenen Knoten umfasst

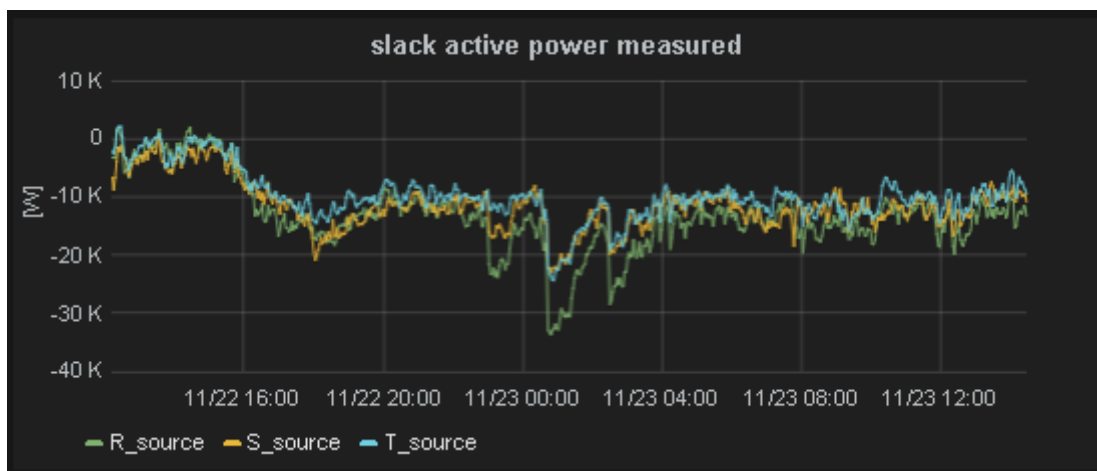


Fig. 102: Leistungsfluss der drei Phasen beim Trafo. Ganz links wechselt die Leistungsflussrichtung einen kurzen Moment.

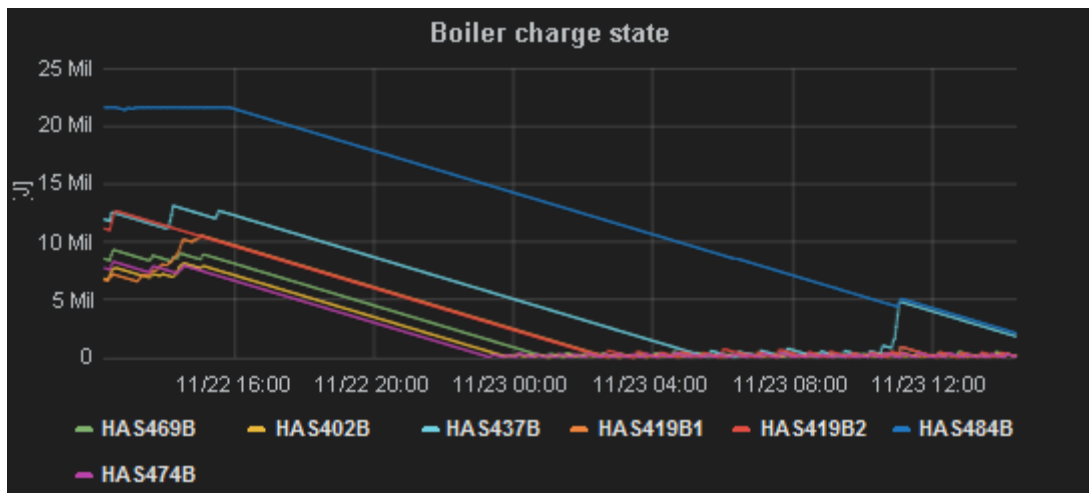


Fig. 103: Modellierter Ladezustand aller Boiler

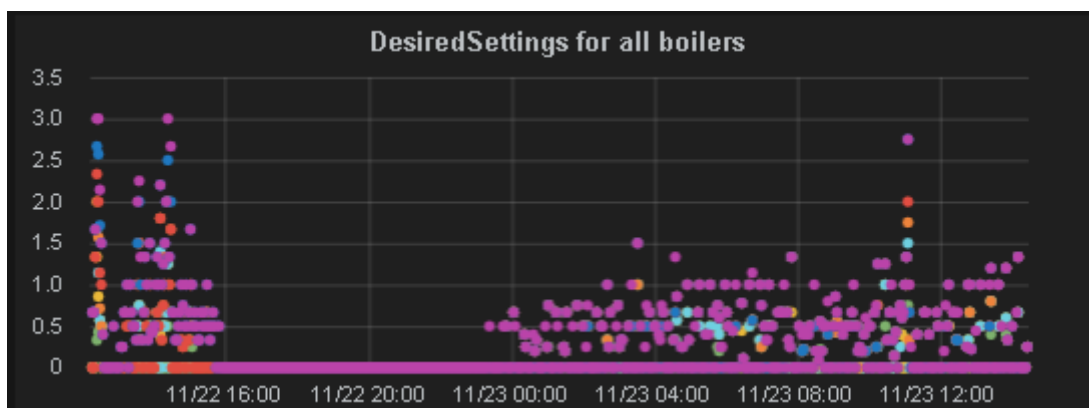


Fig. 104: Stellwerte der vier verteilten Boiler. Ganz links werden Boiler eingeschaltet, weil es zu einer Rückspeisung beim Trafo kommt. Dies wird bestraft durch den Term für die regionale Eigenverbrauchsregelung (vgl. Fig. 102). Kurz darauf ist es der Kostenterm gegen Überspannung, welcher das erneute Einschalten der Boiler auslöst (vgl. Fig. 101). Um Mitternacht sind dann die estimierten Ladezustände leer (vgl. Fig. 103) und der Optimizer schaltet die Boiler immer wieder für kurze Zeit ein.

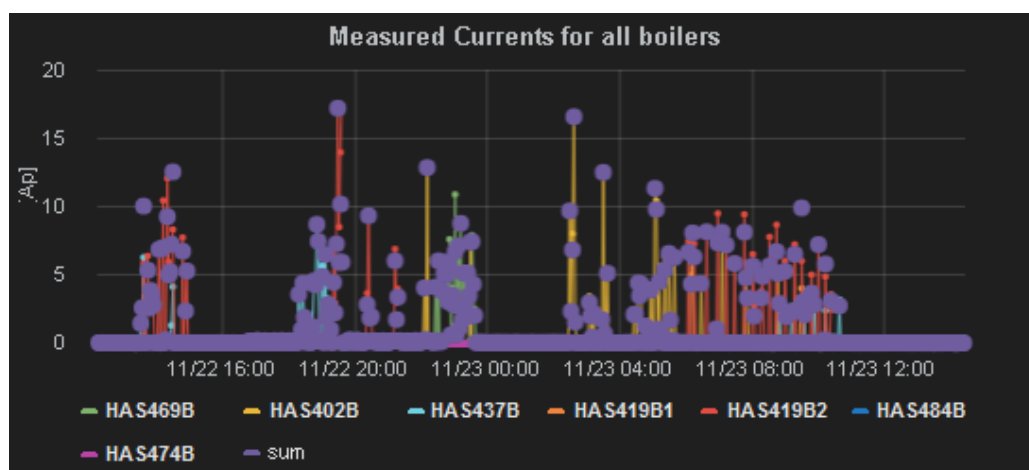


Fig. 105: Die tatsächlichen, bzw. gemessenen Boilerströme weichen aus unterschiedlichen Gründen von den DesiredSettings des Optimizers ab. Zum Einen zeigt sich, dass die Ladezustandsschätzung nicht zuverlässig voraussagt, ob ein Boiler Strom ziehen wird, wenn man ihn einschaltet, zum anderen ist auf der GridBox, welche den Boiler direkt schaltet eine Sicherheitsfunktion eingebaut, welche den Optimizer übersteuern kann, falls zu lange nicht geladen wurde (was sich zwischen 18:00 und 22:00 zeigt).

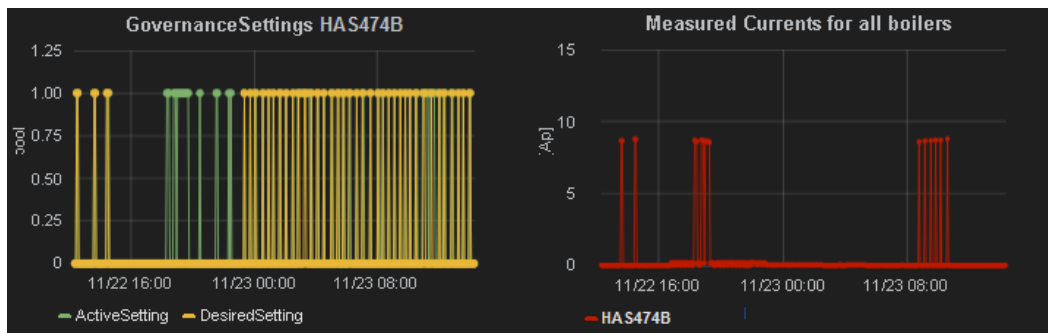


Fig. 106: Am Beispiel eines einzelnen Boilers ist klar zu sehen, dass die Vorgaben des Optimizers (DesiredSettings links, gelb) vom lokalen Agent auf der GridBox (ActiveSetting, links, grün) übersteuert werden kann. Dieser wiederum kann den Boiler zwar sperren, aber er kann dem Boiler nicht befehlen, Strom zu beziehen, wie die Messung rechts zeigt.

## 6.6.5 Kampagne PV Schlechtenboden Wirkleistungsbegrenzung

Zeitraum: 14.12.2015 10:06-16:12

Pilotnetz: BKW

Kurzbeschreibung: Vermindern von Überspannungen mittels Wirkleistungsbegrenzung einer PV Anlage

Ziel: Anhand einer einzelnen regelbaren PV Anlage sollen der Optimizer getestet und Erkenntnisse über Kostenfunktionen gesammelt werden.

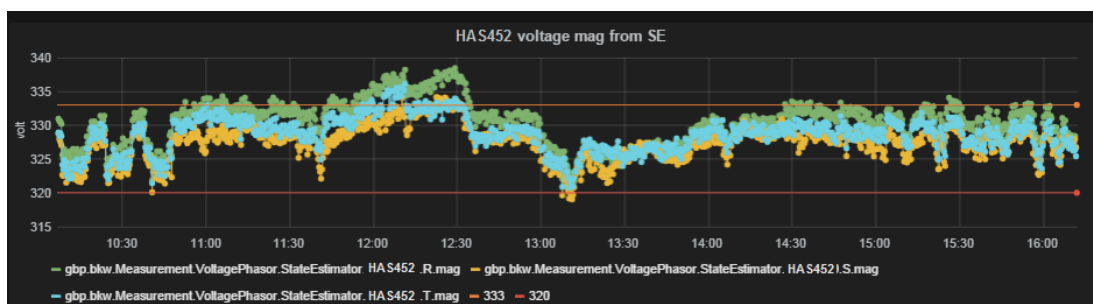


Fig. 107: StateEstimator Spannung der drei Phasen (V peak) am Einspeisepunkt der geregelten PV Anlage. Zu Testzwecken wurde das Spannungstoleranzband (horizontale Linien) so gewählt, dass Überspannungen punktuell auftreten.

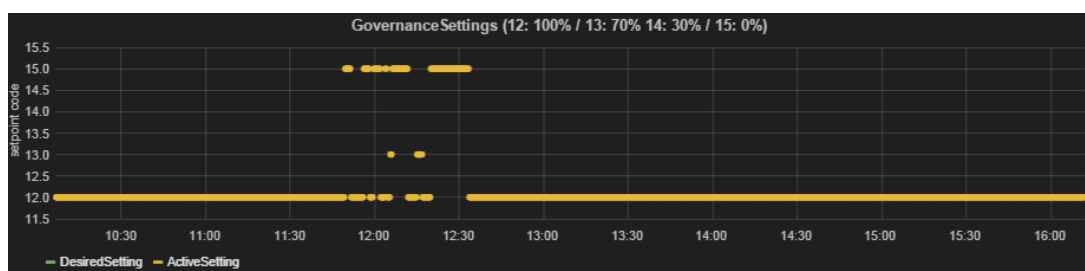


Fig. 108: Die Stellwerte, wie sie vom Optimizer an den PV Wechselrichter geschickt werden. Über Mittag tritt eine Überspannung auf, welcher mit Wirkleistungsbegrenzung begegnet wird.

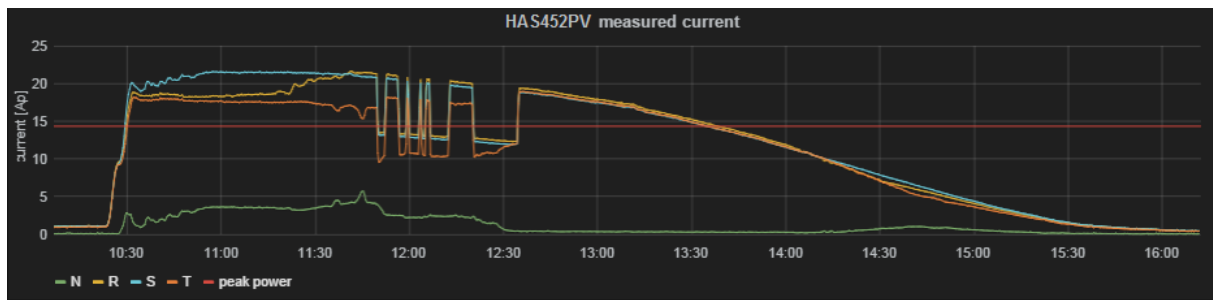


Fig. 109: Eingespeister Strom der PV Anlage. Deutlich erkennbar ist, wie die PV Anlage auf die Befehle zur Wirkleistungsbegrenzung reagiert. In dieser Grafik muss berücksichtigt werden, dass die Strommessung zwei PV Anlagen umfasst, von welcher nur eine geregelt ist. Dies ist der Grund, dass die Einspeisung nicht auf Null geht.

## 6.6.6 Kampagne PV Lauenen Wirkleistungsbegrenzung und Blindleistungsregelung

Zeitraum: 22.12.2015 bis 29.12.2015

Pilotnetz: BKW

Kurzbeschreibung: Vermindern von Überspannungen mittels Wirkleistungsbegrenzung und Blindleistungsbezug einer PV Anlage

Ziel: Anhand einer einzelnen regelbaren PV Anlage sollen der Optimizer getestet und Erkenntnisse über Kostenfunktionen und das Verhalten bei Blindleistungsregelung gesammelt werden.

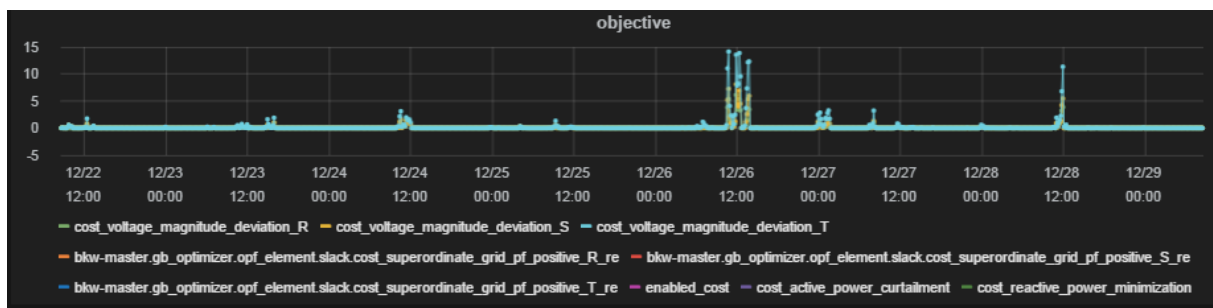


Fig. 110: Die zu optimierende Zielfunktion setzt sich in dieser Kampagne zusammen aus diversen gewichteten Termen: Aus Spannungsabweichungen zu den Phasen R, S, T eines Sets von Spannungsamplituden. Der Wert der Zielfunktion, welcher Phase R zugeordnet ist, liegt meist bei ca. Null: Das bedeutet, dass bei Phase R keine Steuermassnahmen notwendig sind. Die Graphik zeigt auch, dass die einzelnen Spannungsamplituden der Phasen S und T ausserhalb des Toleranzbandes liegen und somit zu Kosten führen. Diese sollen durch gezielte Aktoren-Veränderung gesenkt werden. Der Eigenverbrauch – als möglicher Term der zu optimierenden Zielfunktion – wird in dieser Kampagne nicht mitoptimiert.

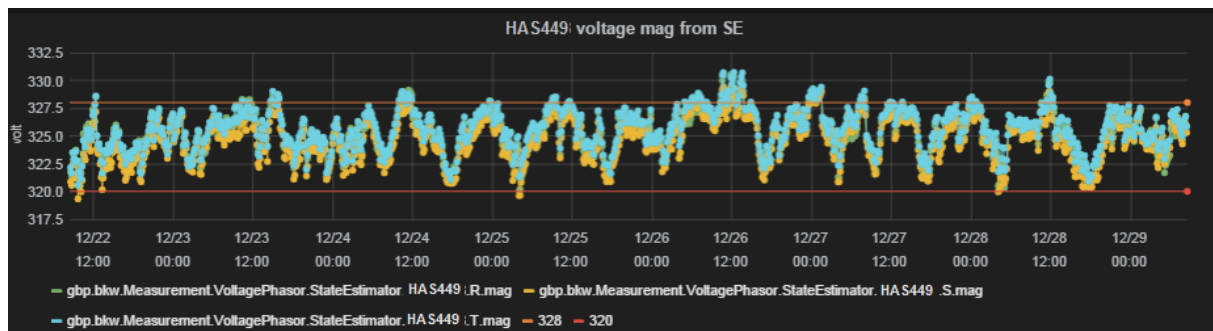


Fig. 111: Die Spannungsamplitude der drei Phasen am Einspeisungsknoten HAS449 liegen meist zwischen den gewünschten unteren und oberen Spannungsgrenzen (die hier bewusst knapp gehalten werden, um die Wirkung der Aktoren und der Optimierung zu demonstrieren). Klar ersichtlich sind die beiden kritischen Zeiträume 26.12 ca. 12:00h und 28.12, ca. 12h: Dort geht die Phasenspannungen tendenziell über die obere Spannungsgrenze. Der Einsatz der Aktoren – siehe nachfolgende Graphik – sorgt dafür, dass die Spannung jeden Mittag – dann wenn die PV-Einstrahlung für die grösste Einspeisung und damit den grössten Spannungsanstieg sorgt – nicht übermässig über die obere Grenzspannung steigt.

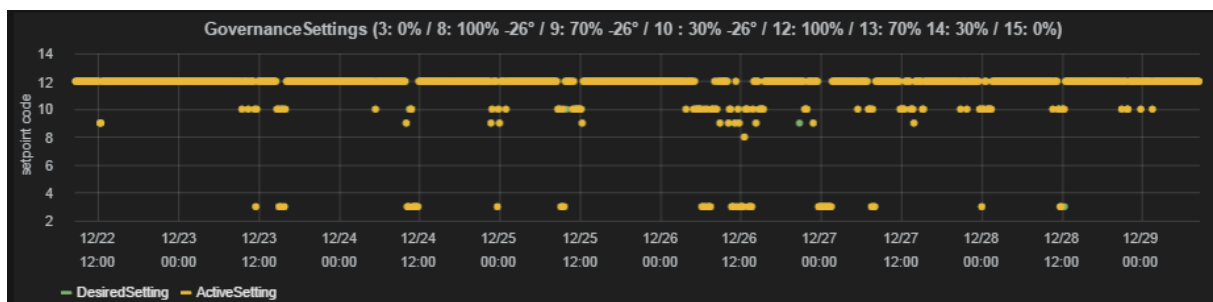


Fig. 112: Stellwerte für die PV Anlage. Ein «GovernanceSetting» von 3 bedeutet volle gezielte Abschaltung der PV-Einspeisung. Diverse weitere Zwischenstufen für die gezielte Ansteuerung der PV-Anlagen sind möglich: Die oft aktivierte Stufe 10 regelt die Anlage auf 30% der Wirkleistung sowie einen Winkel der (komplexen) Scheinleistung von  $-26^\circ$ , die Stufe 9 auf 70% der Wirkleistung und einen Winkel von  $-26^\circ$ , die Stufe 8 soll den vollen Wirkleistungseinsatz bei einem Winkel der Scheinleistung von  $-26^\circ$  bewirken. Die Graphik zeigt, dass die Optimierung in den kritischsten Zeiträumen 26.12 ca. 12:00h und 28.12, ca. 12h, je nach Sonneneinstrahlung unterschiedliche Aktorenwerte für die PV-Anlagen ermittelt und in der Realität auch umsetzt.

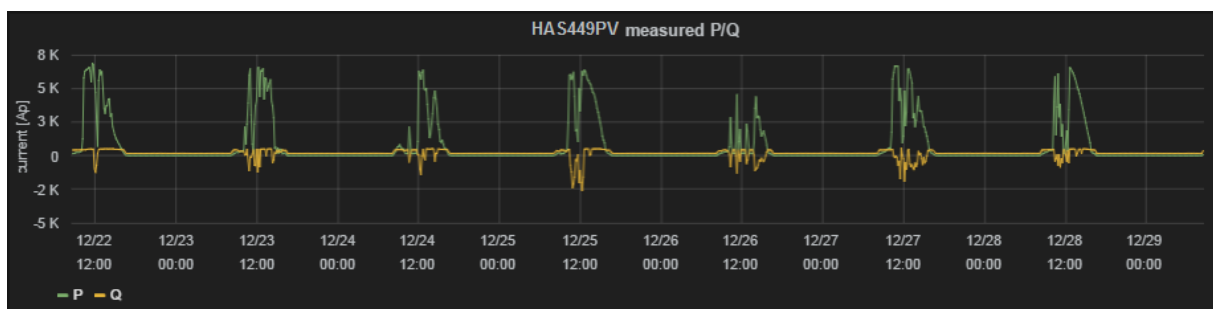


Fig. 113: Die Wirkung der Aktorensettings ist in dieser Graphik ersichtlich: Sie zeigt die Wirk- und Blindleistung der durch die PV-Anlage eingespeisten Leistung. Exemplarisch kann beobachtet werden, dass am 26.12 um ca. 12h die eingespeiste Leistung der PV-Anlage zu gewissen Zeitpunkten gezielt reduziert wird, damit die Spannungen den oberen Grenzwert nicht verletzen. Ebenfalls ersichtlich ist, dass Blindleistungsbezug vom Optimizer eingesetzt wird, um die unerwünschte (teurere) Wirkleistungsbegrenzung nur dann einzusetzen, wenn unbedingt nötig.

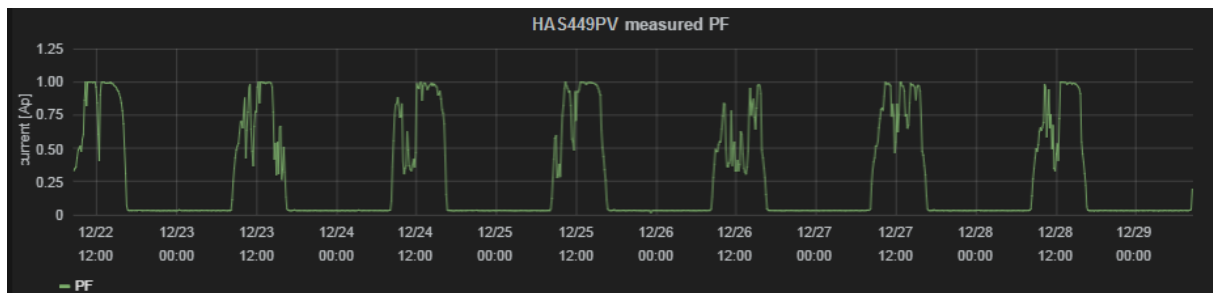


Fig. 114: Leistungsfaktor der PV Anlage

Interessant ist ein kurzer Moment der Unterspannung, welcher der Optimizer ebenfalls mit Blindleistungsregelung begegnet:

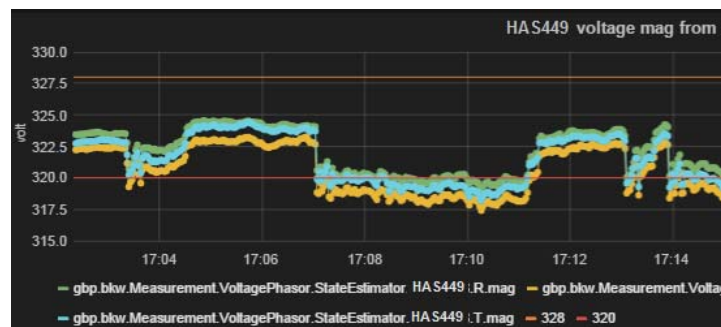


Fig. 115: Knotenspannungen am Knoten HAS4599 zwischen 17:04 und 17:12 gemeinsam mit der unteren und oberen (für diese Kampagne festgelegten) zulässigen Spannungsgrenze (rote Linien):

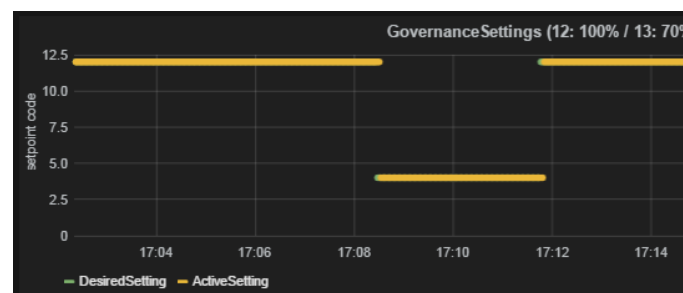


Fig. 116: Reaktion des Optimizers auf die Unterspannung in Fig. 115. Code 4 bedeutet 100% Wirkleistung und Blindleistungseinspeisung mit für diese Anlage minimalem Leistungsfaktor 0.9. Die Blindleistung wird also zum Anheben der Spannung eingesetzt.

## 6.6.7 Zeitliche Abfolge der Kampagnen bei ewz

Die folgende Tabelle hält fest: Spalte 1 ist das Datum/der Zeitpunkt/der Zeitraum, in dem eine Kampagne eine speziell festzuhaltende Eigenschaft aufweist. Diese sind in den Spalten 2 und 3 dokumentiert.

Die nachfolgende Tabelle soll dazu dienen, ein Gefühl für die diversen Herausforderungen bei der Implementation eines SmartGrid-Systems und damit transparent die diversen tatsächlich realisierten Kampagnenschritte zu erhalten<sup>5</sup>.

<sup>5</sup> Folgende Abkürzungen wurden verwendet

- BESS: Battery Energy Storage System; ST: SunTechnics; DoSt: Dora Staudinger

| Datum der Kampagne       | Bemerkungen zur Steuerung                                 | Beschreibung der Kampagne                                                                                                                                                                                                                                                      |
|--------------------------|-----------------------------------------------------------|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| 29.10.2015               | Unstabiler Test GB optimizer                              | BESS "full power swing"; erster Lauf                                                                                                                                                                                                                                           |
| bis 1.11.2015            | Lokale (nicht-GB) Steuerung für BESS                      |                                                                                                                                                                                                                                                                                |
| 1.11.2015 bis 5.11.2015  | BESS wird nicht gesteuert                                 | Keine Optimierung                                                                                                                                                                                                                                                              |
| Beginnend am 6.11.2015   | BESS wird optimiert gesteuert                             | Anfängliche Instabilitäten                                                                                                                                                                                                                                                     |
| 7.11.2015<br>~7:00       | Slack-Spannung auf 322Vp gesetzt                          | BESS läuft, aber Zielfunktionskoeffizient läuft nicht richtig um ca. 22h.                                                                                                                                                                                                      |
| 8.11.2015<br>15:30       | Kostenfunktion korrigiert                                 | Tieferes Spannungsgrenzwertband: 305-335Vp um weniger Energie zu verbrauchen (Eigenverbrauchmaximierung)                                                                                                                                                                       |
| 8.11.2015                | Testtag                                                   | Fixed-slack Spannung;<br><br>OPT-Paramater: Spannungsabweichung bei TS_00963; Keine Q-Regelung BESS (Gewicht: 0.1); P-Regelung BESS (Gewicht: Factor 1); Keine Eigenverbrauchsregelung; BESS Kritisches Band: 0.4; OBJ_Faktor(V)=1; 305 <= V <= 335; Bess-Ladelevel= 0.0 / 0.1 |
| 17.11.2015<br>nach 20:00 | Erster stabiler Lauf ganze Nacht                          | TS_00968; Wolfswinkel<br><br><b>Siehe Kapitel 6.6.8</b>                                                                                                                                                                                                                        |
| 18.11.2015<br>nach 15:30 | Test mit mehreren Spannungs-knoten (TS_00963 und k_gb036) | Erstmals >50% BESS Ladung mit Sonne                                                                                                                                                                                                                                            |
| 19.11.2015<br>8:45       | BESS Pmax wurde auf 80kVA gesetzt                         | BESS mit künstlicher Begrenzung bei 50% Leistung; ist aber ungenügend zur Stabilisierung der Spannungen                                                                                                                                                                        |
| 25.11.2015               | OPT metrics                                               | Umstellung der Archivierung der Optimierungsergebnisse in Sekundenauflösung.                                                                                                                                                                                                   |
| 26.11.2015               |                                                           | Kommunikationsumstellungen verursachen SE Fehllauf und danach Optimizer-Fehllauf ab ca.~5:30;                                                                                                                                                                                  |
| 26.11.2015               | PV Tests with ST from 15:20 to 17:00                      | Optimizer disabled                                                                                                                                                                                                                                                             |
| 29.11.2015<br>17:30      | BESS Steuerung                                            | Spanungsabfall festgestellt: Optimizer verursacht oder hilft nicht bei Verhinderung eines Spannungsabfalls                                                                                                                                                                     |
| 8.12.2015                | Erfolgreiche Woche                                        | "multi-location objective BESS control" für mehr als 1 Woche<br><br><b>Siehe Kapitel 6.6.9</b>                                                                                                                                                                                 |
| 21.12.2015               | Strombegrenzung aktiviert gleichzeitig mit BESS Q-        | NR Solver konvergiert nicht, sofern sowohl P als auch Q von BESS als steuerbar angenommen werden; bzw. BESS reagiert nicht auf Aktoren (zu einem                                                                                                                               |

|                     |                                                     |                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                        |
|---------------------|-----------------------------------------------------|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| 14:00               | Steuerung                                           | tageszeitlich kritischen Zeitpunkt: 14h)                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                               |
| 21.12.2015<br>17:20 | BESS mit disabled Q-Steuerung                       | Ziel: Stabile BESS-Steuerung zu kritischer Tageszeit (17h: Hoher Stromverbrauch)                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                       |
| 22.12.2015          | Optimizer verursacht Flicker                        | SE funktioniert nicht, weil eine GridBox bzw. deren Kommunikation ausfällt. SE und OPT müssen solchen Kommunikationsausfällen angepasst werden.                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                        |
| 5.1.2016<br>11:03   | Enabled BESS P+Q control                            | <p>Enabled Q Steuerung BESS: Probleme mit PF-Limit;</p> <p>OPT-Paramater: Spannungsabweichung bei TS_00963 und k_gb036; Stromabweichung bei E30706x10;</p> <p>Enabled Q-Regelung BESS (Gewicht: 0.0005); P-Regelung BESS (Gewicht: Factor 0.001); Keine Eigenverbrauchsregelung; BESS Kritisches Band: 0.1 ... 0.9; OBJ_Faktor(V)=1; 305 &lt;= V &lt;= 370; Bess-Ladelevel= 0.0 / 0.1; Quadr-Kostenapproximation: Enabled</p> <p>Fix Slack-Vmag-R/S/T: 325, 320, 325V; Fix Slack-Vang-R/S/T: 0, -2.09, +2.09</p> <p>Stromgrenzen: 400Arms auf E30706x10 and x20</p> <p><b>Siehe Kapitel 6.6.10</b></p> |
| 6.1.2016 8:56       | disabled Q-control                                  | BESS funktioniert nicht korrekt mit Q-Steuerung                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                        |
| 11.1. 2016          | Kommunikationszusammenbruch um ca. 00:00 bis 10:00h |                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                        |
| 13.1.2016<br>15:06  | Steuerung mit BESS P + PV P                         | <p>PV P +BESS P Steuerung, aber ohne Sonneneinstrahlung</p> <p>Enabled Q Steuerung BESS: Probleme mit PF-Limit;</p> <p>OPT-Paramater: Spannungsabweichung bei TS_00963 und k_gb036; Stromabweichung bei E30706x10;</p> <p>Enabled Q-Regelung Bess; P-Regelung Bess.001); Keine Eigenverbrauchsregelung; BESS Kritisches Band: 0.1 ... 0.9; OBJ_Faktor(V)=1; 305 &lt;= V &lt;= 330; Bess-Ladelevel= 0.0 / 0.1; Quadr-Kostenapproximation: Enabled</p> <p>Fix Slack-Vmag-R/S/T: 325, 320, 325V; Fix Slack-Vanmg-R/S/T: 0, -2.09, +2.09; Stromgrenzen: 400Arms auf E30706x10 and x20</p>                  |
| 16.1.2016<br>9:16   | Nur BESS-P-Steuerung                                | <p>Fehlerhafte Stammdaten ab 8.1. nach Umstellung; Dadurch nicht-konvergierende SE und OPT;</p> <p>Danach: Deshalb Umstellung auf BESS-P allein; Umstellung auf Modellfehler-insensitive Konvergenztoleranz: 0.1</p>                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                   |
| 18.1.2016<br>17:10  | korrigierte Stammdaten                              | <p>SE funktioniert besser; aber Spannungsamplituden weichen immer noch zu viel (einige Volt) ab von Messungen</p> <p>OPT und Newton-Raphson (NR, läuft nach SE) konvergieren</p>                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                       |

|                                 |                                                                                                                            |                                                                                                                                                             |
|---------------------------------|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| 19.1.2016<br>13:52 bis<br>16:00 | Test Eigenverbrauchsmaximierung mit lokaler Regelung                                                                       | Studentenarbeit für lokale Regelung Eigenverbrauch DoSt                                                                                                     |
| 19.1.2016<br>17:04              | "All-in"-Kampagne                                                                                                          | Gesteuerte Aktoren: BESS P, PV P, Boiler                                                                                                                    |
| 21.1.2016<br>10:22              | Stammdaten-Fehler korrigiert (Stammdaten beschreiben die Topologie und die Modell-Kennwerte der Netzelemente)              | Sensoren-Fehler verursachen Differenzen zwischen Messungen und SE. Dadurch keine OPT-Konvergenz. Nach Korrektur laufen GB (Messungen), SE/NR vernünftig.    |
| 21.1.2016<br>13:45              | Hotfix in SW                                                                                                               | OPT: PV-Setpoint-Rundung korrigiert                                                                                                                         |
| 21.1.2016                       | Erster Tag, wo "All-in"-Kampagne durchgängig läuft<br><br>analyze ewz ALL-IN multi-location p-control campaign In Progress | Dieser Tag hat etwas Sonnenschein, aber eher wenig. Boilers scheinen nicht auf GridBox-Aktorenbefehle zu reagieren. BESS Leistung wird auf 20kVA reduziert. |
| 25.1.2016<br>11:15 bis<br>16:37 | Test Maximierung Eigenverbrauch an DoSt                                                                                    |                                                                                                                                                             |
| 26.1.2016                       | Guter Tag, mit "All-in"-Kampagne<br><br>analyze ewz ALL-IN multi-location p-control campaign In Progress                   | <b>Siehe Kapitel 6.6.11</b>                                                                                                                                 |

## 6.6.8 BESS Wirkleistungsregelung für Spannungshaltung

Zeitraum: 17.11.2015

Pilotnetz: ewz

Kurzbeschreibung: Vermindern von Unterspannung am Abend durch geeigneten Einsatz des BESS. Ewz hat das Netz für diese Kampagne absichtlich so verschalten, dass es zu Spannungshaltungsproblemen in entfernten Netzabschnitten, u.a. am Einspeisepunkt des BESS kommt. Der BESS befindet sich in einer grösseren Überbauung, deren Last allabendlich zu Unterspannungen führt, wenn mittels BESS keine Gegenmassnahmen getroffen werden.

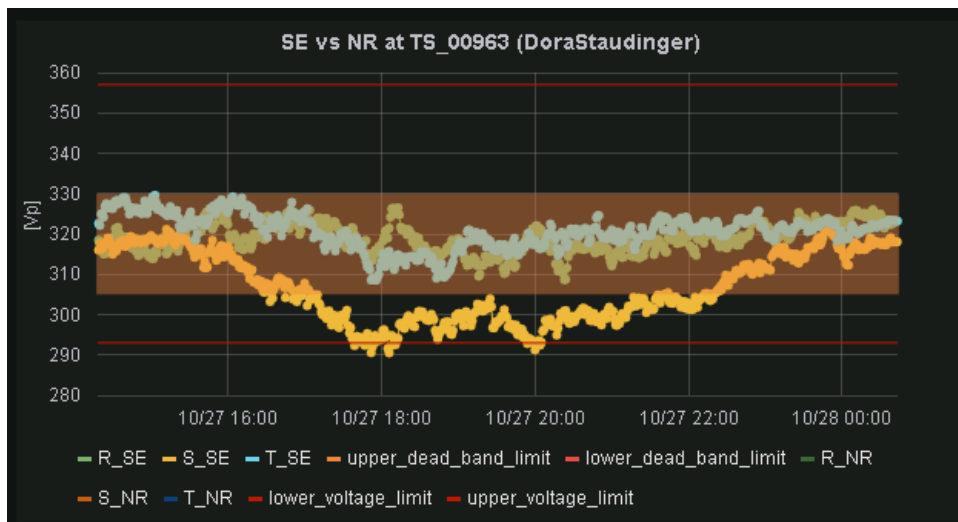


Fig. 117: Wird die Batterie nicht eingesetzt, kommt es jeden Abend auf einer Phase zu Spannungseinbrüchen jenseits der zulässigen 10%-Bänder der Nennspannung. Diese zulässigen Limiten sind dunkelrot eingezeichnet. Diese Messung wurde am 27.10.2015, also vor der Optimizer Kampagne durchgeführt.

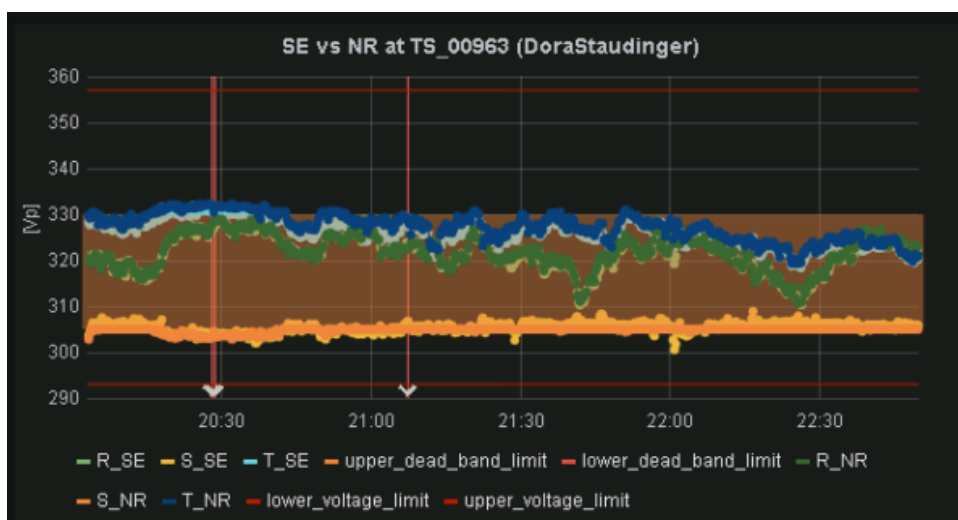


Fig. 118: Wird der GridBox Optimizer eingesetzt, kann die Spannung nahe am Zielband (beige) gehalten werden. Interessant zu beobachten ist hier, dass die Prädiktion des Optimizers (orange, dunkelgrün, dunkelblau) sehr gut mit den sich tatsächlich einstellenden Spannungen (gelb, hellgrün, hellblau) übereinstimmt. Daraus kann geschlossen werden, dass die implizite Annahme des quasistationären Netzzustandes des Optimierungsproblems zulässig ist bei den realisierten Reglerlatenzen (15s in diesem Fall). (Die vertikalen roten Linien markieren Log Einträge der SGA. Diese sind an dieser Stelle nicht relevant)

## 6.6.9 BESS Wirkleistungsregelung für Spannungshaltung an verschiedenen Punkten im Netz

Zeitraum: 22.11.2015 bis 23.11.2015

Pilotnetz: ewz

Kurzbeschreibung: Einhalten eines Spannungsbandes an mehreren verteilten Punkten im Netz durch geeigneten Einsatz eines einzigen BESS. Diese Kampagne ist ein Alleinstellungsmerkmal des Grid-

Box Projektes, denn nur mit einer regionalen Echtzeitoptimierung können mehrere Kostenterme an unterschiedlichen geografischen Orten optimiert werden.

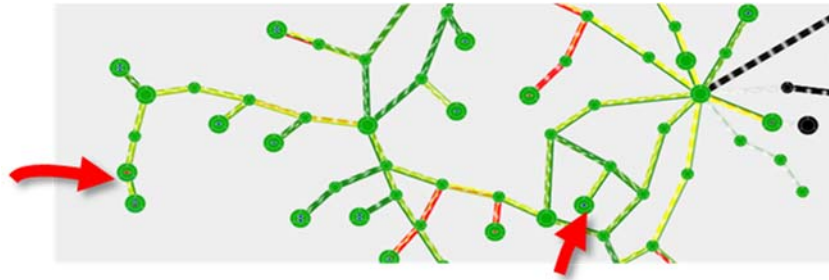


Fig. 119: Darstellung der zwei Referenzpunkte für die Spannungshaltungs-Kostenterme

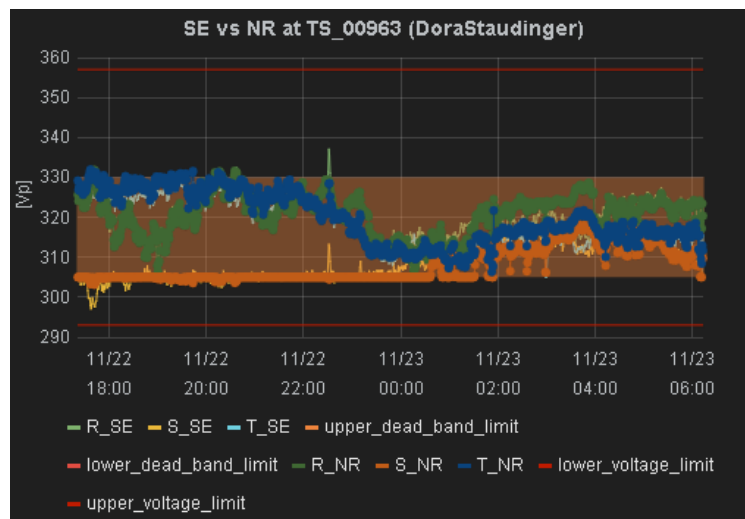


Fig. 120: Spannung am Einspeisepunkt des BESS

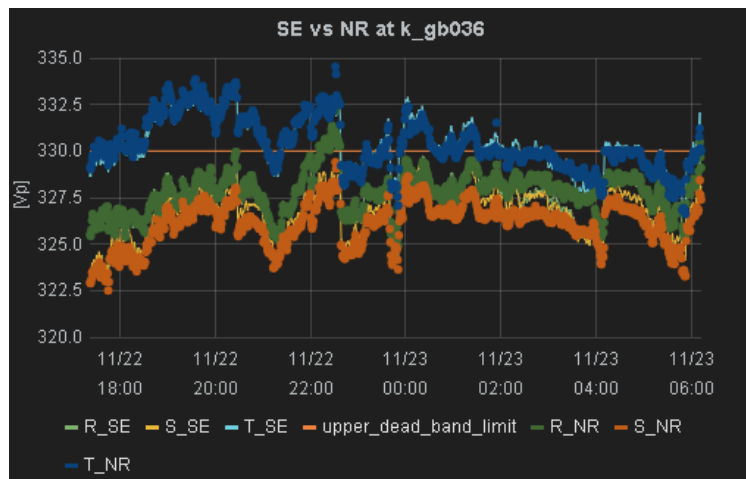


Fig. 121: Spannung am entfernten, zweiten Referenzknoten für die Spannungshaltung. Die Skalierung ist hier deutlich vergrößert.

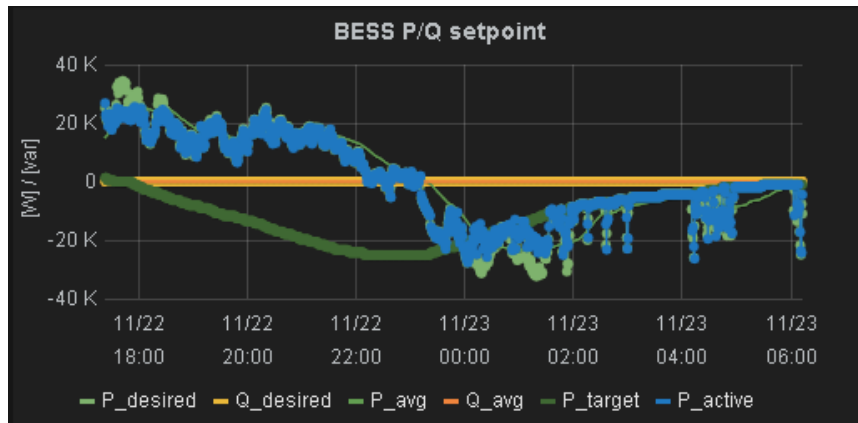


Fig. 122: Das Verhalten des BESS (blau) zeigt, dass von 18:00 bis 22:00 Leistung eingespeist wird, um die Unterspannung bei TS\_00963 zu verhindern. Dunkelgrün ist die Zielvorgabe für das Charge-Leveling des BESS gezeichnet. Dies ist der Kostenterm mit niedrigster Gewichtung, solange der BESS nicht leer läuft oder voll wird. Ab Mitternacht ist zu beobachten, dass der BESS mehr Leistung bezieht, als für das Charge-Leveling vorgegeben. Dies ist auf die Überspannungen bei k\_gb036 zurückzuführen, welche auf diese Weise gesenkt werden.

## 6.6.10 BESS Scheinleistungsregelung für Spannungshaltung

Zeitraum: 5.1.2016

Pilotnetz: ewz

Kurzbeschreibung: Ziel ist das Nutzen des vollen Potentials des BESS durch eine Kombination von Wirk- und Blindleistungsregelung. Wirkleistung ist teurer als Scheinleistung, weil sie nur entsprechend des Ladezustands eingesetzt werden kann und mit einer Alterung der Batterie einhergeht.

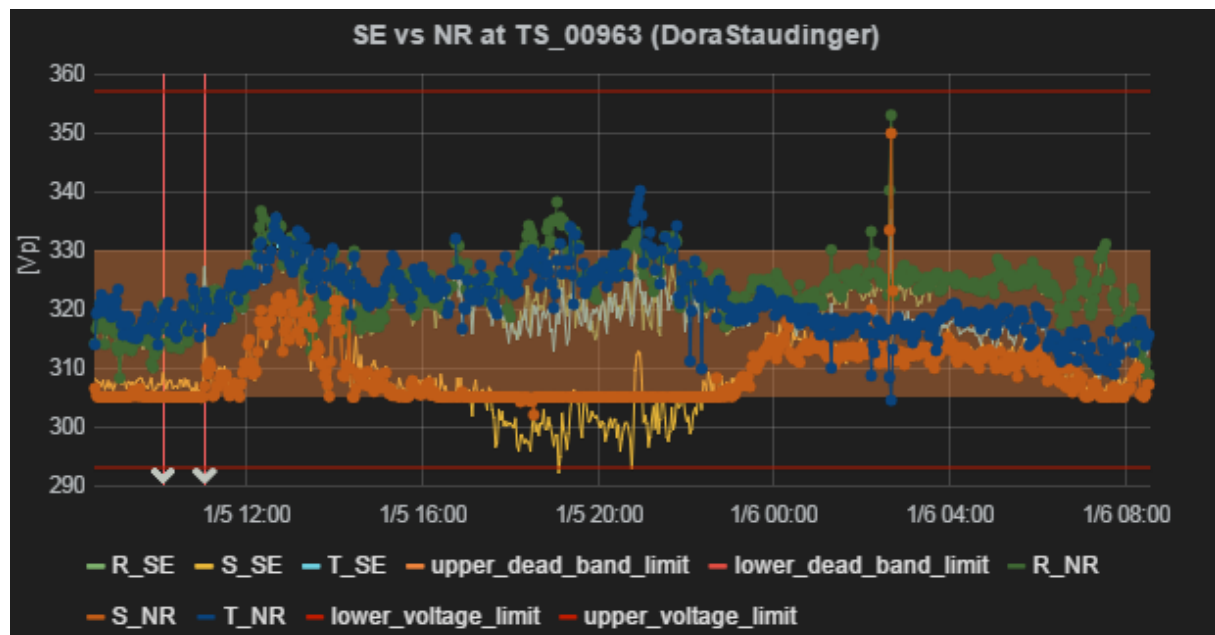


Fig. 123: Spannung am BESS Einspeisepunkt. Die Diskrepanz zwischen Prädiktion des Optimizers und der sich tatsächlich einstellenden Spannung ist erklärbar durch Fehlverhalten des BESS. Die Vorgaben des Optimizers wurden nicht vollumfänglich umgesetzt.

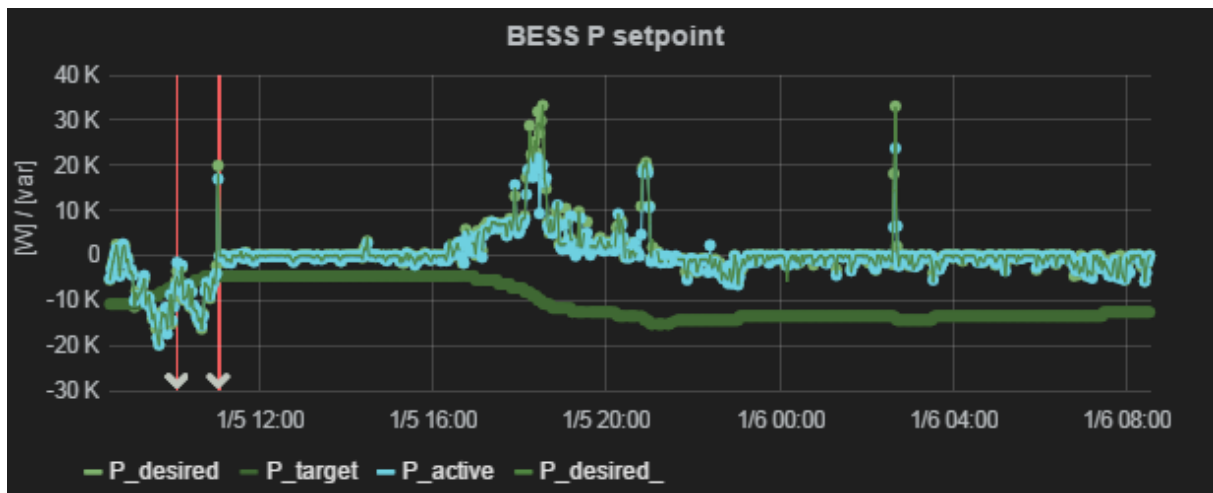


Fig. 124: Eingespeiste Wirkleistung des BESS in blau.

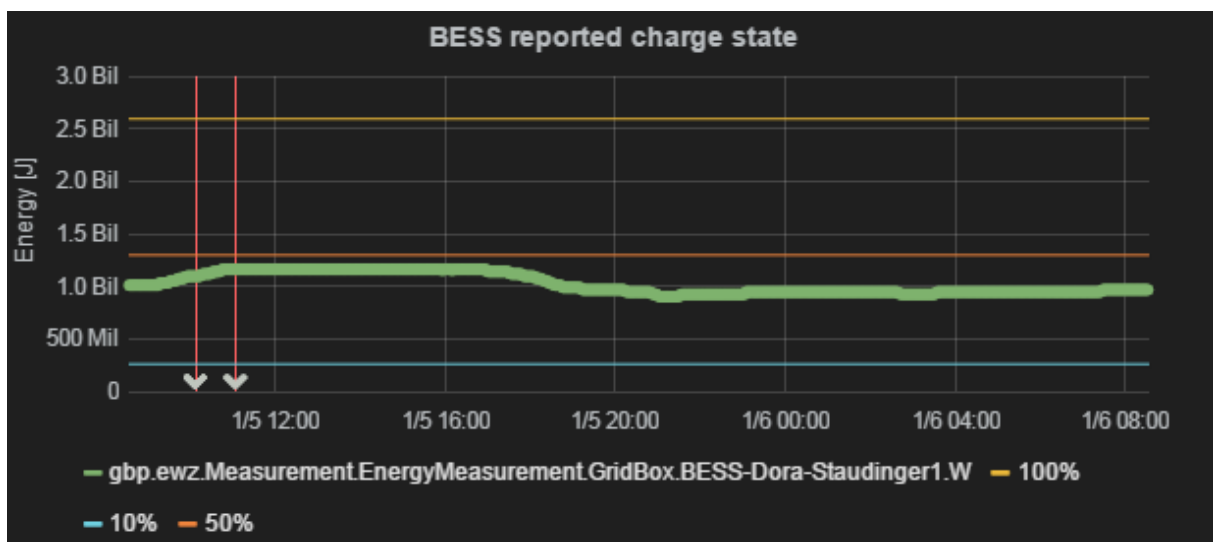


Fig. 125: Ladezustand des BESS. Durch den Einsatz von Blindleistung muss viel weniger Energie eingesetzt werden, um die Spannung zu halten.

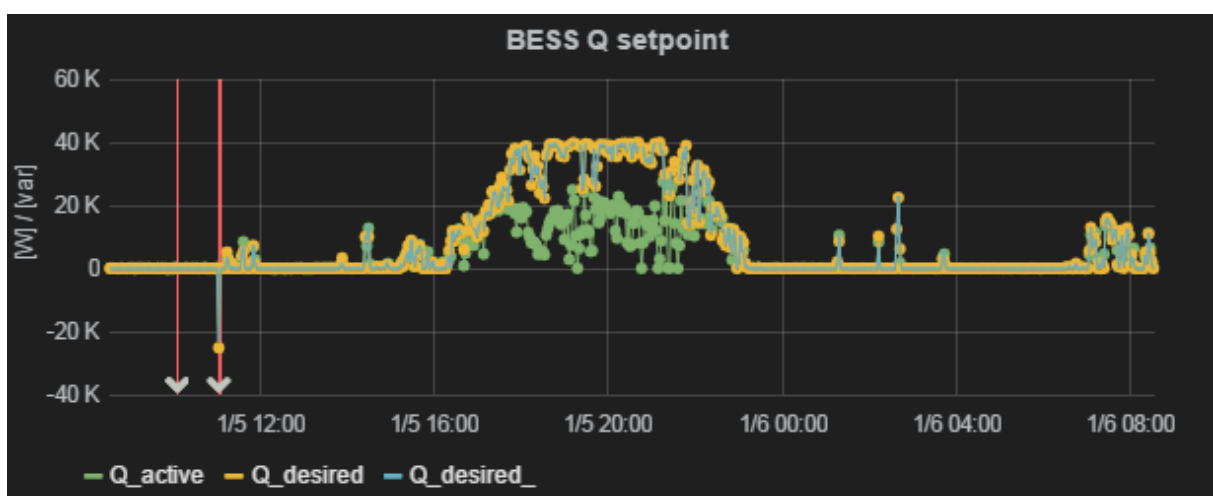


Fig. 126: Blindleistungseinspeisung des BESS. Die gelbe Kurve zeigt, was der Optimizer verlangt. Die grüne Kurve zeigt, was der BESS tatsächlich liefert. Die Diskrepanz konnte leider auch nach Rücksprache mit dem Hersteller des BESS nicht gänzlich geklärt werden.

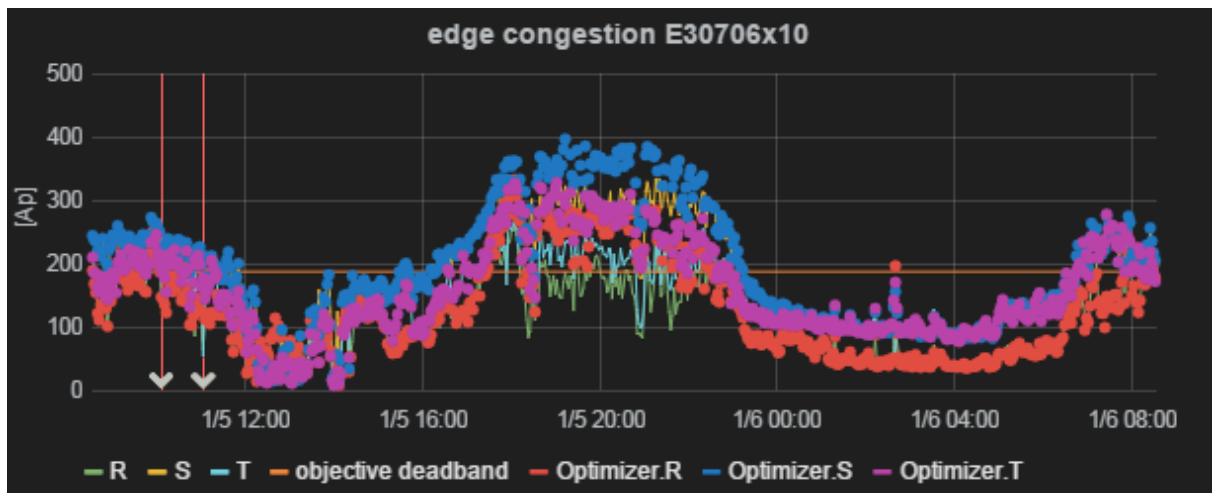


Fig. 127: Die Leitungsstrombelastung des zum BESS führenden Kabels: Die horizontale Linie markiert 33% des Nominalstroms. Bei dieser Kampagne wurde aber kein Kostenterm zur Reduktion der Leitungsbelastung eingesetzt.

### 6.6.11 All-In (BESS P + PV P + Boiler)

Zeitraum: 26.1.2016 ff

Pilotnetz: ewz

Kurzbeschreibung: In dieser Kampagne werden sämtliche zur Verfügung stehenden Prosumer gemeinsam im Sinne des globalen Optimums koordiniert eingesetzt.

In dieser Kampagne wurde angestrebt, mit einer grossen Anzahl von an diversen Orten im Netz angeschlossenen Aktoren (es sind mehr als in der vorangehenden Kampagne) einen Satz von gewichteten Zielfunktionswerten zu optimieren. Die Legende der Graphik fasst die dabei beteiligten Aktoren zusammen (beginnend von unten): Die Abregelung der Wirkleistung von 3 PV-Anlagen (PV\_dss\_11/15/3) wurden als Aktoren zugelassen. Zusätzlich wurden diverse Heisswasserboiler (Boiler\_bbs\_31 ... Boiler\_22\_34\_2) involviert, die jeweils einzeln – aber konzertiert optimiert durch die Optimierung eingesetzt – gezielt ein- und ausgeschaltet werden können.

Die Optimierung versucht für den Zeitraum der Kampagne (26.01 00h – 27.1. 00h) diverse gewichtete Zielfunktionsanteile gesamthaft zu einem bestmöglichen Wert zu optimieren: Zu dieser Zielfunktion gehören der Einsatz des BESS mit Wirk- und Blindleistung, die Einhaltung von Spannungsbändern an den drei Phasen R, S und T am Einspeisepunkt des BESS.

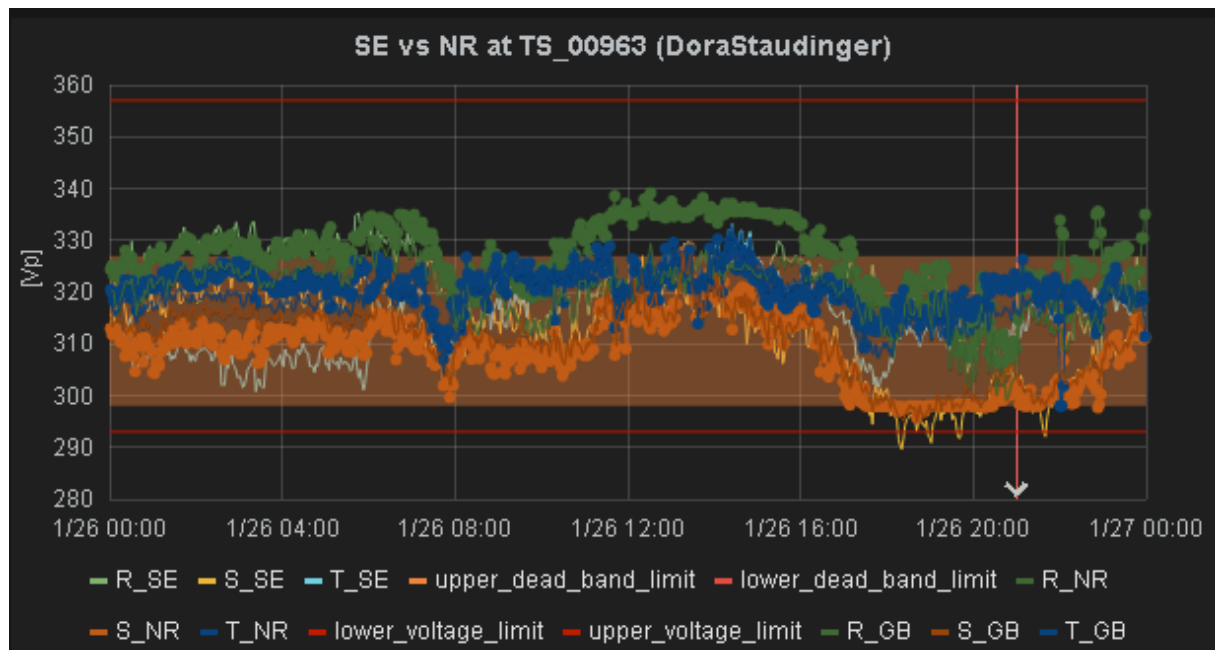


Fig. 128: Spannung der drei Phasen am Einspeisepunkt des BESS

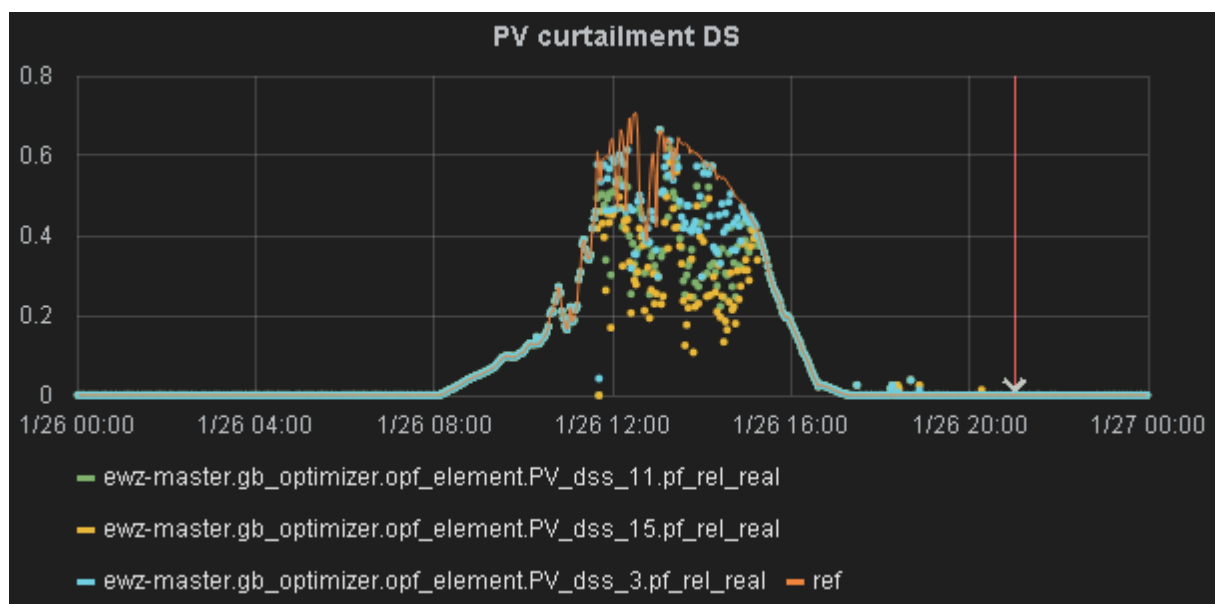


Fig. 129: Relative PV Einspeisekurve der drei geregelten PV Anlagen (gelb, grün, blau). Wegen Überspannung kommt es zu Wirkleistungsbegrenzung. Die dünne orange Linie zeigt die Einspeisekurve einer nicht geregelten Referenzanlage am selben Ort. Diese wird als instantane Einstrahlungsprognose verwendet und zeigt somit an, welches die maximale PV-Anlagen-basierte Stromerzeugung der drei Anlagen gewesen wäre, wenn sie nicht abgeregelt worden wären.

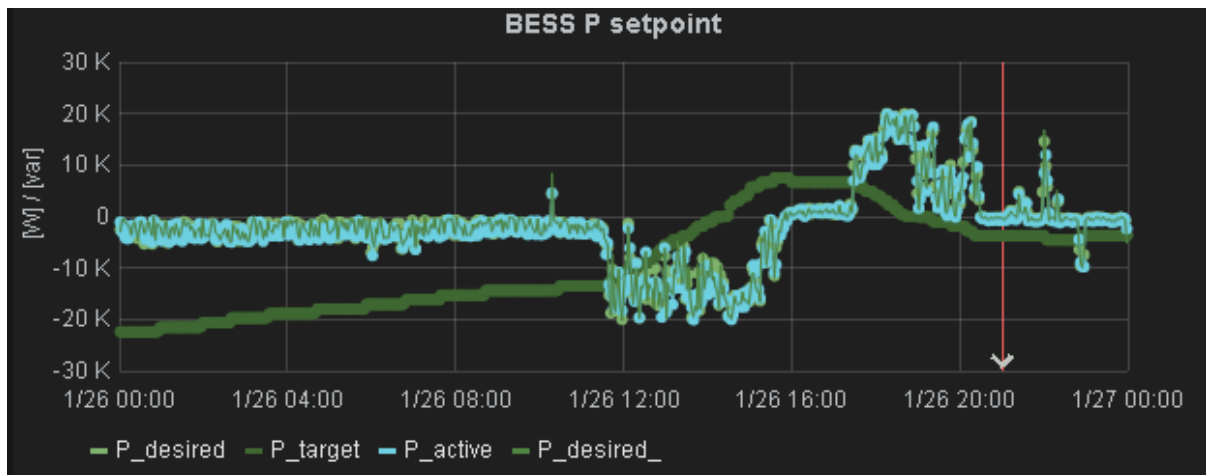


Fig. 130: Wirkleistung des BESS. PV Leistung wird über Mittag absorbiert und bei Unterspannung am Abend wird Leistung vom BESS eingespeist

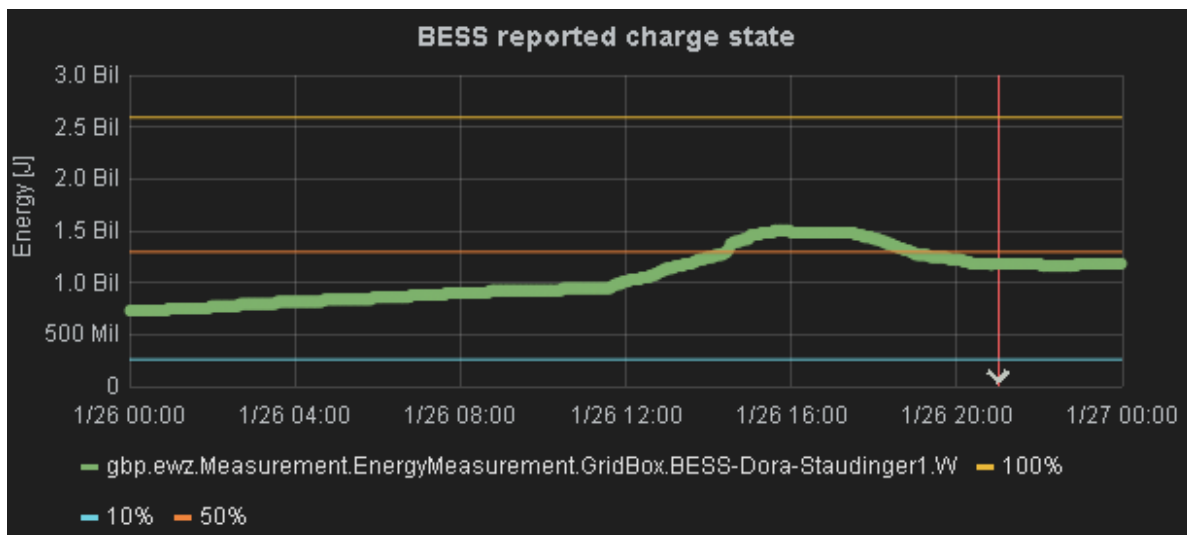


Fig. 131: Ladezustand des BESS (wie vom BESS rapportiert)

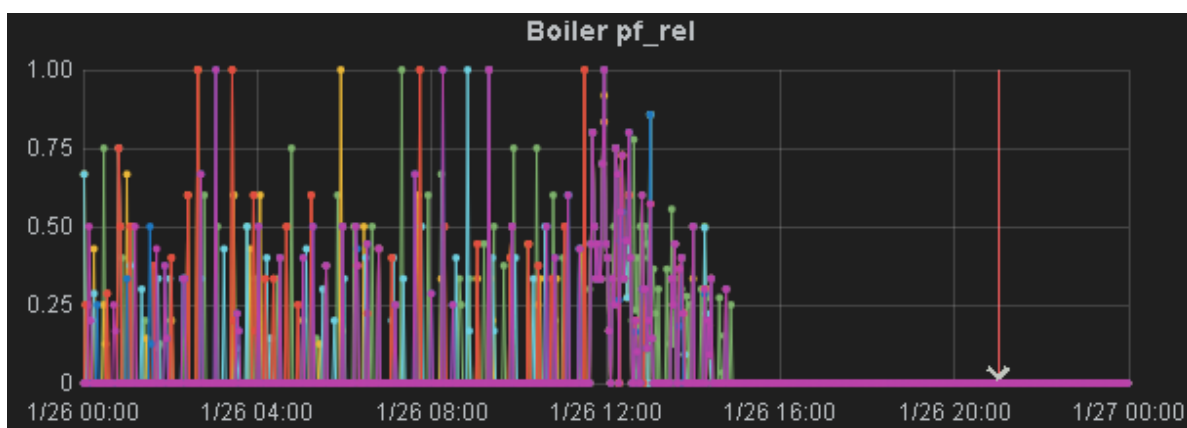


Fig. 132: DesiredSettings für alle geregelten Boiler. Wichtig festzuhalten ist hier, dass kein Boiler eingeschaltet wird, wenn eine Unterspannung auftritt. Da die Optimierung nicht vorausschauend arbeitet, lässt sich der Boilereinsatz nur bedingt optimal planen. Hier wäre es äusserst nützlich, die Einspeisekurve der PV-Anlagen zu antizipieren und die Boiler genau dann einzusetzen, wenn sonst Wirkleistung bei den PV-Anlagen abgeregelt werden müsste.

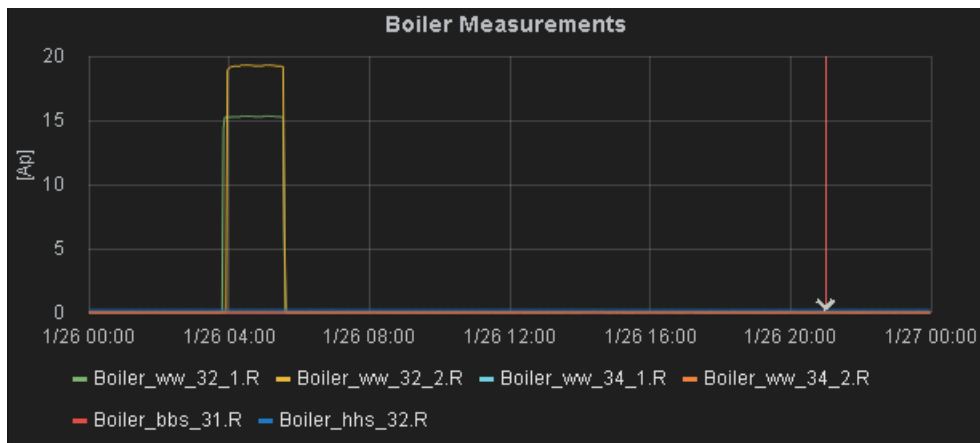


Fig. 133: Leider haben die Boiler in der realen Pilotnetz-Umgebung die DesiredSettings des Optimizers keineswegs befolgt. Bei anschliessenden Untersuchungen vor Ort wurde festgestellt, dass die Boiler schon vor der Kampagne nicht auf die Rundsteuersignale gehört hatten. Der Kunde hat dem Verteilnetzbetreiber schon vor längerer Zeit die Hoheit über den Betrieb seiner Boiler entzogen. Somit können keine Effekte der Optimierung der Boiler untersucht werden.

## 6.6.12 Schlussfolgerungen aus den Kampagnen

Die Kampagnen - als Mittel zur Verifizierung der Erfolgsszenarien der diversen Use Cases (insbesondere UC Monitoring und UC Real-Time Optimization) – waren sehr herausfordernd, haben aber nach vielen Zwischenschritten zu erfolgsversprechenden und zukunftssträchtigen Resultaten geführt. Der Kampagnenzeit-Log-Ausdruck sowie die Analysen der vorangehenden Kapitel zeigen:

### Kampagnen für UC Topology

#### Erfolg beim Input UC Topology

Die GPS-basierte, mehrphasigen PMU-Spannungs- und Strommessungen mit GridBoxen ist aufgrund der im Projektzeitraum, auch gemeinsam mit Dritten, entwickelte Sensoren grundsätzlich erfolgreich gewesen. Wie die statistischen Analysen aber zeigen, genügt die erzielte Genauigkeit der Spannungsphasen-Winkel von  $0.02^\circ$  der ursprünglich geforderten Genauigkeit von «besser als  $0.01^\circ$ » nicht. Mit den systematischen GPS-basierten Phasorenmessungen der Spannungen und Ströme konnten dennoch wertvolle Aussagen über den Zusammenhang von «Anzahl Messorten» mit «Auswirkungen auf die Genauigkeit der State Estimation» gemacht werden.

#### Erfolg beim Output UC Topology

Zur automatischen Ermittlung der Topologie wurden diverse Arbeiten durchgeführt. Diese haben zu einem nationalen Patent geführt, das in der Zukunft auf Europa erweitert werden soll. Die automatische Echtzeit-Ermittlung der Topologie sowie der Parameter des für die State Estimation und die Optimierung verwendeten Netzmodells konnte im Rahmen des Projekts nicht realisiert werden. Als Ersatz wurden durchgehend im Projekt manuell vorgegebene Parameter für die Netzmodell-Elemente und auch für die Topologie angenommen.

### Kampagnen für UC Monitoring

#### Erfolg beim Input UC Monitoring

Ein grosser Erfolg des Projekts liegt in der Realisierung eines Systems von mehreren Hundert Strom- und Spannungssensoren. Dies beinhaltet die schliesslich – nach vielen herausfordernden Kommunikationshürden - erfolgreiche Übertragung der massiv vielen, lokal ermittelten Phasorenwerte für Spannungen und Ströme an den GridBox-Master.

### **Erfolg beim Output UC Monitoring**

Der modellbasierte Echtzeit-Zustand des mit GridBoxen ausgemessenen und mit einem Netzmodell ermittelten Verteilnetzsatzungsstands konnte grundsätzlich erfolgreich ermittelt und demonstriert werden. So konnten (teilweise bewusst künstlich herbeigeführte) Grenzwert-Probleme bei Spannungen und Strömen im System erfolgreich detektiert werden. Da jedoch nur die manuelle Erfassung der Topologie realisiert werden konnte, ist die automatische Ermittlung von insb. Ein-/Auszuständen von Schaltern (inkl. Sicherungen) nicht möglich gewesen. Die State Estimation konnte erfolgreich auch fehlende und falsche Messwerte ermitteln.

### **Kampagnen für UC Real-Time Optimization**

#### **Erfolg beim Input UC Real-Time Optimization**

Wie erwähnt, konnte der Zustand des Netzes sowie die den Zustand beschreibenden Strom- und Spannungsphasoren als Output des UC Monitoring in Echtzeit ermittelt werden.

#### **Erfolg beim Output UC Real-Time Optimization**

Die den Zustand beschreibenden Strom- und Spannungsphasoren der State Estimation gehen gemeinsam mit der manuell vorgegebenen Netztopologie und dem manuell vorgegebenen Netzmodell direkt in die Optimierung ein. Die Echtzeit-Optimierung an sich, d.h. unabhängig von Input-Fehlerquellen, ist sehr erfolgreich implementiert und getestet worden. Viele Hürden insb. bei der korrekten Modellierung der Echtzeit-Reaktion der diversen Aktoren konnten erfolgreich bewältigt werden. Bei den «Smart-Inverters für PV-Anlagen» sowie beim Batteriespeicher BESS mussten herausfordernde Schnittstellen bei der Übermittlung der durch Systemoptimierung ermittelten Aktorenwerte zur Logik von lokalen Steuerungen gelöst werden. Beim gezielten Ein/Ausschalten von Heisswasser-Boilern musste festgestellt werden, dass Steuersignale über Drittsysteme nicht immer wie gewünscht ausgeführt wurden; auch sollte allenfalls die Diskretisierung von Variablen (für Ein-/Aussignale) in der Zukunft mit neuartigen Optimierungsalgorithmen weiterverfolgt werden. Die meisten Hürden konnten erfolgreich genommen werden. Speziell durch die künstlich herbeigeführte Verengung von kritischen Spannungsbändern konnte erfolgreich gezeigt werden, wie der Systemzustand durch gezielt optimierte Aktoren verbessert bzw. optimiert werden konnte. Speziell hervorzuheben ist auch die Tatsache, dass mit dem implementierten System nicht nur der lokale Spannungszustand durch lokale Aktionen (wie z.B. PV oder BESS-Steuerung) optimiert werden konnte, sondern durch konzertierte Aktionen von diversen Aktoren (siehe «All-In-Kampagnen») wie z.B. viele Boiler, viele PV-Anlagen gezielt Spannungen und Ströme «als gewichtete Teilziele» optimiert werden konnten. Dafür sind die netzmodellbasierte Echtzeit-Optimierung und die vorgängige Netzmodellbasierte Echtzeit-Estimation erfolgreich implementiert worden. Das Finetuning der diversen Optimierungssoftwareelemente war sehr anforderungsreich, z.B. das Setzen der (künstlichen) Begrenzungen zum Aufzeigen der aktiven Wirkung der Aktoren, berechnet durch die Optimierung. Durch die sehr komplexen «All-in-One» Optimierungskampagnen konnte erfolgreich gezeigt werden, dass und wie durch das konzertierte Zusammenspiel von mehreren Aktoren im selben Netz der Netzzustand optimiert werden kann unter gleichzeitiger Einhaltung von Spannungs- und Stromgrenzen. Das war das ultimative algorithmische Ziel des GridBox-Projekts. Es konnte erfolgreich demonstriert werden.

## **6.6.13 Auswertung der Spannungsqualität nach EN50160**

In diesem Kapitel wird die Power Quality Situation im ewz-Netz in Affoltern während des GridBox Pilotprojekts analysiert. In diesem Kontext wird die Spannungsqualität an einem ausgewählten, kritischen Standort anhand der internationalen Norm EN 50160 ausgewertet. Zweck dieses Kapitels ist es, die Effekte des Optimierungsalgorithmus und des Einsatzes des Batteriespeichers auf die Spannungsqualität festzustellen.

Die EN 50160 –Norm ist eine [Europäische Norm](#), welche die wesentlichen Merkmale der [Netzspannung](#) am Netzanschlusspunkt unter normalen Betriebsbedingungen in öffentlichen Elektrizitätsversorgungsnetzen definiert und spezifiziert.

Um die Einflüsse des Batteriespeichereinsatzes, gesteuert durch den Optimierungsalgorithmus (kurz Optimizer), auf die Einhaltung der EN50160-Norm zu ermitteln, wurden zwei Messkampagnen durchgeführt. Eine in der Woche vom 30.11 bis 06.12.2015 mit Einsatz des Optimizer. Die zweite ohne Optimizer-Einsatz in der Woche vom 30.10 bis 05.11.2015. Als Anschlusspunkt wurde eine Adresse in der Nähe des Batteriespeichers ausgewählt (GB-023).

Die relevanten EN 50160-Messgrößen sind folgende: Netzfrequenz, Versorgungsspannung, Flicker, Unsymmetrie, Oberschwingungsspannung und Spannungsereignisse. Auf die Messgrößen Netzfrequenz, Unsymmetrie und THD<sub>u</sub> (Total Harmonic Distortion) hatte der Optimizer erwartungsgemäss keinen Einfluss; daher werden in diesem Bericht keine diesbezüglichen Messgrößen präsentiert.

#### 6.6.13.1 Versorgungsspannung

Das Hauptelement der Optimierungszielfunktion ist die Einhaltung des Spannungsniveaus innerhalb der in EN 50160 definierten Grenzen. Gemäss EN 50160, müssen 95% der 10-Minuten-Mittelwerte des Effektivwertes der Versorgungsspannung jedes Wochenintervalls innerhalb des Bereichs  $U_n \pm 10\%$  liegen. Bei einer Nennspannung ( $U_n$ ) von 230 V entsprechen die unteren und die oberen Grenzen 207 bzw. 253 V.

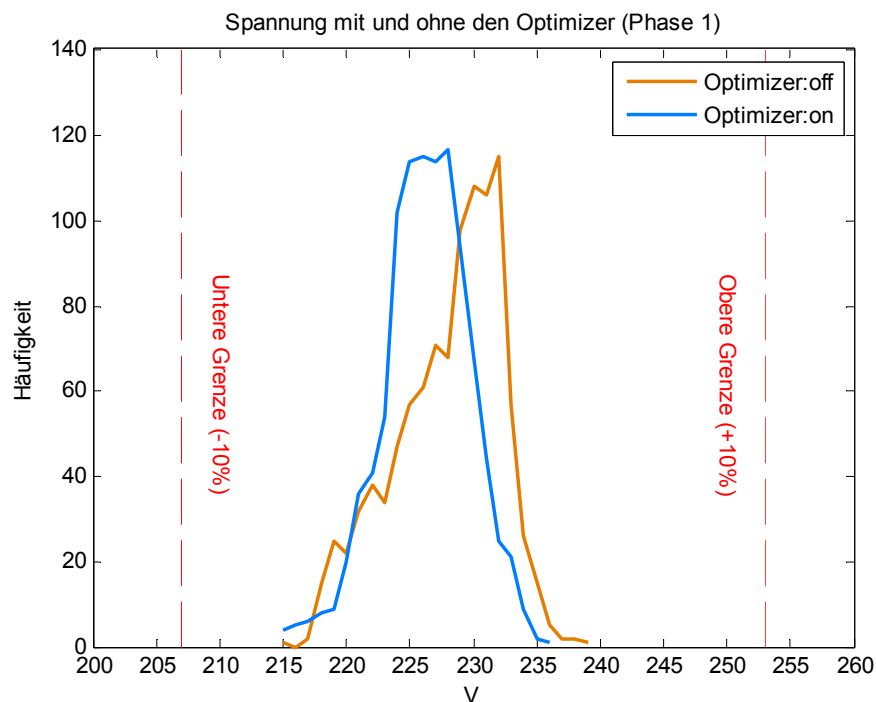


Fig. 134 *Optimizer off* (30.10.2015 – 5.11.2015), *Optimizer on* (30.11.2015 – 6.12.2015) : GB-023 Knoten-Spannung (Phase 1) - Vergleich der Spannungsniveaus

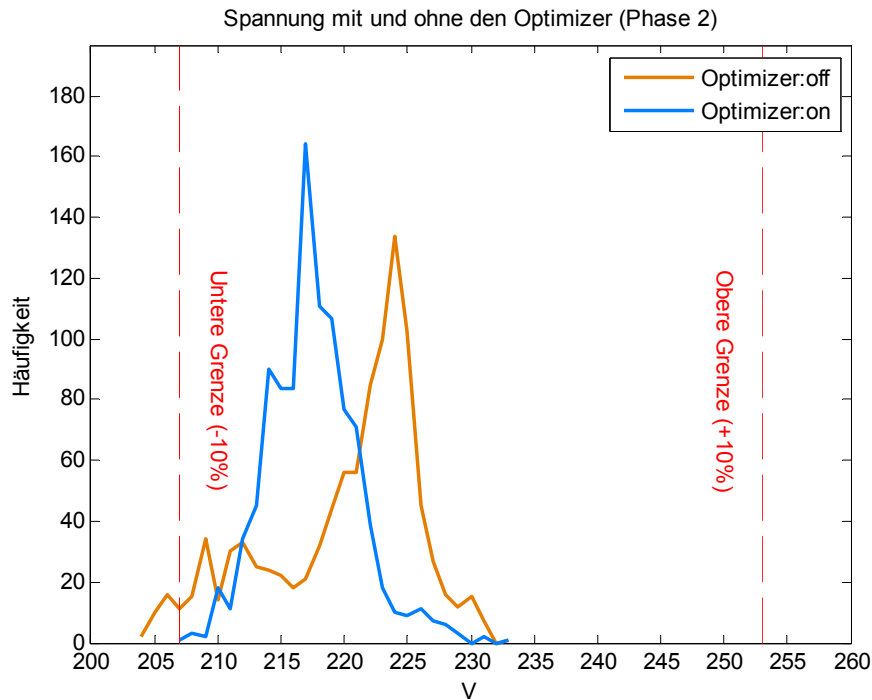


Fig. 135 *Optimizer off* (30.10.2015 – 5.11.2015), *Optimizer on* (30.11.2015 – 6.12.2015) : GB-023 Knoten-Spannung (Phase 1) - Vergleich der Spannungsniveaus

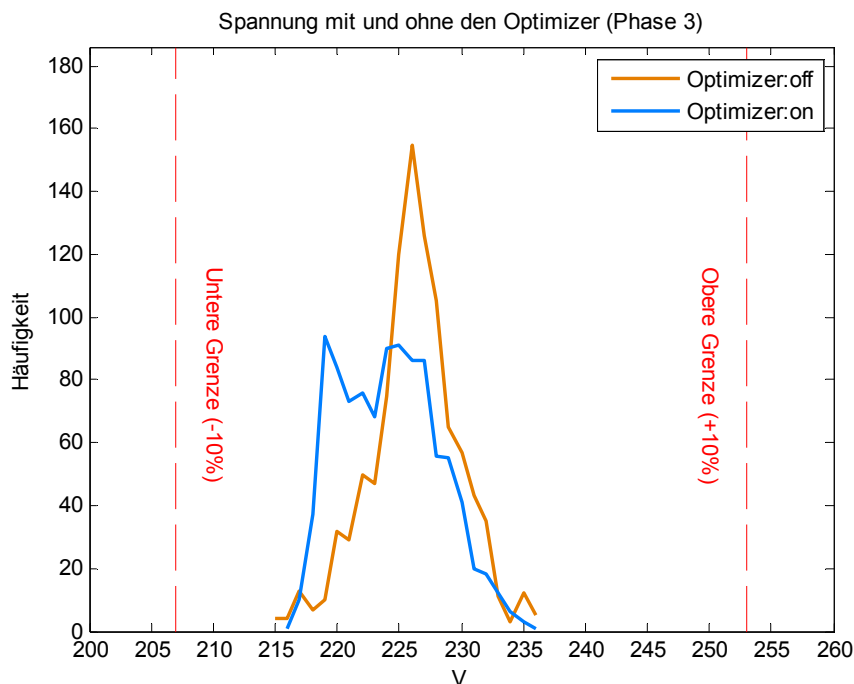


Fig. 136 *Optimizer off* (30.10.2015 – 5.11.2015), *Optimizer on* (30.11.2015 – 6.12.2015) : GB-023 Knoten-Spannung (Phase 3) - Vergleich der Spannungsniveaus

Diese drei Histogramme zeigen die Verteilung der Spannungen jeweils einer Woche mit und ohne den permanent laufenden Optimierungsalgorithmus. Bei der Phase L2 treten im Fall „*Optimizer off*“ Unterspannungen während 3.6% der Zeit auf. Dagegen sorgt der Optimizer im Fall „*Optimizer on*“ dafür, dass sämtliche Spannungswerte durchgehend innerhalb der EN 50160-Grenzen liegen. Allerdings wurde ein allgemein tieferes Spannungsniveau in Dezember im Vergleich zum November aufgezeich-

net. Das zeigt, dass ohne Optimizer-Einsatz die saisonalen Unterschiede zu noch grösseren Spannungsabfällen führen würden. Der tiefste während der Projektlaufzeit aufgezeichnete 10-min Spannungsmittelwert beträgt 198V und wurde am 2. Februar 2016 um 19:40 Uhr aufgezeichnet.

Zudem zeigen die Graphiken generell tiefere Spannungswerte in allen drei Phasen bei «Optimizer on». Diese Spannungsverschiebung gegen unten scheint drei verschiedene Gründe zu haben:

- Saisonale Unterschiede (höherer Lastverbrauch in Dezember im Vergleich zum November)
- Laden der Batteriespeicher am Morgen und tagsüber, damit dort generell tiefere Spannung
- Korrigieren des Zielspannungsbandes des Optimizers nach unten zur Vereinfachung der Spannungseinhaltung.

### 6.6.13.2 Flicker

Der Flickerwert quantifiziert Helligkeitsschwankungen oder Lichtflimmern von Leuchten, die durch Spannungsschwankungen mit einer Frequenz von etwa 0,005 bis 35 Hz verursacht werden. Der Unterschied zwischen dem Kurzzeitflicker  $P_{st}$  und dem Langzeitflicker  $P_{lt}$  ist der Betrachtungszeitraum.  $P_{st}$  wird während 10 Minuten ermittelt. 12 aufeinanderfolgende  $P_{st}$ -Werte ergeben über eine spezielle Mittelungsvorschrift (kubischer Mittelwert) den  $P_{lt}$ -Wert. Somit ist  $P_{lt}$  ein 2-Stunden-Mittelwert.

Gemäss EN 50160 sollte die Langzeit-Flickerstärke unter normalen Betriebsbedingungen kleiner als 1 ( $P_{lt} \leq 1$ ) während 95 % eines beliebigen Wochenintervalls betragen.

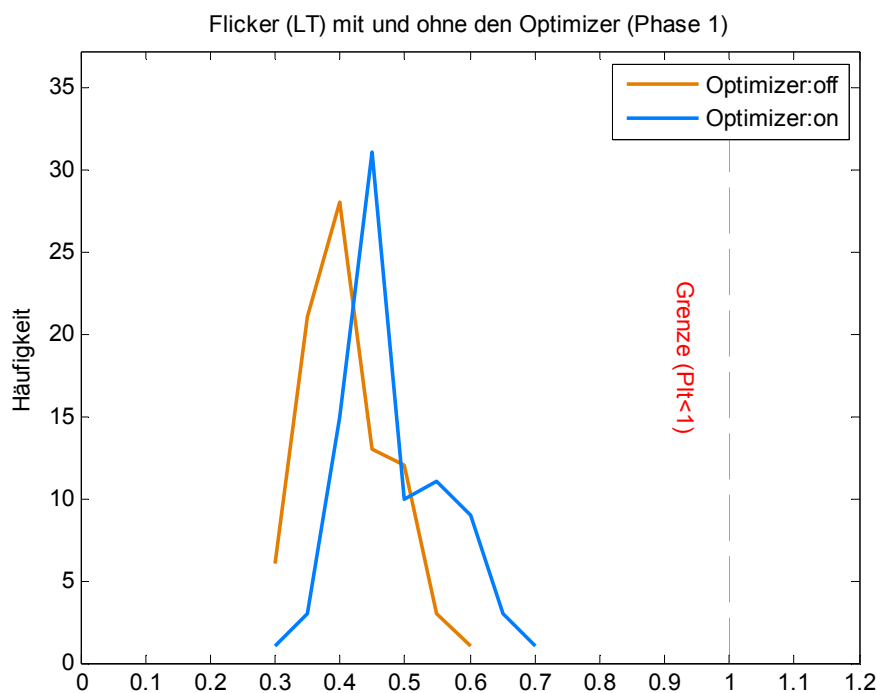


Fig. 137 Optimizer off (30.10.2015 – 5.11.2015), Optimizer on (30.11.2015 – 6.12.2015) : GB-023 Knoten-Langzeitflicker ( $P_{lt}$ ) (Phase 1) - Vergleich der Flickerniveaus

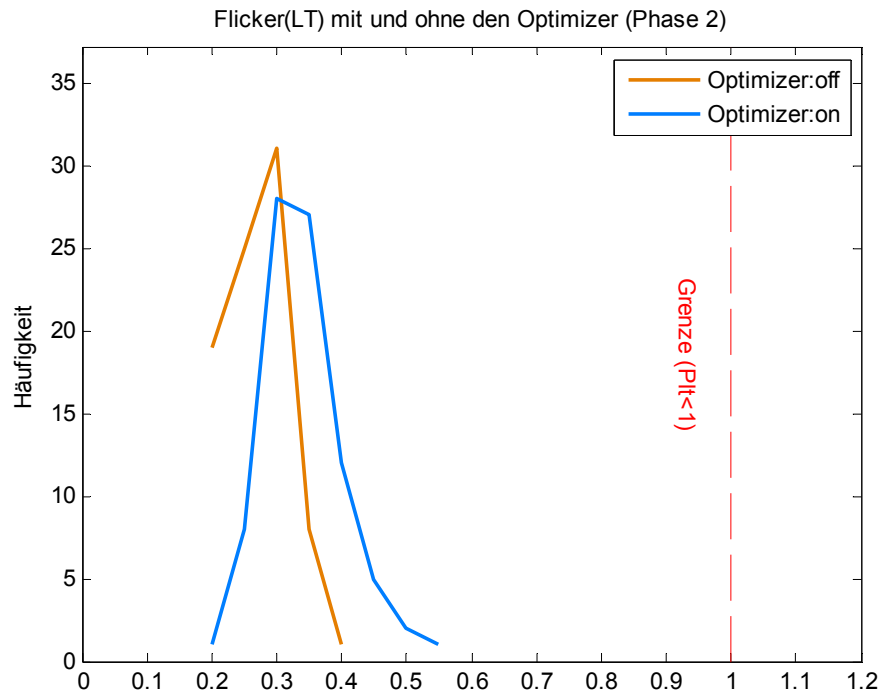


Fig. 138 Optimizer off (30.10.2015 – 5.11.2015), Optimizer on (30.11.2015 – 6.12.2015) : GB-023 Knoten-Langzeitflicker (Plt) (Phase 2) - Vergleich der Flickerniveaus

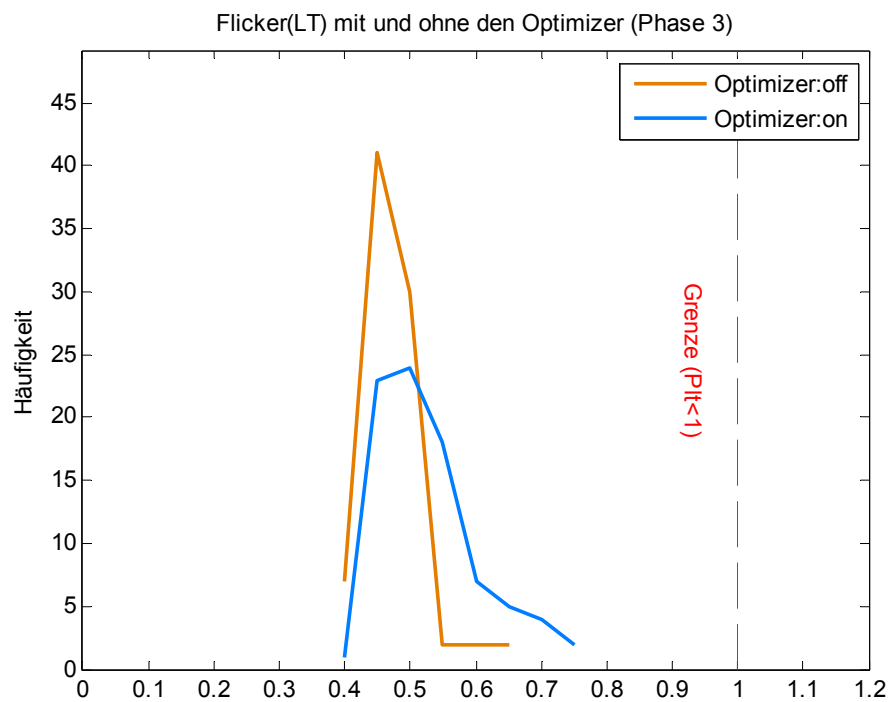


Fig. 139 Optimizer: off (30.10.2015 – 5.11.2015), Optimizer: on (30.11.2015 – 6.12.2015) : GB-023 Knoten-Langzeitflicker (Plt) (Phase 3) - Vergleich der Flickerniveaus

In diesen drei Histogrammen wird der Langzeitflicker aller drei Phasen mit und ohne den Optimizer während zwei verschiedenen Wochen dargestellt. In allen drei Phasen beobachtet man eine Zunahme des Flickerpegels durch den Optimizer, jedoch ohne daraus resultierende Normverletzungen. Der

Grund für die erhöhten Flickerwerte ist die schnelle Ladung bzw. Entladung der Batteriespeicher aufgrund des Optimierungsalgorithmus. Durch lokal vorgegebene maximale Veränderungsrate der Batterieleistung liesse sich diese Erhöhung des Flickers leicht verhindern. Der höchste Flickerwert während der untersuchten Woche wurde am 05.12.2015 zwischen 01:00 und 03:00 Uhr bei der Phase 3 aufgenommen und beträgt 0.77.

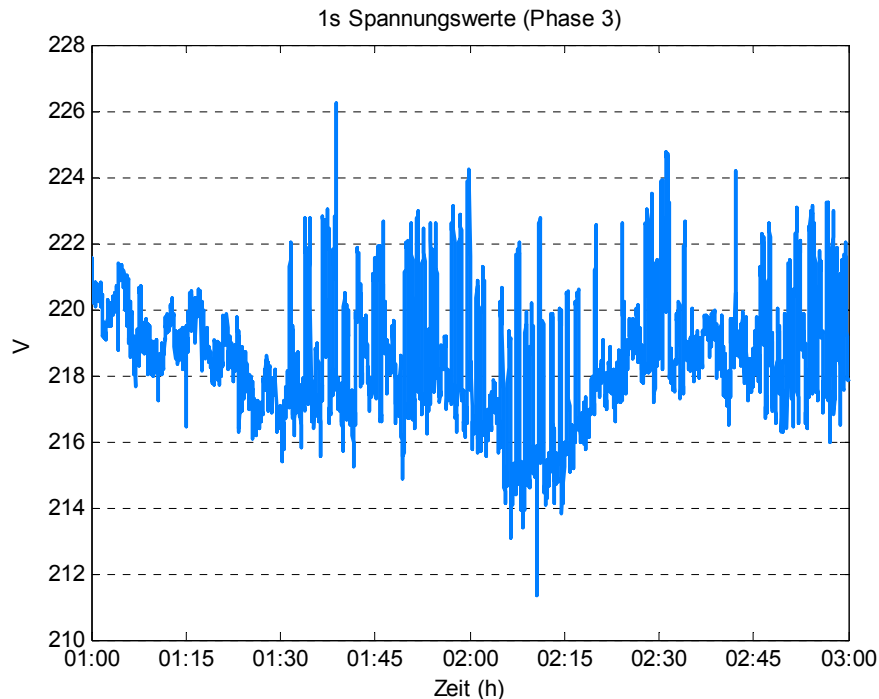


Fig. 140 Datum: 05.12.2015 01:00-03:00 (Optimizer on) GB-023 Knoten-Spannung (Phase 3) Schnelle und steile Spannungsänderungen verursachen Flicker.

Diese Grafik zeigt das Spannungsverhalten im Sekundentakt während eines Zeitintervalls erhöhter Flickerwerte. In diesem Plot können mehrere Spannungssprünge von etwa 10 V festgestellt werden (Spikes hinauf und hinunter).

Während den 4 Monaten des Optimizer-Einsatzes hat die – während der Testphase teilweise noch instabile - Performance des Optimizers in manchen Fällen Flickernorm-Verletzungen verursacht. Die aufgenommenen Langzeitflickerwerte haben auf der Phase 3 bis zu einem  $P_{it}$  –Wert von 4 betragen.

### 6.6.13.3 Spannungseinbrüche

Ein Spannungseinbruch in der Stromversorgung entspricht kurzzeitig abnehmenden Versorgungsspannungen. Gemäss der Norm EN 50160 ist ein Spannungseinbruch immer dann gegeben, wenn die Nennspannung für mindestens 10 ms auf weniger als 90% der vereinbarten Versorgungsspannung fällt. Eine Beschränkung des Zulassens einer bestimmten Anzahl solcher Ereignisse besteht in der Norm aber nicht.

Während der untersuchten Woche mit aktivem Optimizer wurden keine Spannungseinbrüche festgestellt und aufgezeichnet. Während der gesamten Projektlaufzeit gab es mehrere Fälle, wo die Spannungsgrenzen nicht eingehalten wurden. Grund dafür war die immer wieder instabile Performance des Optimizers bzw. des State Estimators. Längere Kommunikationsausfälle zu GridBoxen bereiteten dem SE Schwierigkeiten und Konfigurationsanpassungen des Optimizers, z.B. beim Start einer neuen Kampagne, konnten oft nur mittels try-and-err justiert werden. Die Einbrüche sind erklärbar und ihnen ist künftig mit einer Verbesserung der Robustheit von SE und Optimizer zu begegnen. Für prototypische Smart Grid Applikationen kann über diese vereinzelt Fehlfunktionen hinweggesehen werden.

#### 6.6.13.4 Gewonnene Erkenntnisse

Die Überwachung der Spannungsqualität während der Projektlaufzeit hat aufschlussreiche Resultate aufgezeigt sowie auch Know-how generiert. Die wichtigsten Erkenntnisse sind im Folgenden zusammengefasst:

- **Spannungseinhaltung:** Ohne Optimizer treten Unterspannungen häufiger und gravierender auf. Solange der Optimizer stabil gelaufen ist, hat der Algorithmus perfekt das Einhalten des Spannungsgrenzwertes bewirkt.
- **Flicker:** Die häufigen Sprünge der Batterieleistung verursachen erhöhte Flickerwerte. Die Einhaltung der Flickergrenzwerte sollte auch durch den Optimizer gewährleistet werden. Die Einführung einer „Slew rate“ beim Laden und Entladen könnte das sehr einfach bewirken. Dazu würde es eine lokale Logik brauchen; entweder auf der GridBox oder direkt im Wechselrichter.
- **Spannungsqualitätsüberwachung:** Die sorgfältige Überwachung sämtlicher Spannungsqualitätsgrößen wird aufgrund der Erkenntnisse dieses Projektes und im Kontext der in Zukunft viel massiver eingesetzten Prosumer-Typen als kritisch bewertet. Sie sollte permanent und kostengünstig den Netzbetreibern zur Verfügung stehen.

#### 6.6.14 Analyse der Vergleichbarkeit von Optimizer Kampagnen

Bei der Planung der Optimizer-Kampagnen stellte sich die Frage nach der Vergleichbarkeit der vorgefundenen Bedingungen im Verteilnetz. Die Algorithmen von State Estimator und Optimizer laufen in Echtzeit ab, daher ist der Zustand des Netzes per se live, kann also nicht oder nur bedingt beeinflusst werden. Um Aussagen über die Auswirkung der zu testenden Algorithmen auf den Netzzustand zu treffen, wären andererseits ceteris-paribus-Bedingungen wünschenswert, d.h. das übrige sollte gleich bleiben, nur die vom Algorithmus beschriebene Optimizer-Strategie sollte variabel sein.

Aus diesem Grund wurde eine Autokorrelationsanalyse durchgeführt, um beschreiben zu können, inwiefern sich der aktuelle Netzzustand von dem Zustand zum vorigen Zeitschritt unterscheidet. Die Korrelation ist ein Mass zwischen zwei Zeitreihen und drückt deren Grad an Ähnlichkeit aus. Sie nimmt Werte zwischen +1 und -1 an, wobei +1 für perfekte positive Korrelation steht, d.h. ein Ansteigen der ersten Zeitreihe führt zu einem Ansteigen der zweiten. Im Fall von Autokorrelation entspricht die zweite Zeitreihe der zeitlich verschobenen ersten Zeitreihe, d.h. das Ergebnis gibt die Ähnlichkeit mit sich selbst an. Die Autokorrelationsfunktion ist eine Darstellung des Autokorrelationskoeffizienten über die Zeit für unterschiedliche Verzögerungen (lags).

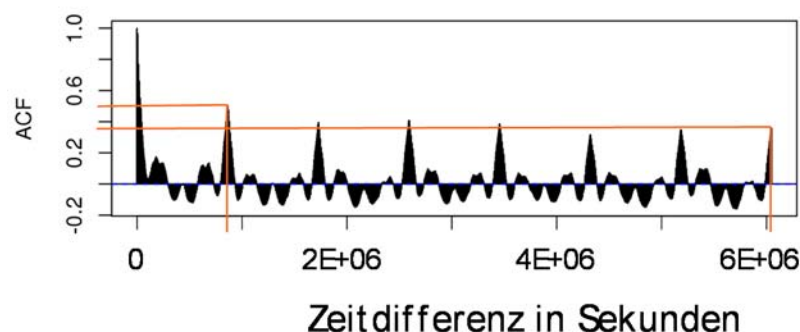


Fig. 141: Autokorrelationsfunktion der Spannung an der Transformatorstation mit Verzögerung bis zu einer Woche (604'800 Sekunden) mit Daten eines Monats

Es wurden Spannungsmessungen während eines Monats mit Verzögerungen zwischen einer Sekunde und einer Woche miteinander korreliert. In Fig. 141 dargestellt ist die Autokorrelationsfunktion (ACF) für die Spannung an der Niederspannungsverteilung in der Trafostation Kiental in Abhängigkeit

von der Verzögerung (lag). Gekennzeichnet sind die Werte für einen Tag bei etwa 0.5 und einer Woche bei etwa 0.4. Ein ACF-Wert von 1 bedeutet zwei zueinander identische Netzzustände, was nur bei einer Verzögerung von 0 möglich ist und daher nur theoretisch. Tatsächlich ändert sich der Netzzustand sehr schnell, weshalb insbesondere kürzere Zeitintervalle untersucht wurden.

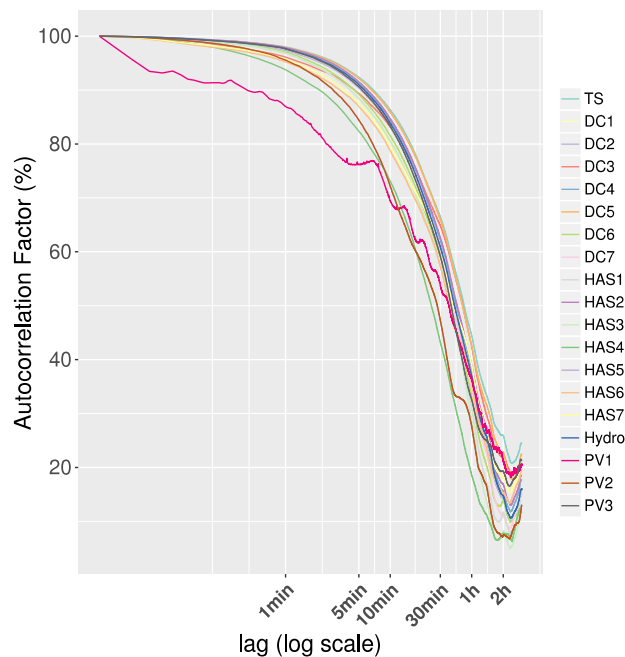


Fig. 142: Autokorrelationsfunktion der Spannung an verschiedenen Knoten mit Verzögerung bis zu zwei Stunden mit Daten einer Woche im August.

In Fig. 142 dargestellt ist die Autokorrelationsfunktion (ACF) für die Spannung an verschiedenen Knoten im Netz in Abhängigkeit von der Verzögerung von bis zu zwei Stunden. Die Knoten im Einzelnen sind: Trafostation (TS), 7 Verteilungskabinen (VKs bzw. DC), 7 Hausanschlüsse (HAS), ein Kleinwasserkraftwerk (Hydro) und 3 PV-Anlagen. Die Datengrundlage bildet eine Woche, wobei in vorgängigen Untersuchungen mit TS- und VK-Daten festgestellt wurde, dass bei zwei oder vier Wochen Datengrundlage sich die Ergebnisse um maximal 1% unterscheiden. Der gleiche minimale Unterschied wurde für einen Vergleich zwischen August- und Dezemberdaten beobachtet. Man sieht ausserdem, dass die Verläufe zueinander sehr ähnlich sind, mit Ausnahme von PV1, was auf eine Fluktuationen bei der Einspeisung zurückzuführen sein dürfte. In allen anderen Fällen ist der ACF-Wert bis zu einer Verzögerung von etwa 2 Minuten über 0.9, und bis zu 5 Minuten über 0.8. Im Bereich von 10 bis 20 Minuten erfolgt ein starker Abfall, so dass ein Wechsel der Optimierungsstrategie in diesen Zeitschritten wünschenswert wäre, um einen annähernd gleichen Netzzustand jeweils zu Beginn der Intervalle vorzufinden. Im Rahmen dieses Projektes konnte ein solcher wechselnder Betrieb der Optimierungsstrategien nicht realisiert werden. Die vorliegende Analyse zeigt aber einen Weg auf, wie Vergleichbarkeit zwischen unterschiedlichen Strategien erreicht werden könnte.

## 6.7 Erfahrungen bei der Ansteuerung von Prosumer-Aktoren

### 6.7.1 Photovoltaik

Die Bilanz betreffend Standardisierung bei der Regelung von Photovoltaikanlagen fällt ernüchternd aus. Die 4-Kontakt-RSA (Rundsteueranlage) Schnittstelle, wie sie in Deutschland schon heute vorgeschrieben ist, wird zwar von allen im GridBox Pilotnetz vertretenen Herstellern angeboten. Diese Schnittstellen scheinen aber unzureichend getestet zu sein. Insbesondere die Funktionalität der Blindleistungsregelung muss bei den meisten Herstellern als unausgereift erachtet werden.

Einige Wechselrichter setzen einen neuen Stellwert nicht instantan um, sondern führen bei jeder Veränderung des Stellwertes einen Selbsttest durch. Dies kann zu einer Verzögerung von bis zu 80s führen (Siehe Fig. 143). Für eine Anforderung an die Optimierung der Spannungshaltung ist dies zu langsam.

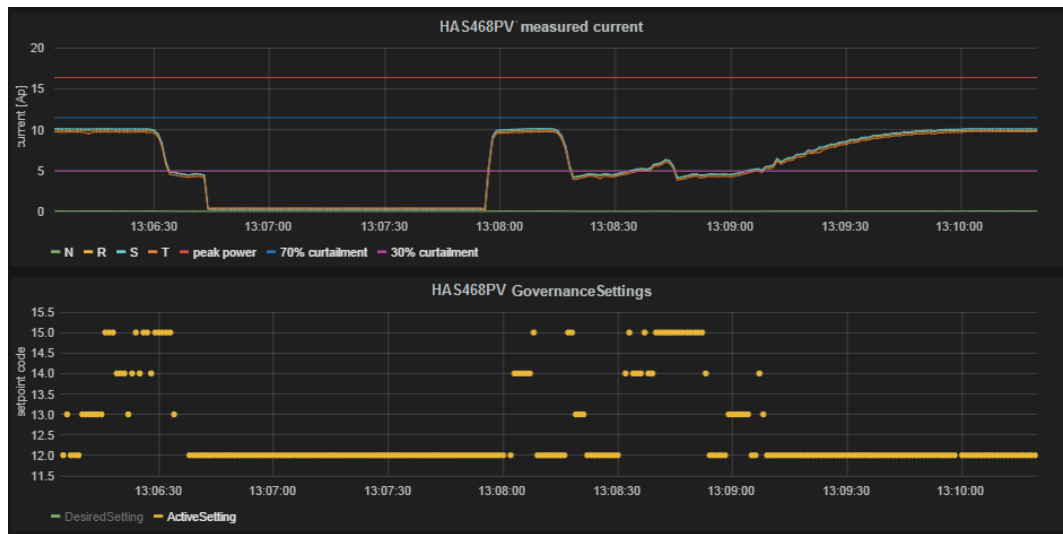


Fig. 143: Verzögerte Umsetzung der Stellwerte. Die obere Grafik zeigt den eingespeisten Strom der PV Anlage mit den 0%, 30%, 70% und 100% der maximalen erwarteten Anlagenleistung. Die untere Grafik zeigt die rohen Stellwerte als 4bit Wert (Hierbei gilt: 12: 100%, 13: 70%, 14: 30%, 15: 0% jeweils der maximalen Wirkleistung). Um 13:06:40 wird die vorher gültige Wirkleistungsbegrenzung mit Aktorsignal (Code) 12 auf 100% gestellt, also aufgehoben. Danach dauert es bis 13:07:55, bis der Wechselrichter die vom Optimizer zugeteilten Aktorenwerte umsetzt und somit wieder Strom aus der PV-Anlage eingespeist wird.

## 6.7.2 Battery Energy Storage System (BESS)

Bei Regelung von Batteriesystemen auf Niederspannung ist die Möglichkeit der aktiven Einhaltung phasenmässig symmetrischer Spannungshaltung an sich technisch realisierbar. Leider bieten heute aber die wenigsten Batteriesystemhersteller die Möglichkeit, die drei Phasen unabhängig zu regeln.

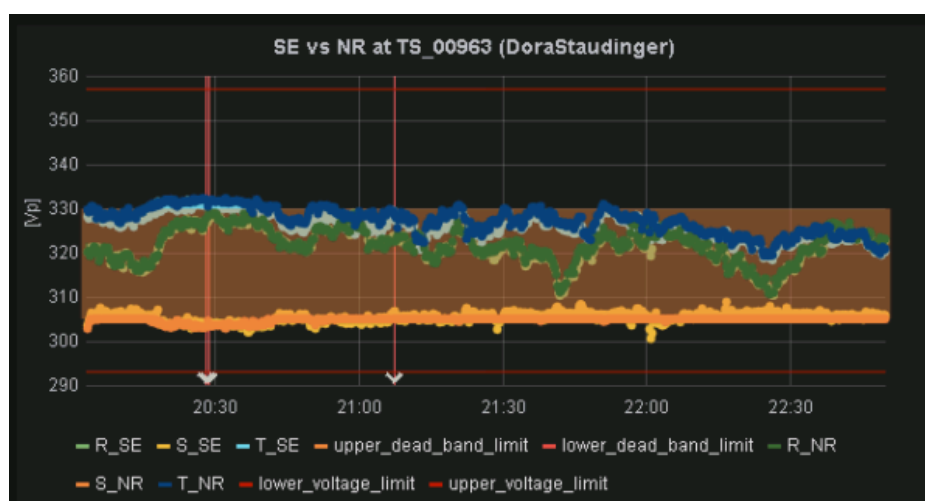


Fig. 144: Wenn das Batteriesystem nur alle drei Phasenströme gleich regelt, kann das zu höchst ungünstigen Effekten führen: Für das Beheben einer Unterspannung auf einer einzigen Phase wird z.B. dreimal zu viel Leistung / Energie aufgewendet und zudem kann es zu Zielfunktions-Interessenskonflikten zwischen den Beiträgen der einzelnen Phasen kommen. In der Grafik wird aufgrund nur symmetrischer Steuerbarkeit der BESS-Ströme die Unterspannung auf Phase L2 zwar behoben auf Kosten aber einer leichten Überspannung auf L3.

### 6.7.3 Boiler

Die GridBox-Ausgangsrelais wurden dazu verwendet, anstelle der Rundsteueranlage (RSA) den Boilerschutz mit Sekundenauflösung zu schalten. Das Ziel der zeitgenauen Schaltung wurde durch eine im Boilerschutz fix eingebaute Zufallsverzögerung des Einschaltzeitpunkts beeinträchtigt. Der vom GridBox System angestrebte Einschaltzeitpunkt verzögerte sich jeweils um 10-30s. Der Ausschaltzeitpunkt hingegen folgte präzise den zeitlichen Vorgaben der GridBox.

Das Modellieren des SoC (State of Charge; Ladezustand) von Boilern hat sich wegen mangelnder Sensorik als anspruchsvoll erwiesen. Wenn der Optimizer einen Boiler einschaltet, so schaltet zwar der Boilerschutz, aber Leistung zieht der Boiler nur, wenn er nicht voll aufgeheizt ist.

Empfehlung für zukünftige Boilerregelung:

- Der Boilerstrom muss in jedem Fall auf mindestens einem Leiter gemessen werden. Nur so lässt sich zuverlässig feststellen, ob der Boiler dem Ein-/Aus-Signal des Optimizers folgt und wann er voll ist. Eine solche Messung ist aber oft schwierig zu realisieren, weil Hausanschlusskasten und Boiler nicht im selben Raum untergebracht sind.
- Die Zustandsschätzung der Boiler sollte optimalerweise durch Temperatur- und Durchflussmessungen ergänzt werden. Solche Messungen nachzurüsten dürfte aber nur in wenigen Fällen möglich sein. Ziel sollte sein, dass solche Messungen und den elektronischen Zugang zum Messsignal von Anfang an – über Standards – in Boilern integriert und zugänglich sind.
- Ein adaptiver Algorithmus könnte das Nutzerverhalten selbständig erlernen. Damit wäre der Optimizer in der Lage, die jeweilige Situation optimal und dynamisch mitzubedenken.
- Wie in Fig. 146 dargestellt, verursacht die nicht-vorausschauende Optimierung sehr viele Schaltzyklen. Da die Zyklenfestigkeit der Relais begrenzt ist, sollten diese Aktoren mittels vorausschauender Optimierung geregelt werden.

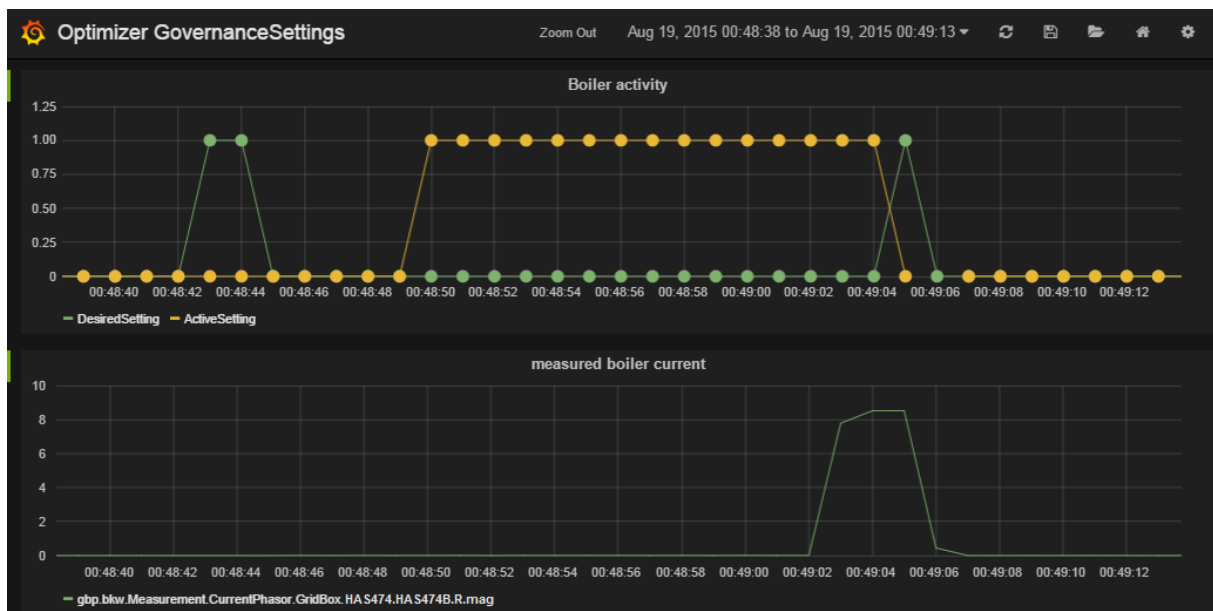


Fig. 145: Verzögertes Einschalten eines Boilers

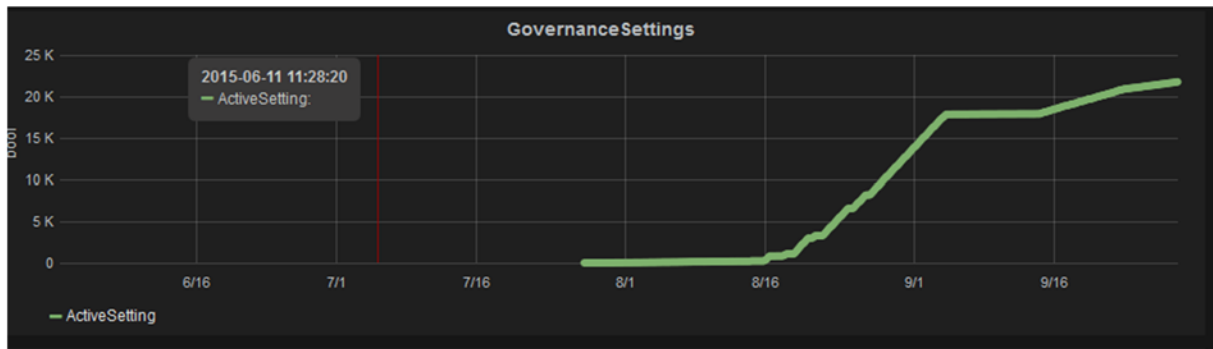


Fig. 146: Anzahl Schaltereignisse am Boiler. Innert weniger Wochen wurden so viele Schaltereignisse ausgelöst, wie im Normalbetrieb in 32 Jahren (22'000 Schaltereignisse).

### 6.7.4 Wärmepumpen

Die verfügbaren Flexibilitäten der Wärmepumpen (WP) im BKW Pilotnetz haben sich als zu restriktiv erwiesen. WP können nicht wie Boiler beliebig ein- und ausgeschaltet werden, da dies die Lebensdauer wie auch die Effizienz der Pumpe beeinträchtigen würde. Aus diesem Grund lassen sich WP nicht zeitgenau ein- und ausschalten. Die Stellwerte werden von der WP nur mit Verzögerung befolgt. Zusätzlich erschwert wird die Optimierung durch das nicht-vorhersehbare, pulsartige Verbrauchsmuster der WP.

Empfehlung für zukünftige Wärmepumpenregelung

- Der Optimizer sollte die kurzfristigen Flexibilitäten der WP kennen. Eine Datenschnittstelle zum Regler der WP scheint unerlässlich.
- Die Regelung sollte nicht durch ein binäres Ein-Aus-Signal erfolgen, sondern durch eine Anweisung, mehr oder weniger Leistung zu ziehen (durch erhöhen oder senken der Solltemperatur innerhalb eines Toleranzbandes)
  - o Um die Annahmen einer konvexen Optimierung zu erfüllen, wäre es wünschenswert, diese Stellgrösse wäre kontinuierlich, nicht diskret.
- Ein adaptiver Algorithmus könnte ein Lastprofil lernen, welches für die Prädiktion der Reaktion der WP auf Optimizer-Signale dient.

## 6.8 Resultate der Topologieerkennung

Verschiedene Topology Estimator Algorithmen wurden entwickelt und anhand von echten GridBox Messdaten und den tatsächlichen Netztopologien der Pilotnetze evaluiert. Vorgängig fanden Tests mit der IEEE37 Topologie und synthetischen Daten statt.

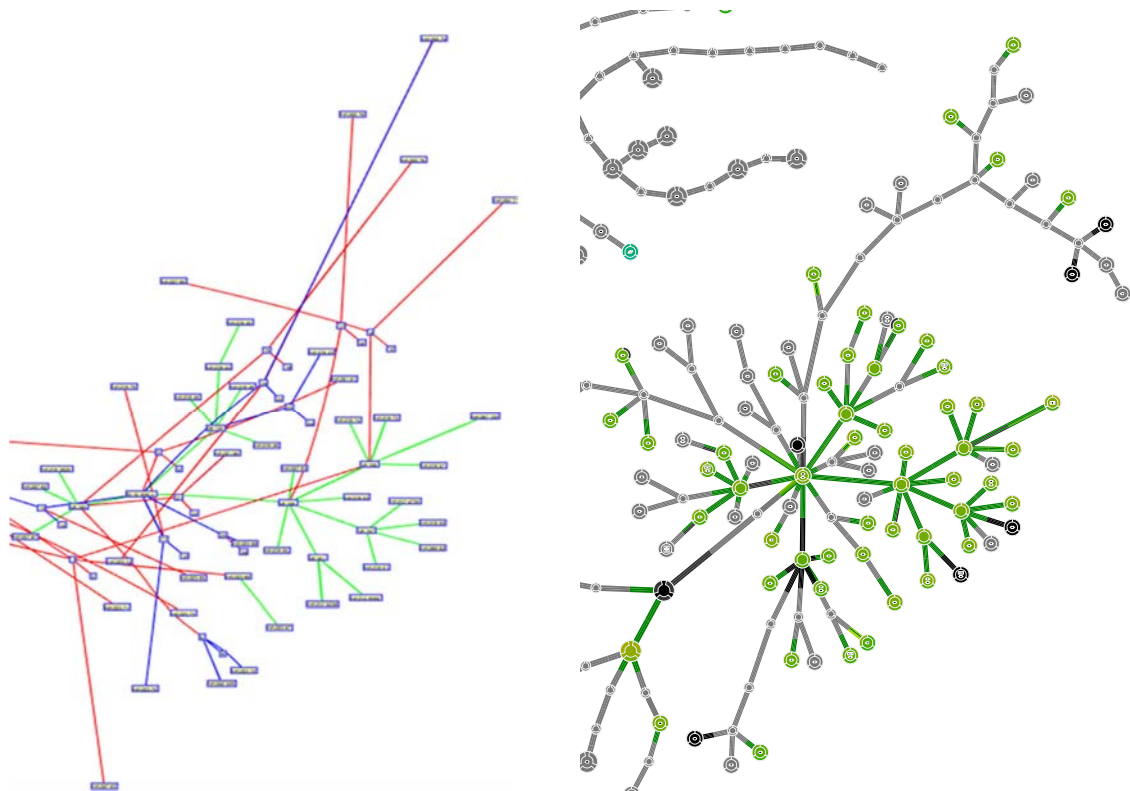


Fig. 147 Darstellung der automatisch erkannten Topologie. Links die detektierte Topologie, rechts die tatsächliche mit Messpunkten in grün. Grüne Linien links sind korrekt erkannte Verbindungen, rot sind false positives (detektierte Verbindungen, die aber nicht existieren), blau false negatives (nicht detektierte Verbindungen, die aber existieren). Deutlich zu erkennen ist, dass die Topologie zuverlässig erkannt wird, wenn ein dichtes Netz von Messtellen vorliegt. In Regionen mit vereinzelt Messtellen scheitert der Algorithmus. Vergleich der erkannten (links) und tatsächlichen (rechts) Netztopologie

Da die Entwicklung und Evaluation der Topologieerkennung im Rahmen von Masterarbeiten an der ETH Zürich stattgefunden hat, verweisen wir für weitere Informationen auf die Berichte der Masterstudenten (Xu, 2014), (Katsoulakos, 2016). Beide Arbeiten wurden durch SCS betreut und im Rahmen dieser Arbeiten kam es zu einer Patentanmeldung.

## 6.9 Untersuchung transienter Vorgänge mit 12 kHz Rohdaten

Im Oktober 2014 kam es an mehreren Tagen zu einer Störung auf einem Mittelspannungsabgang, welcher von der gleichen Unterstation versorgt wird wie das GridBox Pilotnetz. Die GridBox-Geräte selbst waren von dem Unterbruch nicht betroffen; es kam jedoch zu Fehlfunktionen, deren Ursache mittlerweile behoben ist; gerade deshalb wurden aber die Vorgänge überhaupt als solche erkannt. Die GridBox-Geräte verfügen über eine Speicherkarte, welche die Rohdaten mit der vollen Auflösung von 12 kHz der letzten 24 Stunden (abhängig von der Datenmenge pro Gerät) bereithält. Auf diese Weise war es möglich, die transienten Vorgänge zu analysieren. Es handelte sich um erfolgreiche und erfolglose Kurzunterbrechungen in anderen Teilen des Mittelspannungsnetzes.

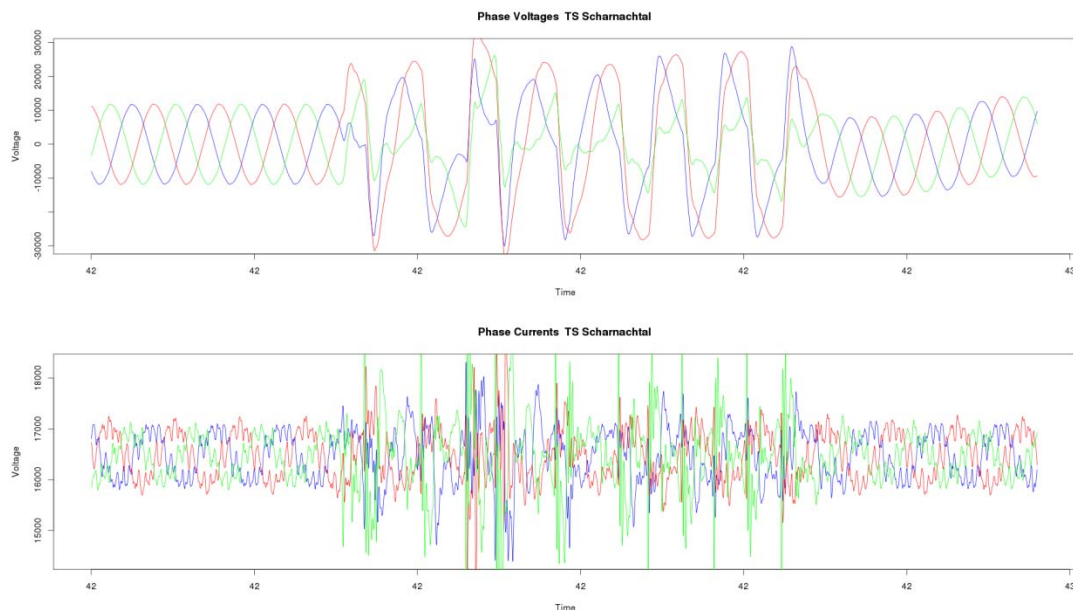


Fig. 148 Rohdatenaufzeichnung der GridBox in der TS Scharnachtal am 21. Oktober 2014 während des ersten Ereignisses auf der MS-Leitung von Frutigen nach Wimmis. Gezeigt sind die Spannungen (oben) und Ströme (unten) während etwa 0.3 Sekunden (14.5 Perioden)

Aus Fig. 148 ist ersichtlich, dass das rund 25 km von der GridBox entfernte Ereignis eine Überspannung von 150 % während acht Perioden (200 ms) verursacht hat. Im Stromsignal (unten) sind grosse Unsymmetrien zu erkennen, vor allem auf Phase L3 (grün), welche um 50 % höhere Spitzenwerte erreicht als die anderen beiden Phasen. Nach dem Ereignis schwingen sich die Signale für Spannung und Strom wieder ein.

Am folgenden Tag trat ein ähnliches Ereignis ein; die Auswertung der Aufzeichnung von zwei GridBoxen ist in Fig. 149 dargestellt. Die Spannungen und Ströme in der TS Scharnachtal zeigen einen ähnlichen Verlauf wie am Vortag, gefolgt von einer Stromspitze und einem darauffolgenden kurzen Spannungseinbruch nach etwa 18 Perioden. In diesem Fall war auch ein Vergleich mit der GridBox in der nahen TS Boden möglich. Grundsätzlich zeigt sich ein ähnlicher Verlauf, allerdings sind die in der TS Boden aufgezeichneten Stromspitzen um etwa 50 % höher als in der TS Scharnachtal.

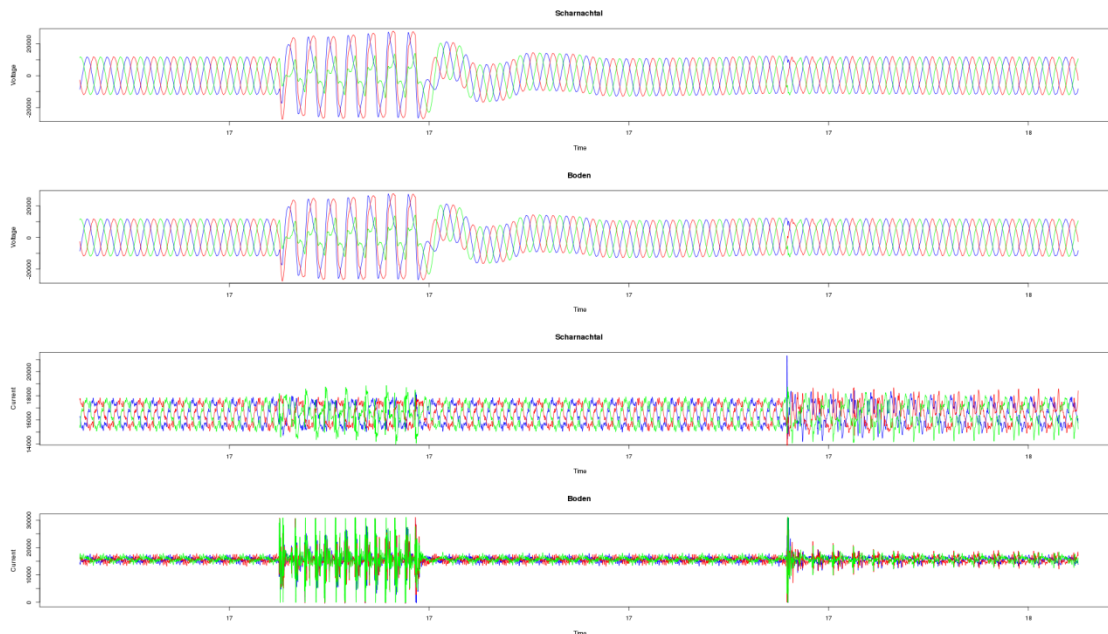


Fig. 149 Rohdatenaufzeichnung der GridBoxen in der TS Scharnachtal und der TS Boden am 22. Oktober 2014 während des zweiten Ereignisses auf der MS-Leitung von Frutigen nach Wimmis. Gezeigt sind die Spannungen (oben) und Ströme (unten) während etwa 1 Sekunde (50 Perioden).

Die systematische Aufzeichnung solcher Rohdaten erlaubt es dem Verteilnetzbetreiber, den Ort und die Ursache von Fehlern im Netz mittels zeit-synchronisierter Messungen durch GridBoxen zu identifizieren. Mittels Synchrophasoren können Messdaten von verschiedenen Orten mit einer Abweichung im Nanosekundenbereich verglichen und analysiert werden.

Aktuell sind auch Power Quality Messgeräte bzw. Störschreiber in der Lage, derartige Ereignisse aufzuzeichnen. Allerdings benötigt es eine Zeitsynchronisation mit der Genauigkeit des GPS, um Daten von verschiedenen Orten vergleichen zu können.

Im GridBox Projekt konnte gezeigt werden, dass es mit dem GridBox System möglich ist, transiente Ereignisse zu erfassen und zu untersuchen. Diese Funktionalität könnte in Zukunft zur Fehlererkennung in Echtzeit ausgebaut werden.

## 6.10 Nutzen von Synchrophasoren auf Nieder- und Mittelspannung

Die Grundidee des GridBox-Projekts vor Beginn der diversen Projektphasen war die Entwicklung und Installation von mehreren Hundert GridBoxen mit Strom- und Spannungssensoren in realen Stromverteilssystemen. Diese GridBoxen sollen über Strom- und Spannungsphasorenmessungen im Verteilnetz – mit der insb. dafür notwendigen sehr hohen Phasenwinkel-Messgenauigkeit – automatisch die Topologie sowie die Modellkennwerte der einzelnen leitenden Elemente wie Schalter, Kabel, Transformatoren, Shunt-Elemente, Längsregler, Prosumertypen, etc. erkennen und danach automatisch damit einen Gesamtsystemzustand in Echtzeit ermitteln.

Erste Plausibilisierungen haben zu Projektbeginn gezeigt, dass eine sehr hohe Phasenwinkelgenauigkeit notwendig ist. Typische Spannungswinkeldifferenzen im Verteilnetz zwischen benachbarten Knoten liegen deutlich unter  $0.01^\circ$ . Fig. 150 und Fig. 151 zeigen die effektiv auftretenden Transmissionswinkel in den Pilotnetzen über die gesamte Ausdehnung. Sämtliche Winkel liegen im Bereich einzelner Phasengrade ( $^\circ$ ).

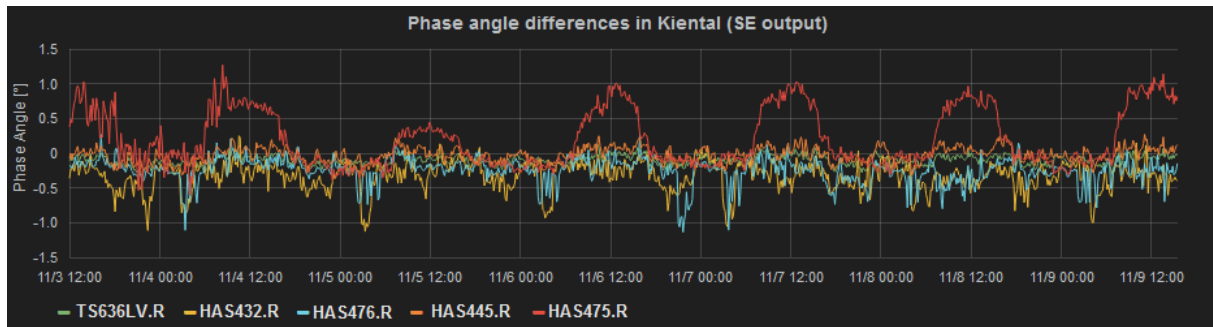


Fig. 150 Ein Blick auf die effektiv auftretenden Phasenwinkelunterschiede im Niederspannungsnetz Kiental. Der Ausschnitt wurde während der Zeit aufgenommen, als ein FU ein 75kW PV Profil emulierte (Siehe Kampagnen). Es zeigt sich, dass sich alle Transmissionswinkel bis an die entferntesten Netzpunkte innerhalb von einem Phasengrad bewegen.

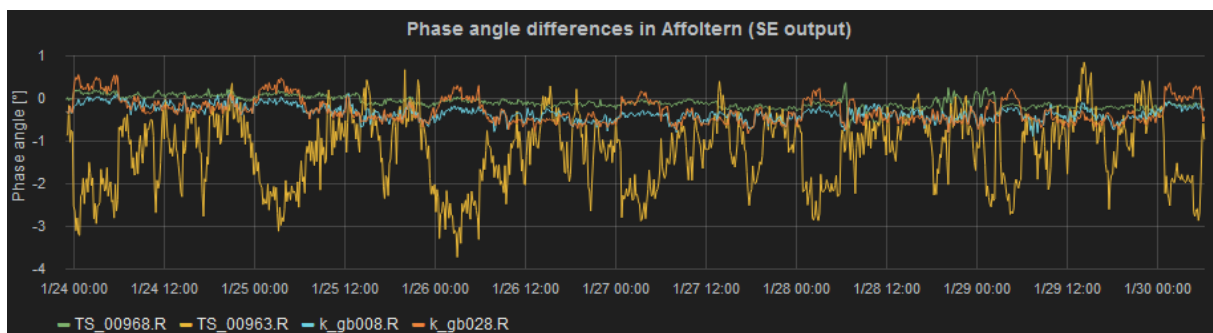


Fig. 151 Transmissionswinkel bei ewz in Affoltern. Die Transmissionswinkel sind hier etwas grösser. Dies dürfte den deutlich grösseren Leistungsflüssen geschuldet sein.

Erst bei wesentlich höherer Genauigkeit (ca. 10-fache Genauigkeit) der Spannungswinkel (bei 50Hz Wechselspannungssignal) kann eine solche Messung zur Ermittlung der Topologie und insbesondere der Netzmodellparameter genutzt werden. Die Vision des Projekts war insbesondere, diese hohe Phasenwinkelgenauigkeit zur Ermittlung von Netzmodellimpedanzen, zur Topologieermittlung im Sinne eines «Plug-And-Play» einzusetzen. Die Demonstration entsprechender Algorithmen konnte aufgrund der im Pilotprojekt erzielten Genauigkeit der GridBox-Technologie nicht gezeigt werden. Die Laborergebnisse (S. 102) legen nahe, dass 1.5m° Genauigkeit mit der bestehenden Technologie allenfalls auch im Feld erreichbar wären. Noch bessere Genauigkeit erscheint mit vernünftigen und bezahlbaren Mitteln nicht erreichbar zu sein.

Das Pilotprojekt hat einen zentralen Vorteil von phasorenbasierten Messungen aufgezeigt: Der allenfalls falsche Anschluss von Messsensoren (Phase R wird mit Sensor für Phase S gemessen; Stromsensor wird falsch gepolt installiert; etc.) kann vor Ausführung des Algorithmus oder durch den Algorithmus selber weitgehend automatisch den richtigen Phasen zugeordnet werden, sicherlich bei den Spannungssensoren und allenfalls auch bei falsch montierten Stromsensoren. Einfache Checks helfen, «verkehrt» montierte Spannungs- und Stromsensoren den korrekten Phasen in der korrekten Polung zuzuordnen.

## 7 Veröffentlichungen

| Datum                          | Anlass/Publikation                                                                                                   | Bemerkungen                                                                                                             |
|--------------------------------|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| 14./15. Juni 2016<br>(geplant) | CIREN-Workshop Helsinki                                                                                              | Paper "Correlation Analysis of Distribution Grid State through high-resolution measurement data"                        |
| 23./24. Februar 2016           | VDE: Schutz- und Leittechnik Tutorial, Berlin                                                                        | Poster Session, Workshop-Präsentation und Ausstellung                                                                   |
| 10. Dezember 2015              | Artikel in Handelszeitung Energie Spezial                                                                            | Thema Intelligente Netze; GridBox als Beispiel; Autor Oliver Krone                                                      |
| 1. Dezember 2015               | Publikation im Auftrag des BfE, Dr. Vogel Kommunikation                                                              | Artikel „Stromverteilnetze mit Durchblick“:<br><a href="http://www.bfe.admin.ch/CT/strom">www.bfe.admin.ch/CT/strom</a> |
| 1. Dezember 2015               | Workshop on Distributed Generation and Smart Grid, Energy Science Center ETH                                         | Recent Results for Region-Optimal Prosumer Control in two Low-Voltage Pilot Grids                                       |
| 17./24./26. November 2015      | Energieapéro Aargau                                                                                                  | Referat Rainer Bacher                                                                                                   |
| 16. November 2015              | Europa Forum Luzern                                                                                                  | Thema Energie, Ausstellung GridBox durch SCS AG                                                                         |
| 11. November 2015              | <a href="http://energie-cluster.ch">energie-cluster.ch</a> : Tageskurs „Innovatives Netzmanagement als neue Aufgabe“ | Referat Stephan Moser, SCS AG                                                                                           |
| 3. November 2015               | Techevent bei SCS AG                                                                                                 | Referate Oliver Krone BKW, Benedikt Loepfe ewz, Stephan Moser SCS AG                                                    |
| 30. Oktober 2015               | SwissT.Net Communication Conference: "Kommunikation im Smart Grid"                                                   | Präsentation Stephan Moser, Ausstellung SCS AG                                                                          |
| 28. Oktober 2015               | <a href="http://energie-cluster.ch">energie-cluster.ch</a> : Tageskurs „Innovatives Netzmanagement als neue Aufgabe“ | Referat Oliver Krone BKW, Bern, inkl. Ausstellung SCS AG                                                                |
| 23. Oktober 2015               | Swissmig Veranstaltung: Big Data und Smart Metering                                                                  | Ausstellung GridBox, SCS AG                                                                                             |
| 22. Oktober 2015               | Vorstellung GridBox beim BfE                                                                                         | Toni Gunzinger und Stephan Moser, SCS AG, Lunchevent                                                                    |

| Datum                 | Anlass/Publikation                                                               | Bemerkungen                                                                           |
|-----------------------|----------------------------------------------------------------------------------|---------------------------------------------------------------------------------------|
| 16. Oktober 2015      | Vorstellung GridBox bei Swissgrid                                                | Andri Casura, ewz, und Stephan Moser, SCS AG, Lunch-Event                             |
| 22/23. September 2015 | Smart Energy Days, Baden                                                         | Referat Stephan Moser, SCS AG, mit Ausstellung GridBox                                |
| 22. September 2015    | SGTech Europe, Amsterdam                                                         | Referat Oliver Krone, BKW                                                             |
| 3. September 2015     | Forschungstag BfE: „Flexibilität“, Berner Fachhochschule, Biel                   | Referat Florian Kienzle, ewz (vertreten durch Stephan Moser, SCS AG)                  |
| 2. September 2015     | ECC Winterthur (embedded computing conference, SwisST.Net)                       | Referat und Ausstellung SCS AG, Schwerpunkt Technologie, verteilte Systeme            |
| 1. September 2015     | Vortrag HSG St. Gallen im Rahmen EVU-Management-Weiterbildung                    | Stephan Moser, SCS AG                                                                 |
| September 2015        | VSE Artikel zu GridBox, Bulletin-Ausgabe 9/2015 (Themenschwerpunkt Smart Energy) | “Monitoring- und Management-Plattform für das Verteilnetz“<br><a href="#">Artikel</a> |
| August 2015           | Smart Grid Animation ewz                                                         | <u><a href="#">ewz Smartbox - Auf dem Weg in eine erneuerbare Zukunft.</a></u>        |
| 15. August 2015       | Swiss Engineering, Sonderausgabe "Energy.now"                                    | Artikel zu GridBox                                                                    |
| 24. August 2015       | Einweihung UW Oerlikon, ewz, mit Präsentation Gridbox                            |                                                                                       |
| 19. August 2015       | Energate, Online Newsletter                                                      | Kurz-Interview Stephan Moser, SCS AG, und Vorstellung GridBox                         |
| 13. August 2015       | Parlamentariertage bei BKW                                                       | Plakat, Exponate: GridBox, im Modul „Smart Grid“                                      |
| 3. Juli 2015          | Energie Network Schweiz Anlass bei SCS                                           | Vorstellung GridBox                                                                   |
| Juni 2015             | BKW Netzletter                                                                   | Abschluss Rollout, Start Dauerbetrieb                                                 |

| Datum                | Anlass/Publikation                                             | Bemerkungen                                                                                              |
|----------------------|----------------------------------------------------------------|----------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| 24. Juni 2015        | Schutztechnik-Forum bei ewz, organisiert durch Bruno Wartmann. | SCS macht kurze Präsentation GridBox, dann Diskussion in der Gruppe. D/Ö/CH Teilnehmer.                  |
| 15.-18. Juni 2015    | CIREN-Konferenz Lyon                                           | Paper "GRIDBOX – AN OPEN PLATFORM FOR MONITORING AND ACTIVE CONTROL OF DISTRIBUTION GRIDS"<br><br>Poster |
| 29. Mai 2015         | Artikel auf ee-news.ch. Anlass: Livebetrieb ab 1.Juni.         | <a href="http://ee-news.ch">Link ee-news.ch</a> , Stephan Moser, SCS AG                                  |
| 19. Mai 2015         | 17. Smart Grid Circle<br><br>Gastgeber EKZ                     | Diskussion zu Smart Grid in der Schweiz                                                                  |
| 18. Mai 2015         | Jahrestagung energie-cluster.ch                                | Tischmesse SCS AG mit GridBox                                                                            |
| 19./20. März 2015    | Innovationsforum Energie                                       | Referat Stephan Moser, SGS AG, mit Ausstellung                                                           |
| 19./20. Februar 2015 | 6. European Smart Grids Summit                                 | Referat durch Oliver Krone, BKW                                                                          |
| 20. November 2014    | Informationsanlass Gemeinde Reichenbach                        | Vorstellung GridBox für betroffene BKW Endkunden im Kiental                                              |
| Okt/Nov 2014         | energie-cluster.ch: Referate GridBox                           | Tageskurs Innovatives Netzmanagement. Referate durch Stephan Moser (Bern) und Oliver Krone (Zürich)      |
| 22. September 2014   | Verein Smart Grid Schweiz, Sitzung                             | Vorstellung aktueller Stand GridBox für die VSGS-Mitglieder                                              |
| 3./4. September 2014 | Swiss Energy and Climate Summit, Kurssaal Bern                 | Ausstellung BKW mit GridBox, Live-Demo                                                                   |
| Juli 2014            | BKW Netzletter                                                 | EEGI Label                                                                                               |
| Juni 2014            | ewz Innovationstag                                             | Präsentation GridBox Hardware und Konzept                                                                |
| 20. Mai 2014         | ERA-Net + Match-making Event in Graz                           | GridBox-Poster                                                                                           |
| März 2014            | VSGS AG Smart Grid Sitzung                                     | Kurzvorstellung GridBox vor dem Besuch der AG Smart Grid bei iNES in Frankfurt                           |
| Februar 2014         | BKW Netzletter                                                 |                                                                                                          |

## 8 Diskussion / Würdigung der Ergebnisse / Erkenntnisse

Im Verlauf des Pilotprojektes wurde plangemäss eine Smart-Grid-Plattform mit verschiedenen Smart Grid Applikationen entwickelt und evaluiert. Es wurde speziell für diesen Zweck ein Mess- und Steuergerät, die GridBox, gemeinsam mit Strom- und Spannungssensoren, mit Aktoren und der Möglichkeit der Kommunikation von Messwerten untereinander und zu einem sog. GridBox-Master Server entwickelt und in grosser Zahl (~ 150 Stück) in zwei realen Nieder- und Mittelspannungsnetzen in Transformatorstationen, Verteilkabinen und Hausanschlusskästen bei ewz und BKW ausgerollt. Wo PV-Anlagen, Batteriesysteme oder verschiebbare Lasten (regelbare Prosumer) installiert waren, konnten diese durch eine lokale GridBox mit optimierten Aktorenwerten (berechnet im GridBox-Master Server) gesteuert werden. Erfolgreich konnte eine Datenkommunikation mittels Glasfaser, Broadband Powerline und Mobilfunk aufgebaut werden, welche es ermöglicht, detaillierte Messresultate von Strom und Spannung im Sekundentakt an den Master zu übermitteln.

Auf dem Master Server wurde ein State Estimator implementiert, welcher aufgrund der verteilten Messwerte den Netzzustand, auch an nicht gemessenen Punkten, jede Sekunde schätzt. Die Qualität der Schätzung wurde vertieft analysiert. Es hat sich gezeigt, dass die verwendeten Fehlermodelle nicht vollständig sind, dass insbesondere Ungenauigkeiten der Leitungsimpedanzen des Netzmodells die Qualität der Schätzung beeinträchtigen. Zudem ist zu beachten, dass die Schätzung sehr sensitiv auf Installationsfehler reagiert, welche aus verschiedenen Gründen weit häufiger aufgetreten sind als erwartet. Vereinfachend kann gesagt werden, dass die Schätzung der Spannung bei genügend Messpunkten mindestens eine Genauigkeit von 1% erreicht, was für ein Netzmonitoring als ausreichend erachtet wird.

Für das Netzmonitoring wurde das „SGA Cockpit“ entwickelt, welches eine intuitive grafische Oberfläche zur Visualisierung des aktuellen Netzzustandes liefert und Grenzwertverletzungen alarmiert. Auch das Auswerten von vergangenen Zeiträumen ist punktuell möglich.

Für die Regelung der PV-Anlagen, Batteriesysteme und Warmwasserboiler wurde ein Optimierer entwickelt, welcher sämtliche Flexibilität im Sinne des globalen Optimums des Pilotnetzes bezüglich einer parametrierbaren Zielfunktion ansteuert. Eine solche umfassende Lösung liess sich nur dank des verteilten und kommunizierenden Systemansatzes realisieren. Die umfassende Netzsicht erlaubt es dem Optimierer, Zielfunktionen an verschiedenen Punkten im Netz gemeinsam zu optimieren. So kann ein einziges Batteriesystem für die Spannungshaltung an unterschiedlichen Knoten im Netz eingesetzt werden, was einmalig ist.

Verschiedene Strategien und Kostenfunktionen wurden in Kampagnen evaluiert. Bezüglich des Optimierungsziels wurde das Hauptaugenmerk auf die Spannungshaltung gelegt. Diese Anwendung ist in vielerlei Hinsicht anspruchsvoller als z.B. das Verhindern von Leitungsüberlastung (peak shaving). Spannungshaltung bedarf deutlich kürzerer Reaktionszeiten als die vergleichsweise trägen thermischen Prozesse der Leitungs- oder Transformatorbelastung.

Bei den Kampagnen hat sich gezeigt, dass PV-Anlagen, Wärmepumpen und Boiler mit dem Sekundentakt des GridBox-Systems nicht standhalten können. Sie sind nicht dafür ausgelegt, schnell und zuverlässig auf Stellwerte zu reagieren. Anders beim Batteriesystem; dieses hat sich als sehr hochwertiger Akteur für Spannungshaltung wie auch Peakshaving bewährt.

Eine grosse Herausforderung beim Optimieren des Einsatzes von Boilern und Wärmepumpen war aber auch, dass bei beiden der Ladezustand des thermischen Speichers wie auch das Verbrauchsprofil nicht bekannt war, sondern geschätzt werden musste. So geschah es häufig, dass Boiler zwar vom Optimierer eingeschaltet wurden, diese aber keine Leistung bezogen, weil sie bereits voll waren. Aufgrund ihrer relativ hohen Leistung sind Boiler eine interessante verschiebbare Last und es konnte gezeigt werden, dass kurzzeitige Überspannungen durchaus durch deren gezielten Einsatz reduziert werden können.

Die Wechselrichter der PV-Anlagen boten keine einheitliche Schnittstelle und die Vorgabe der Wirkleistungsbegrenzung wie des Verschiebungsfaktors (Power Factor) funktionierte nicht bei allen Herstellern zuverlässig. Leider bieten heute verfügbare Wechselrichter (auch bei Batteriesystemen) keine Möglichkeit, die drei Phasen unabhängig steuern zu können. Dies wäre aber sehr vorteilhaft für Spannungshaltung auf Niederspannung, weil oft grosse Asymmetrien vorherrschen.

Trotz der grossen Herausforderungen konnte das Potential einer regional verteilten Regelung von Prosumern erfolgreich demonstriert werden. Insbesondere der Einsatz von Batteriesystemen und PV-Anlagen für Spannungshaltung durch Wirk- und Blindleistungsregelung ergab vielversprechende Resultate.

Bezüglich des Nutzens von Synchrophasormessungen auf Niederspannung ist das Fazit nicht eindeutig. Zum einen hat sich die hohe Synchronität der Messwerte als äusserst hilfreich erwiesen beim Verifizieren der Daten und beim Auffinden von Installationsfehlern. Zudem unterstützten die Winkelunterschiede zwischen Messpunkten die Systemidentifikation des Topology Estimators. Es liegen aber Indizien vor, dass die Genauigkeit der Phaseninformation deutlich besser sein müsste als die mit der heutigen GridBox-Hardware erreichten  $0.02^\circ$ . Erst mit einer Genauigkeit besser als  $0.01^\circ$  kann die Qualität einer auf Synchrophasoren-Messungen basierte State Estimation oder Topology Estimation des Niederspannungsverteilsnetzes verbessert werden. Zudem wäre hierfür ebenfalls eine höhere Genauigkeit der Amplitude der Spannungsmessung erforderlich, was sich aber prohibitiv auf die Gerätekosten auswirken dürfte.

Weiterführende Anwendungen wie z.B. Islanding Detection und Netzschutz, welche klar von Synchrophasoren profitieren würden, konnten in diesem Projekt nicht untersucht werden. Die Frage, die sich dort stellt, ist: Wann müssen bzw. dürfen PV-Anlagen vom Netz getrennt werden, wenn das Netz selber vom Hauptnetz getrennt ist? Wenn heute ein Teilnetz vom Übertragungssystem mit grossen rotierenden Erzeugern bei 50-Hz-Frequenz getrennt wird, muss auch die PV-Anlage vom Verteilnetz getrennt werden. Bei fehlender Abschaltung bestehen Personenrisiken, reduzierte PQ (Power Quality) und das Risiko nicht-synchronisierter Wiedereinschaltung des abgetrennten Netzes ans Hauptnetz. Heute bestehende Methoden für Inselndetektion können die lokale Spannung und Frequenz nutzen, sofern die Differenz zwischen lokaler Erzeugung und Verbrauch relativ gross ist. Synchrophasoren können helfen, Situationen auch bei Ausgeglichenheit von Erzeugung und Verbrauch in 1-2 Sekunden zu erkennen und die richtigen Massnahmen einzuleiten.

Auch Demonstrationsprojekte in UK<sup>6</sup> evaluieren aktuell PMU Anwendung für Windkraftsteuerung und Micro-Gridsteuerung. Wichtige weitere Anwendungen liegen im Symmetrieren von unsymmetrischen 3-Phasensystemen, in verbesserter State Estimation, in der Vorwarnung und Auffindung von Fehlern im Verteilnetz, im Identifizieren von Kurzschlüssen und in der verbesserten Modellierung für Netzplanungen sowie in der Ex-Post Analyse von Vorfällen im Sub-Sekundenbereich. Durch PMU-Messungen können Schlüsselgrössen für den dynamischen und stationären Netzbetrieb gemessen werden, ohne detaillierte netzzustands- und modellabhängige Modelle mitlaufen zu lassen. Im Mittelspannungsverteilsnetz in Schottland konnten 18 potentielle Netzbegrenzungen mit 4 PMU-Messungen erfasst werden. Damit erübrigen sich teure Netzausbauten. Anstelle von An- und Abstellen von verteilter Erzeugung kann PMU-Technologie den Systembetrieb dabei unterstützen, den lokalen Betrieb sicher aufrecht zu erhalten. Wichtig ist die Echtzeit-Erkennung des Zeitpunktes, wo das Verteilnetz vom Hauptnetz getrennt wurde.

Abschliessend kann gesagt werden, dass bei manuell vorgegebener Netztopologie, bei manuell vorgegebenen AC-Netz-Parameterdaten wie auch bei vor Ort klar und eindeutig zuordenbaren einzelnen Phasen R, S, T und N sowohl State Estimation wie auch Prosumer-Optimierung durchaus ohne Synchrophasoren realisiert werden können und insb. die aufwändige Installation der GPS-Antenne für diese Anwendungen entfallen kann. Solche Voraussetzungen sind allerdings in der Praxis allerdings selten anzutreffen, weshalb Synchrophasoren weiterhin ihre Berechtigung haben und erforscht werden.

---

<sup>6</sup> <http://smartgrid.ieee.org/resources?catid=0&id=255>

## 9 Schlussfolgerungen und Ausblick

Dank der ausgiebigen Kampagnen, intensiven Datenanalysen und zahlreichen Erkenntnissen können folgende weiteren Entwicklungen empfohlen werden:

### 9.1 Projekterkenntnisse und möglicher Regelungsbedarf für die Schweiz

Die Kampagnen haben gezeigt, dass PV-Abregelung bzw. PV-Anlagen-Einspeisemanagement für das Verteilnetz von grosser Bedeutung sind. In der Schweiz gehört aktuell keine fernsteuerbare Einspeisemanagement-Vorrichtung zur vorgeschriebenen Ausstattung, weder von alten noch von neuen Photovoltaikanlagen. Wegen der fehlenden Regelung kann der Netzbetreiber nicht von sich aus die Stromeinspeisung durch Steuerungssignale herunterregeln oder abschalten.

Die Erfahrungen aus dem Pilotprojekt zeigen, dass ein sichererer Netzbetrieb mit einem Zielspannungsniveau gezielt durch Wirkleistungsbegrenzung und Blindleistungsregelung verbessert werden könnte. Die GridBox-Technologie zeichnet sich zudem durch die Möglichkeit der Feinregulierung von sehr vielen PV-Anlagen gleichzeitig aus. Dies ermöglicht eine bedarfsgerechte PV-Abregelung, d.h. nur so viel und nur so oft wie nötig. Mit dem GridBox-System können also Energieverluste durch Abregelung minimiert werden. Dies steht im Gegensatz zu rein lokalen Steuermassnahmen, welche nicht den Gesamtsystemeffekt des GridBox-Systems erzielen können.

Bei kleineren PV-Anlagen könnte auch eine «diskrete» Abregelung z.B. wie in Deutschland auf die Stufen 60%, 30%, 0% unter gleichzeitiger Berücksichtigung des Eigenverbrauchs angestrebt werden. Auch hier zeigt sich, dass die GridBox-Technologie kostenreduzierend wirken könnte, da sie jederzeit dynamisch den schwankenden Eigenverbrauch mit der variablen PV-Einspeisung erfassen kann und mit dem Steuern verschiebbarer Lasten bedarfsgerecht je nach Zustand sofort darauf reagieren kann.

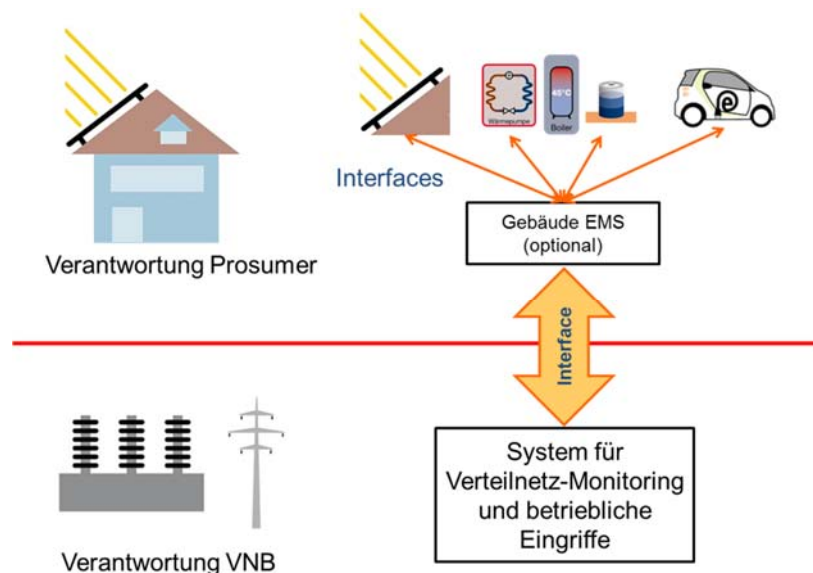


Fig. 152: Schnittstellen Prosumer, Verteilnetzbetreiber, Gebäude und Monitoring/Steuerungssystem

Die Erfahrungen bei der Implementation der Kampagnen hat gezeigt, dass die Ziele, die Pflichten aber auch Rechte und zulässigen planerischen und betrieblichen Möglichkeiten von Netzbetreibern, Energielieferanten oder in Zukunft von Energiedienstleistern vertiefter zu analysieren sind: Für die Gewährleistung eines sicheren, leistungsfähigen und effizienten Netzes müssen Netzbetreiber Kenntnis vom Zustand des Verteilnetzes haben. Dafür müssen sie jederzeit einen sicheren (insb. cyber-secure) und

zuverlässigen Zugang zu Netzzustandsdaten haben. Genauso müssen die Netzbetreiber in ihrer Kernfunktion als Verantwortliche für die Netzsicherheit Zugriff auf Aktoren haben, um den Netzzustand von einem gefährdeten Zustand oder sogar Ausfallzustand in einen «Normalzustand» zu bringen. Wie in Fig. 152 dargestellt können solche Aktoren unter Verantwortung des Verteilnetzbetreibers im Netz sein (z.B. Längsregler oder RONT) oder bei den Verteilnetznutzern bzw. Prosumern (Boiler/Wärmepumpen, Batterien, Elektroautos etc.).

## 9.2 Standardisierung der Prosumer-Schnittstelle

Die Ergebnisse des Forschungsprojekts legen nahe, dass eine Standardisierung des in Fig. 152 dargestellten Interfaces zwischen VNB und Prosumer grosse Vorteile bieten würde. Über dieses Interface könnte der VNB bedarfsgerecht und gezielt, d.h. nur bei kritischen Situationen im Netz und dann nur mit dem nötigen Niveau an Einschränkungen, eingreifen. In den allermeisten Stunden des Jahres könnte der Prosumer bzw. von ihm beauftragte Energiedienstleister das Verteilnetz ohne Einschränkungen nutzen. Das standardisierte Interface würde also eine effiziente Koordination zwischen VNBs und Marktteilnehmern, eine optimale Nutzung der Verteilnetzinfrastuktur und damit ein wirtschaftliches Gesamtoptimum aus Netz- und Markteffizienz ermöglichen. Eine Standardisierung der gebäudeinternen Interfaces zwischen Energiemanagementsystem und einzelnen Anlagen würde zudem den technischen und monetären Aufwand für die Einbindung der Anlagen in eine intelligente Steuerung reduzieren.

Auch wenn dies nicht im Zentrum des vorliegenden Forschungsprojekts war, ergibt sich zudem die Erkenntnis, dass Netzbetreiber in Ergänzung zu aktiven betrieblichen Eingriffen bei kritischen Netzsituationen die Möglichkeit haben müssen, über die Netztarife den Verteilnetznutzern Anreize für ein netzfreundliches Verhalten zu setzen.

## 9.3 Pilotnetze

Wie viele andere Smart-Grid Projekte litt auch dieses darunter, dass in realen Netzen heute noch keine ernsthaft kritischen Zustände herrschen. Es wäre sehr interessant, ein weiteres Pilotnetz in einer Region mit massivem Ausbau von PV und Elektromobilität mit einem eher schwachen Netz zu betreiben. Hierbei wäre es aber zentral, dass auch bei den Prosumerschnittstellen invasiver vorgegangen werden kann. Eine direktere, feingranularere Regelung von Wärmepumpen oder Boilern und PV Anlagen würde das Potential einer Optimierung deutlich erhöhen.

## 9.4 State Estimator

Die Analyse der StateEstimator Qualität hat gezeigt, dass Modellfehler kritisch sind für eine Verbesserung. Neben einer hinreichend präzisen Topologieerkennung besteht eine mögliche Lösung in einem adaptiven Netzmodell, welches Fehler in den Stammdaten, aber auch Veränderungen der Impedanzen durch Temperaturschwankungen im Tages- und Jahresverlauf nachvollziehen kann.

Zudem hat sich gezeigt, dass die aktuelle Implementation zwar zuverlässig mit kurzfristig ausfallenden Messwerten umgehen kann, aber nicht mit Ausfällen über Zeiträume länger als ca. 10min. Solche längeren Ausfälle der Datenkommunikation waren häufiger als erwartet und bedürfen einer anderen Lösung.

Was im Projekt nicht abschliessend untersucht werden konnte, ist die netzebenenübergreifende Estimation des Netzzustandes. Die Analysen zeigen aber, dass es möglich wäre, die Spannung auf Mittelspannungsseite eines N6 Transformators anhand einer Messung auf dessen Niederspannungsseite zu schätzen. Durch zusätzliche Messung der Ströme auf Mittelspannung wäre es möglich eine Zustandsschätzung auf Mittelspannung zu realisieren. Dazu müssten auf Mittelspannung effektiv nur Ströme gemessen werden, was wegen der bedeutend tieferen Kosten besonders attraktiv ist.

## 9.5 Optimizer

Beim Durchführen der Kampagnen hat sich gezeigt, dass gewisse Prosumertypen die Anweisungen des Optimizers nicht zuverlässig befolgen. So zeigen PV Wechselrichter überraschend lange Reaktionszeiten und der Ladezustand von Boilern ist zu wenig genau bekannt, um vorherzusagen, ob der Boiler Strom ziehen wird, wenn man ihn einschaltet. Der gewählte Optimierungsalgorithmus kann schlecht damit umgehen, wenn Anweisungen nicht befolgt werden, denn eine robuste Optimierung wäre zu rechenaufwändig, um für das Optimierungsziel Spannungshaltung Sinn zu machen. Es würde sich anbieten, Reaktionszeiten und Bedarfsprofile adaptiv zu lernen.

In diesem Projekt wurde bewusst auf eine vorausschauende Optimierung verzichtet und der Schwerpunkt wurde auf die topologische Dimension der Optimierung gelegt. Sobald elektrische oder thermische Speicher im Einsatz sind, ist eine zeitliche Planung des Speichereinsatzes aber kritisch notwendig, weil eine Abhängigkeit zwischen den Zeitschritten besteht. Eine solche Planung könnte durch „Model Predictive Control“ gelöst werden und Vorhersagen könnten durch adaptives Lernen von Prosumerprofilen wie durch Zuhilfenahme von Sonneneinstrahlungsprognosen gemacht werden. Herausfordernd hierbei ist insbesondere die Kombination der topologischen mit der zeitlichen Dimension bei beschränkter Rechenzeit zu realisieren.

## 9.6 Verteiltheit

Im Pilotnetzprojekt wurde aus Gründen der Einfachheit ein zentraler Master-Server verwendet. Diese Struktur erlaubte zudem das erwünschte Archivieren sämtlicher Messdaten für Forschungszwecke. Das GridBox Konzept (Bacher/Moser, 2012) sieht aber eine föderalistische Struktur vor, welche ohne zwingende zentrale Einheit auskommt und das Datenaufkommen so reduzieren kann.

Einen Schritt weiter gedacht wurde auch schon gezeigt (Bolognani, 2011), dass es möglich ist, eine Peer-to-peer Optimierung zu realisieren, bei welcher Datenkommunikation nur zwischen unmittelbar elektrisch benachbarten GridBoxen nötig wäre. Dieser Ansatz könnte in den bestehenden oder neuen Pilotnetzen erprobt werden.

## 9.7 Topology Estimation

Die Resultate der bei SCS durchgeführten Masterarbeiten zeigen, dass es durchaus denkbar ist, den Verbindungsgraphen des Stromnetzes ohne a-priori Wissen anhand von Messungen von Spannungen und Strömen zu lernen. Voraussetzung ist aber ein sehr dichtes Netz von Messpunkten.

Eine einfachere, reale Anwendung wäre das Erkennen von Schaltzuständen. Viele Verteilnetzbetreiber wissen nicht zu jedem Zeitpunkt mit absoluter Zuverlässigkeit, wie ihr Niederspannungsnetz verschaltet ist. Könnte dies detektiert werden, könnten Betriebsaufwände reduziert werden. Zudem wäre hiermit eine einfache Fehlerlokalisierung möglich, weil das Auslösen einer Leitungssicherung automatisch erkannt und gemeldet werden könnte.

Weiter untersucht werden könnte ebenfalls die Möglichkeit, neben dem Verbindungsgraphen auch die Leitungsimpedanzen zu ermitteln und evtl. sogar Kabeltypen zu identifizieren.

## 9.8 Kampagnen

Das Vergleichen von verschiedenen Optimierungs-Strategien im realen Netz ist objektiv fast nicht möglich, denn der Netzzustand ändert ständig und wiederholt sich nur bedingt im Tages- und Wochenrhythmus. Somit ist es ausgeschlossen, dasselbe Experiment zweimal mit unterschiedlichen Ansätzen durchzuführen und so Vergleichbarkeit herzustellen.

Wie in Kapitel 6.6.14 (S. 150) gezeigt, kann der Netzzustand innerhalb von ca. 10 Minuten weitgehend konstant angenommen werden. Wenn man innerhalb von 10 Minuten verschiedene Optimierungsansätze nacheinander permutierend einsetzt, kann diese hohe Korrelation ausgenutzt werden. Die niedrigen Kommunikationslatenzen im GridBox System würden die bestehenden Pilotnetze zur optimalen Plattform machen, verschiedene Optimierungsansätze gegeneinander zu vergleichen. So könnten auch fremde Algorithmen, allenfalls auch rein lokale Optimierungsstrategien geprüft werden.

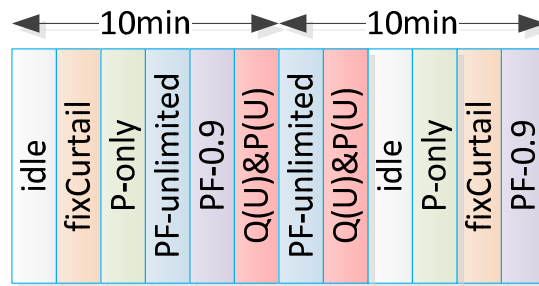


Fig. 153 Darstellung des permutierenden Ansatzes zum Vergleich von 6 verschiedenen Strategien

## 9.9 Kommerzialisierung des GridBox Systems

Die technologische Machbarkeit eines aktiven Managementsystems für die unteren Netzebenen wurde im Projekt demonstriert. Entscheidend für eine kommerzielle Umsetzung ist die Kosten-Nutzen-Analyse der verschiedenen Anwendungsmöglichkeiten des GridBox Systems. Zum Zeitpunkt der Projektbeendigung bestehen Bestrebungen, Teile der Technologie zur Produktreife zu entwickeln und zu kommerzialisieren.

## 9.10 Standardisierung der Kommunikation

Im Projekt GridBox wurde ein eigenes Kommunikationsframework (GridNet) entwickelt, welches ein Datenmodell sowie einen Kommunikationsprotokoll-Stack beinhaltet, welche für hochverteilte Systeme im Verteilnetz optimiert sind. Im Bereich Netze und Substationsautomatisierung etabliert sich aktuell der Standard IEC 61850 und es stellt sich die Frage, wieso dieser Standard im GridBox System nicht umgesetzt wurde. Abgesehen von der Machbarkeit im Rahmen der verfügbaren Budgets sprechen systeminhärente Faktoren eher gegen eine Verwendung von IEC 61850: Der Standard kommt aus der Sicherungstechnik auf höheren Netzebenen und geht von stabilen Kommunikationskanälen und einer detaillierten a-priori Konfigurierbarkeit von ganzen Systemen aus. Dies widerspricht teilweise den Voraussetzungen im GridBox Konzept: Es stehen unzuverlässige Kommunikationskanäle mit limitierter Bandbreite zur Verfügung und die Verfügbarkeit von Komponenten ist nicht immer gegeben. Zudem werden Konzepte wie „plug&play“-Installationsmechanismen und ganz generell sich laufend verändernde Systemkonfigurationen und -landschaften angestrebt. GridNet ist somit als Vorschlag für ein Kommunikationsframework inklusive zugehörigem Datenmodell für die Verteilnetzebene zu betrachten, wo hoch verteilte Systeme mit „ad-hoc“-Charakteristik künftig eher die Regel sein werden. Eine Anbindung eines GridBox-Systems an übergeordnete Elemente im Rahmen bestehender Standards ist dabei durchaus eine vernünftige Option.

## 10Referenzen

- Bacher/Moser. (2011). *GridBox; Konzeptstudie - Schlussbericht*. Bundesamt für Energie Publikation 290537.
- Bacher/Moser. (2012). *GridBox; Netzbasierte Echtzeit-Erfassung des Verteilnetzzustandes und erste Praxistests - Schlussbericht*. Bundesamt für Energie Publikation 290767.
- Bolognani, S. (2011). A gossip-like distributed optimization algorithm for reactive power flow control. *Proc. IFAC World Congress*.
- Guo. (2014). A method for evaluating the accuracy of power system state estimation results based on correntropy. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*.
- Hauswith, A. (2015). *Applications of AC Optimal Power Flow in Distribution Networks*. Supercomputing Systems, ETH Zürich.
- Katsoulakos. (2016). *Automated Topology identification in smart*. SCS, ETHZ.
- Moore, E. (1920). On the reciprocal of the general algebraic matrix. *Bulletin of the American Mathematical Society* 26.
- Pignati. (2014). A Pre-Estimation Filtering Process of Bad Data for Linear Power Systems State Estimators using PMUs.
- Vandenberghe. (1996). Semidefinite Programming. *SIAM Review*, Vol. 38, No. 1.
- Xu. (2014). *Automated Topology Identification*. SCS, ETHZ.
- Zanni. (2014). Probabilistic Assessment of the Process-Noise Covariance Matrix of Discrete Kalman Filter State Estimation of Active Distribution Networks.

# 11 Anhang

## 11.1 Validation of Installation at BKW

In the frame of the installation validation, three tasks need to be proven:

- check that the Gridbox is installed on the correct node
- check that the Rogowski coils are connected on the correct phase and with the correct orientation and that they are calibrated
- check that the voltage sensors are connected on the correct phase

The validation of installation was a procedure that challenged us more than expected for three main reasons. Firstly, the list of checks that was initially designed to validate the installations was found inadequate. With time, the checklist was updated as we were finding errors that were not expected. Secondly, new installation mistakes were often introduced while trying to correct the existing ones. Thirdly, due to oxidation of contacts or malfunction of the antennas some installations that were already approved needed corrections later.

### 11.1.1 Installation Errors

#### 11.1.1.1 GridBox connections and accuracy of current measurement across the line

For each line where there is one gridbox installed at each of its sides, we plot the magnitude of the current versus time for both GridBoxes in Fig. 1. From this plot, it becomes clear whether these grid-boxes are installed indeed on the same line. The GridBox which is considered to inject power to the line is plotted in black while the other one is plotted in blue. For lines with branches, complex sums are considered. In this case, one ending is plotted in black and the magnitude of the complex sum of the other ending is plotted in blue.

To test the accuracy of the GridBox measurements, we compare the input and output current of a line. If the measurements were ideal then the following would apply:

$$\sum i_{input} = \sum i_{output} \leftrightarrow \frac{\sum i_{output}}{\sum i_{input}} = 1$$

where  $i_{input}$  is the complex injected current of the line and  $i_{output}$  is the output current (the current at the other end of the line).

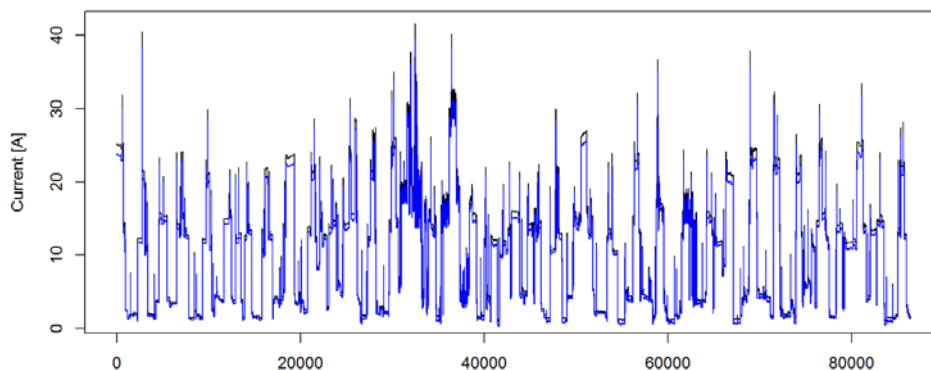


Fig. 1: Comparison of GridBox current measurements on both sides of the line, during one day (see blue and black lines)

Assuming that GridBoxes are expected to measure with an error of 1 % on the current magnitude and 1° on the current angle, the complex sum of current measurements will bring the same errors of 1 % of magnitude and 1° of angle as can be mathematically proven through trigonometric transformations. The division of complex current measurements with the aforementioned uncertainties is proven to be (by phasor division) double, namely 2 % on magnitude and 2° on angle. Hence, the following formulas are employed to estimate the measurement error:

$$ratio = \frac{\sum i_{output}}{\sum i_{input}}$$

$$Error_{Modulus} = 100 * (Modulus(ratio) - 1)$$

$$Error_{Arg} = sign(Arg(ratio)) * \min(|\pi - |Arg(ratio)||) * \frac{180^\circ}{\pi}$$

where  $Error_{Modulus}$  is a percentage and  $Error_{arg}$  is in degrees. Based on the above mentioned, acceptable values for the  $Error_{Modulus}$  are considered the ones between  $\pm 2\%$  and for the  $Error_{arg}$  the ones between  $\pm 2^\circ$ . For this calculation, the noise error is not taken under consideration.

Assuming a Gaussian distribution of the error per sensor, over a daily time interval, the cases with a percentage higher than 68 % (i.e.  $1\sigma$ ) are considered acceptable.

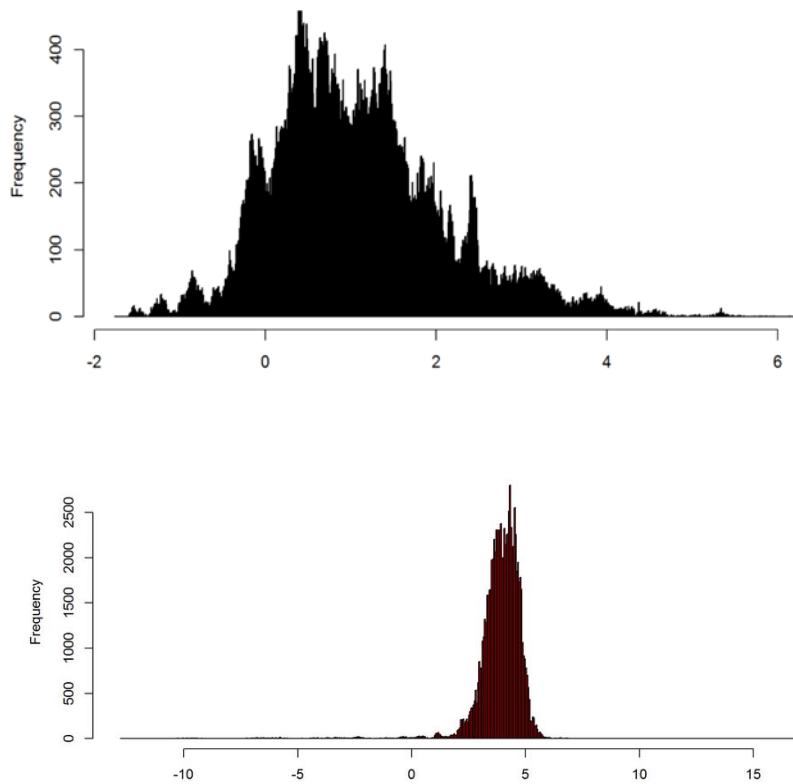


Fig. 2: Examples of comparing GridBox current magnitude measurements in percent on both sides of the same line; data from one day (note the different x-axis scales on both graphs)

In reality, this is quite a strict criterion on magnitude as GridBox accuracy refers to its nominal value and not to the measured value. Overall it is found that the accuracy of current sensors is inadequate for small currents (i.e. below 1 A) but overall much higher than expected.

This criterion allows us to check all GridBoxes which are connected on both ends of the same line. This check does not allow us to validate connections of GridBoxes which do not have a counterpart on the other side of the same line. In this case, an empirical check is performed by comparing the current angles of the neighbor GridBoxes. Another challenge lies on households with rare consumption (e.g. vacation households) where one needs to wait to find a day with consumption. Finally, this check is performed locally as it refers to a comparison between two GridBoxes. Hence, if one GridBox is falsely connected the risk is to end up with both of them wrongly connected. To deal with this challenge, Kirchhoff's current law per topological node is performed as a later step.

#### 11.1.1.2 Kirchhoff's Current Law per topological nodes

According to Kirchhoff's Current Law (KCL), the complex sum of currents injecting to a node should be zero. In this section, we are validating the KCL for all the nodes of the grid where we have measurements for all the currents injecting to them:

$$ratio = \frac{|\sum i_{inj} + di_{inj}|}{\sqrt{\sum |di_{inj}|^2}}, \text{ with}$$

$$|di_{inj}| = \sqrt{(0.01 * |i_{inj} + di_{inj}|^2) + 0.4^2}$$

where  $i_{inj}$  is the actual current injected to the node,  $di_{inj}$  is the measurement error,  $i_{inj}+di_{inj}$  is the current measured by GridBox i.e. including the measurement error, 0.01 is the 1% measurement error that we expect for current magnitude measurement and 0.4 is the noise error. The sum of current at a node refers to all currents going away from or entering a node. The calculation is performed for each phase separately. For ideal measurements we would have 0 numerator. Accepted measurements are considered the ones where the ratio is less or equal to 1.

This criterion serves to complementing the first one either by allowing us to verify some connections which do not have counterparts or by mitigating against local errors. The difficulty which is involved here is that if one GridBox fails, there is no indication of which line failed. Hence, it needs to be implemented after the first criterion in order to narrow the possibilities. Another difficulty is that one cannot use this criterion without having current sensors installed to all the adjacent lines to a topological node.

#### 11.1.1.3 GridBox three-phase and neutral balance

This is another application of KCL, hence we calculate the same ratio as described in the previous section. The difference is that in this case, the currents injecting to the node are the currents of each phase and the neutral. Again, the acceptable measurements are the ones with ratio less or equal to 1.

This criterion was not proved particularly helpful because it did not give an indication of what should be corrected when it failed. Another important obstacle was that, with time, it was found that one should not count on the measurements of the neutral because we are measuring only the PEN conductor while there is often significant current flowing on the PE too. Typically the low voltage network is designed as a so-called TN-C system, i.e. the protective earth (PE) and the neutral (N) conductor are combined and distributed from the transformer via the cable distribution cabinet to the house connection boxes. Only at this point they are split and used separately within the house for protection purposes. However, the current measurements are installed before this separation at the house connection box. Furthermore, the PEN conductor is connected to the grounding at each building (transformer station, cable distribution cabinet, and house) so that there is a current path over earth which is not measurable. Using a TN-S system which requires five-conductor cables with separate PE and N conductor could eliminate current via ground, but it is hardly used.

#### 11.1.1.4 Validation of voltage sensor

This check aims at identifying whether the voltage sensors are connected to the correct phase. This check is implemented centrally by assuming a reference node and comparing all the rest to it. The voltage angle of all the GridBoxes which are connected to the low voltage grid should not deviate significantly per phase.

This statement does not apply to GridBoxes which are connected to medium voltage grid or to low voltage grid at another transformer station. In these cases, the voltage angle difference cannot be used. Hence, all these voltage sensors connections are cross-checked by referring to a reference MV voltage measurement.

Unfortunately the calibration of the sensors on magnitude measurements cannot be proven with precision but only approximately in some cases because there is no absolute voltage reference measurement available in the field.

#### 11.1.1.5 Correction of Errors

Using the explained validation methods, we were able to identify several installation errors, from which the most common have been:

1. Inverse position of current sensors
2. Wrong phase voltage sequence (RST)
3. Wrong phase current sequence (RSTN)

At the same time, we have detected several defects on sensors and we have identified that the current angles for medium voltage were wrongly calibrated ( $180^\circ$  difference).

After having identified these errors, we have proceeded to correct the installation in the field thanks to the support of our Distribution Network Specialists. When it has not been possible to fix the installation, we have annotated the correction in the master data record (Stammdaten), so the State Estimation and the Optimizer use only "validated" measurement data.

In order to implement a correct data analysis, we have developed a function that gets the measurement data as an input and returns the same data with the corrections annotated on the Stammdaten-file. For this function, two types of corrections are considered, the corrections that our specialist have corrected in the field, and the corrections that we have just annotated on our Stammdaten-file.

For the corrections or replacements of measurement devices in the field, we had to identify the time when the correction took place in order to correct the measurement for all the previous timestamps. The best way to implement this analysis has been comparing the phasor information between neighboring gridboxes. One example is shown in Fig. 3.

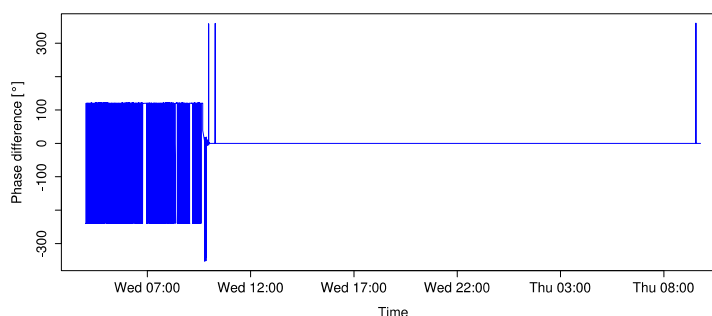


Fig. 3: Phase comparison between L1 voltage angle of the Transformer Station (TS636LV) and HAS403 for the 4<sup>th</sup> and 5<sup>th</sup> of September

In cases where the error was not fixed in the field, the data has been directly corrected for all the timestamps.

Once that the function has been implemented over the measurement data, we have been able to start the data analysis using just correct data. The integration in the data analysis process is shown in Fig. 4.

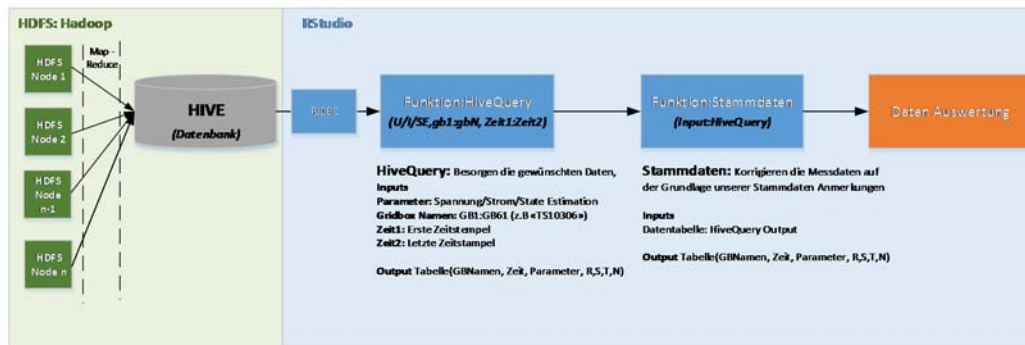


Fig. 4: Data Analysis process including Hive Query & Stammdaten correction function

### 11.1.2 Limits of the given setting / topology

The possibilities to validate a correct installation depend on the network topology and the quality of the network documentation. The correct orientation of the current sensors at a household can only be verified by comparing current angles when the line is equipped with sensors at both ends. That's the case for cable distribution cabinets, but not for T-type branch joints which are quite frequent in the given network. In those cases the current angles vary too much so that it is not useful to compare them over longer distances, i.e. between remote households and transformer stations.

The verification of current accuracy is technically feasible, but due to the low currents and the rather poor precision of the sensors in that range, mainly qualitative conclusions can be drawn. Furthermore, the fourth conductor to be measured is the joint protective earth and neutral conductor. Given the fact that all installations (transformer station, cable distribution cabinet, house connection) are grounded, there is a fifth current path through the earth which is not measured. This makes the assessment of accuracy again more difficult.

In the given setup it is not possible to verify voltage accuracy due to lack of a reference measurement. Only qualitative statements can be given, i.e. about the sign of voltage drop/rise along a line.

More details and statistics of the detected installation errors are given in the part of the report referring to the pilot grid itself.

## 11.2 Analyses on Measurement Data

After taking into consideration the measurements to verify the good functioning of the system, this chapter shows some conclusions that can be drawn out of measurement data. In the first section, the values of each GridBox are considered separately while in the second section, the synchronized data of several GridBoxes is used as input to the analyses.

## 11.2.1 Individual Device analysis

### 11.2.1.1 Symmetry of voltage and current

The angle information from the phasor measurement can be used to investigate the symmetry of the three phases. Fig. 5 and Fig. 6 show the deviation from  $120^\circ$  of the phasor angle difference between two phases, respectively for voltage and current, over all measurement devices. It can be seen that voltage is much more symmetric than current. In all the measurements the voltage angle deviation is below  $1^\circ$ , however, it's interesting to observe that the biggest angle deviation is produced on the nodes where PVs are connected. The current angle difference is not only rather far away from zero, but has also considerable outliers above  $60^\circ$ . For a low voltage network, especially in case of low currents, this is expectable. Higher asymmetries are observed on houses and electric cabinets cables that are connected directly to single houses.

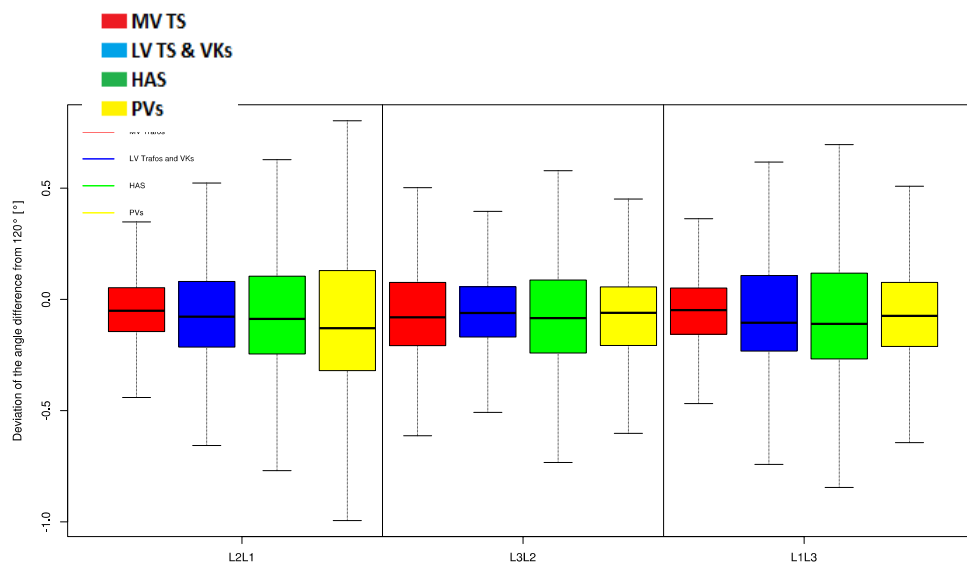


Fig. 5: Symmetry of voltage angles aggregated on measurements taken in medium voltage (red), measurements taken on low voltage side of transformers and distribution cabinets (blue), measurements taken on houses without PVs (green) and measurements taken on houses with PVs (yellow); data taken on 18.01.2016

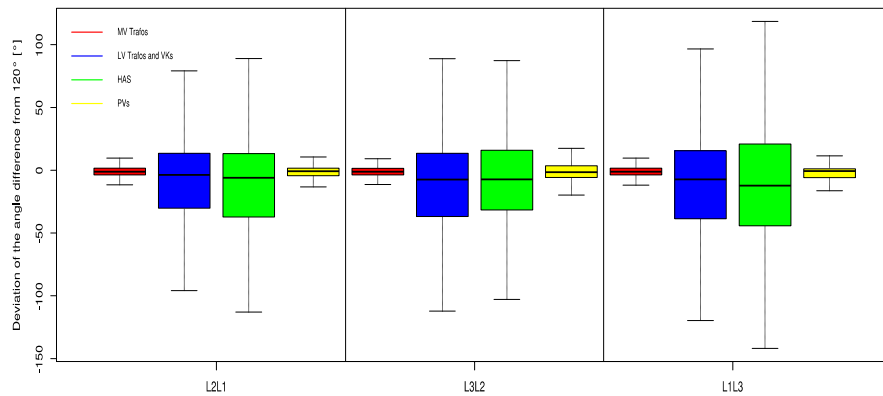


Fig. 6: Symmetry of current angles aggregated on the following groups: Measurements taken in medium voltage (red), measurements taken on low voltage side of transformers and distribution cabinets (blue), measurements taken on houses without PVs (green) and measurements taken on houses with PVs (yellow); data taken on 18.01.2016

### 11.2.1.2 Power Factor calculation

Having phasor measurement data from both voltage and current also allows the calculation of the power factor. However, this calculation is influenced by the accuracy of the input data. Especially current magnitude has turned out to be poorly reliable for low currents; therefore, in Fig. 7 the values for the power factor are grouped in three current levels. It can be seen that for lines with current in average below 1 A, the power is more likely in the unrealistic range close to zero. In case of lines between transformer station and cable distribution cabinets (line names containing TS and VK), the power factor is close to 1. In most house connection lines (line names containing HAS), the power factor is quite a bit smaller. However, it cannot be quantified how this finding is influenced by less reliable current measurements due to smaller currents.

The marks in grey show the power factor on MV lines where the underlying voltage and current measurements are taken from the same combined sensor.



Fig. 7: Power Factor calculation based on measurement data, grouped by current level; data taken on 18.01.2016

### 11.2.1.3 Neutral Current assessment

The GridBoxes are equipped with four current measurements, hence, the current on the PEN conductor is measured as well. Theoretically, it can be calculated out of the three phase currents at every instant. In Fig. 8 the relative deviation between measurement and calculation is shown. Here, the poor precision of current magnitude for small currents explains only some outliers which range up to several hundred percent. As neutral conductor currents are involved, there is another phenomenon which makes a quantitative assessment nearly impossible: the forth conductor to be measured is connected to the main grounding terminal of the building. Also metallic water pipes are connected there which means that the grounding terminals of neighboring houses are connected via the water pipes. Although not contemporary, especially for older buildings this situation can be found. This opens an additional return path to the transformer. Hence, current on the neutral conductor of one house will not be measured on the PEN conductor the house itself, but on the PEN conductor of the neighboring house. Consequently, at house level the deviation from the theoretical PEN current calculated out of the phase currents can be more or less random.



Fig. 8: Neutral current calculation based on phase currents, groups by current level; data taken on 18.01.2016

#### 11.2.1.4 Analyze boiler energy consumption (high/low tariff)

The profile of the boilers' consumption is analyzed over a period of forty days. One can identify three different consumption profiles:

- Daily activation, e.g. HAS474 as shown in Fig. 9
- Day-by-day activation, e.g. HAS437 as shown in Fig. 10; here the total energy is extrapolated based on the measurement on phase L1
- Activation depending on the inhabitation of the household, e.g. HAS419 as shown in Fig. 11; here the total energy is extrapolated based on the measurement on phase L1

In all cases days with no measurement appear; they are plotted as zero and marked in the respective figure.

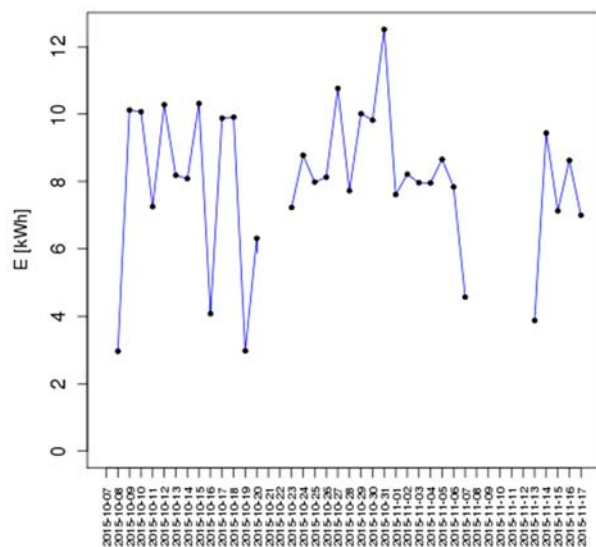


Fig. 9: Daily three-phase consumption of the boiler at HAS474 from the 7.October until the 17.November 2015 , empty gaps represent missing data

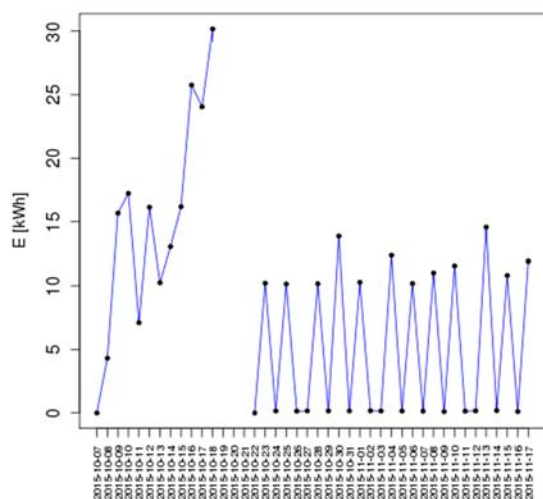


Fig. 10: Three-phase consumption of the boiler at HAS437, extrapolated based on the measurement on phase L1; empty gaps represent missing data

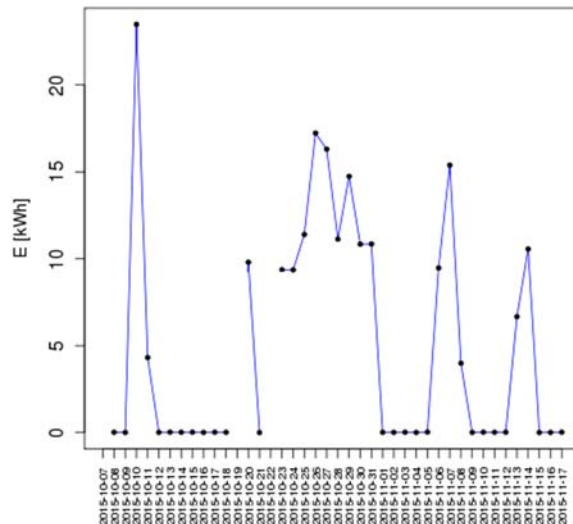


Fig. 11: Daily Three-phase consumption of the boiler at HAS419 from the 7. October to the 17. November 2015, extrapolated based on the measurement on phase L1; empty gaps represent missing data

#### Compensation of Customers' losses

In the frame of the optimization campaigns, the boiler consumption was controlled. Normally, boilers are activated during night hours so that the electricity consumers can profit from the traditional lower electricity tariff. Due to the optimizer's control, in times where the optimization campaigns were running, the activation of boilers took place during high tariff hours as well. This action caused higher electricity bills for the end-customers.

An analysis took place in order to estimate the additional cost so that the losses can be compensated to the end-customers. Data from the beginning of July 2015 until the end of November 2015 (5 months) were considered. In order to obtain the values in Swiss Francs, the rates for double tariff (high tariff between 7am and 9pm, low tariff elsewhere) valid in 2015 were applied. The analysis is presented on Fig. 12. The following symbolisms are employed:

- o node: Household abbreviation and the phase from which the measurements are coming from.
- o E.total: total energy consumption from July to November
- o E.HT: energy consumption during high tariff hours for the aforementioned period
- o E.NT: energy consumption during low tariff hours for the aforementioned period
- o Cost.HT: cost of energy during high tariff hours for the aforementioned period
- o Cost.NT: cost of energy during low tariff hours for the aforementioned period
- o Cost.total: total cost of energy during the aforementioned period
- o Cost.onlyNT: total cost during the aforementioned period assuming that all energy consumption takes place during low tariff hours
- o Cost.compensation: extra cost that the boiler consumers are charged with because of the operation of the optimizer. It occurs by subtracting Cost.onlyNT from Cost.total.

| node              | E.total [kWh] | E.HT [kWh] | E.NT [kWh] | Cost.HT [CHF] | Cost.NT [CHF] | Cost.total [CHF] | Cost.onlyNT [CHF] | Cost.compensation [CHF] |
|-------------------|---------------|------------|------------|---------------|---------------|------------------|-------------------|-------------------------|
| HAS402 [phase L2] | 1202.82       | 187.97     | 1014.85    | 49.42         | 174.76        | 224.18           | 207.13            | 17.05                   |
| HAS484 [phase L1] | 1139.64       | 266.37     | 873.27     | 70.03         | 150.38        | 220.40           | 196.25            | 24.16                   |
| HAS419 [phase L1] | 644.11        | 179.89     | 464.21     | 47.29         | 79.94         | 127.23           | 110.92            | 16.32                   |
| HAS437 [phase L1] | 862.38        | 260.58     | 601.80     | 68.51         | 103.63        | 172.14           | 148.50            | 23.63                   |
| HAS474 [phase L3] | 1012.63       | 519.91     | 492.73     | 136.68        | 84.85         | 221.53           | 174.38            | 47.16                   |

Fig. 12: Analysis of the costs (during the real time optimization campaigns) to be compensated to the end-customers whose boilers were controlled by the optimizer

The cost to be compensated is around 20CHF for each end-customer with the exception of HAS474 where the cost is double because this boiler was controlled extensively by the optimizer for testing purposes.

## 11.2.2 Analysis of synchronized measurements of several devices

### 11.2.2.1 Calculate currents on an edge based on voltages at both nodes

On a line where there are no intermediate loads, knowing the voltage on both of its sides one can calculate the current which flows as:  $I = \Delta U / Z$ , where  $Z$  (line impedance) depends on the line characteristics and the length. For all the possible cases on the low voltage grid, we compared the calculated current with the measured current as shown in Fig. 13 and Fig. 14. The figures show the average deviation between the measured and the calculated value and refer to the same data taken on 18.01.2016. In Fig. 13 the values are classified by conductor type while in Fig. 14 the same values are classified based on the consideration or not of the three-phase mutual coupling. The deviations are very large for a distribution grid. This is attributed to the fact that the measurements of small currents are often not accurate and mostly to the fact that the current calculation is very sensitive to the measurement accuracy of voltage. An average deviation of 7.5 A without taking under consideration the three-phase mutual coupling drops to 5.5A by including the mutual coupling. These deviations are very high for a distribution grid and lead to the conclusion that current measurements should not be omitted. The effect of the conductor type cannot be observed as there are not enough length samples for each conductor type.

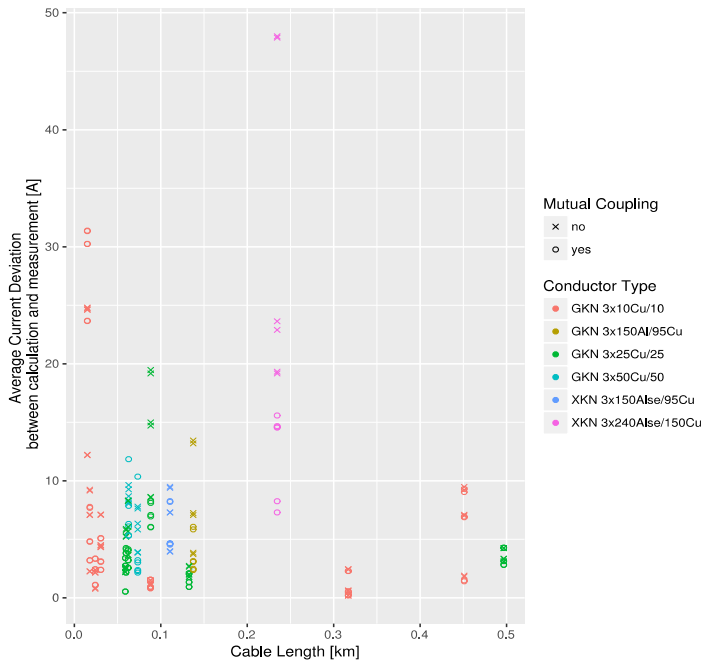


Fig. 13: Average current deviation of the calculated to the measured value for several conductor types, both with and without consideration of mutual coupling; classification by conductor type; data taken from 18.01.2016.

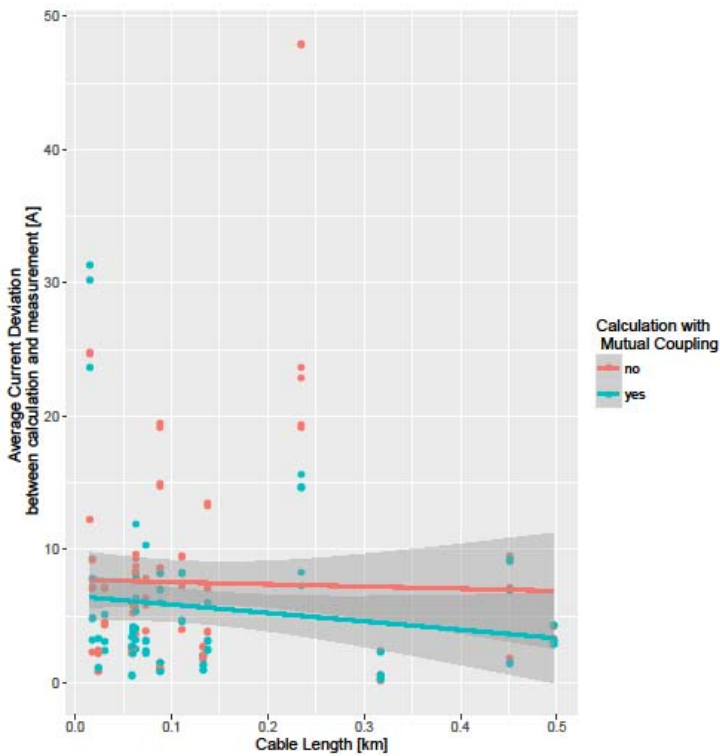


Fig. 14: Average current deviation of the calculated to the measured value for several conductor types, both with and without consideration of mutual coupling; classification by the consideration of the three-phase mutual coupling; data taken from 18.01.2016.

On the other hand, an analysis based on the current calculation based on the voltage phase angle difference has been implemented. The aim of this analysis is to validate if the accuracy of the phase angles is not good enough for this calculation.

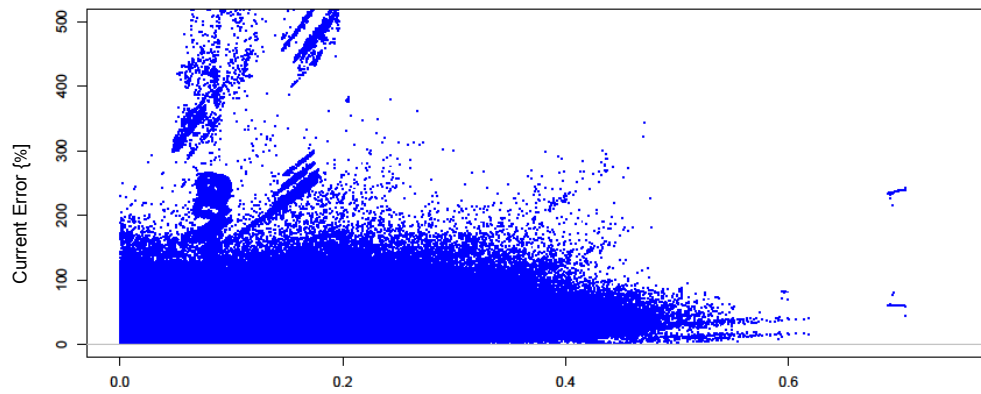


Fig. 15: Current accuracy error for all the calculated currents over 5A based on the voltage phase difference between the two neighbor nodes; data taken from 18.01.2016.

Fig. 15 shows that there is a relation between the accuracy of our calculated current and the voltage phase difference between the two nodes. This relation is explained by the accuracy of our angle sensors which have up to  $0.01^\circ$  offset error. So for small angle differences under  $0.01^\circ$  we observe that the error produced by the phase angle sensors could reach 100%, but for larger phase angle differences the calculated current error is reduced. With these results we could ensure that if our phasor sensor error would have a higher accuracy, the current calculation would result in more accurate results.

On the other hand, the voltage phase angle inaccuracy is not the only cause of the current error. In Fig. 16, the relation between the current accuracy and the measured nominal current magnitude is shown. This plot shows a clear dependence of the quality of our estimated current on the measured current magnitude. The effect of the current magnitude is stronger than the voltage phase difference, but this is also expectable because the phase voltage difference is based on the impedance (cable type and length) and the current magnitude.

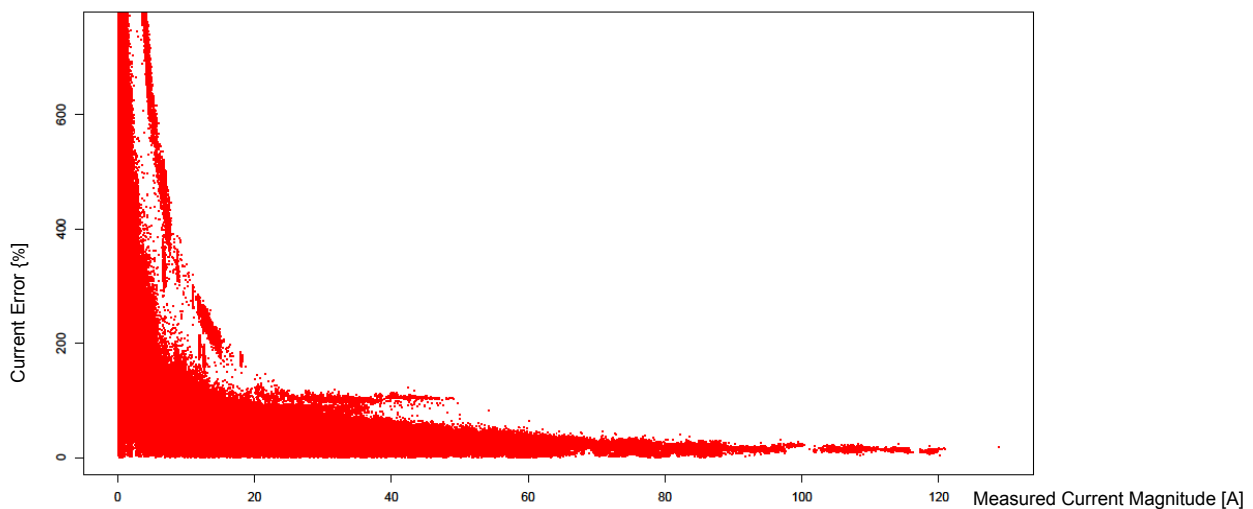


Fig. 16: Current accuracy error for all the calculated currents over 1A based on the current magnitude measured with Gridbox devices; data taken from 18.01.2016.

Analyzing all the results we can conclude that the error for the model-based calculation of currents is mainly affected by the current magnitude and the voltage phase difference between nodes. The network model doesn't have a real impact on the calculation as shown by the regression model (but tendency of smaller error for longer cables)

### 11.2.2.2 Calculate voltage at a node out of voltage and current at a node

In analogy to the current calculation, we calculated the voltage when we know the voltage and current on the other side of the line. Again, the two figures displaying the average voltage deviation between the measured and the calculated value show the same data taken on 18.01.2016. Analyzing the voltage difference between our calculation and the measurement for each node has allowed us to detect some failures on our GridBoxes.

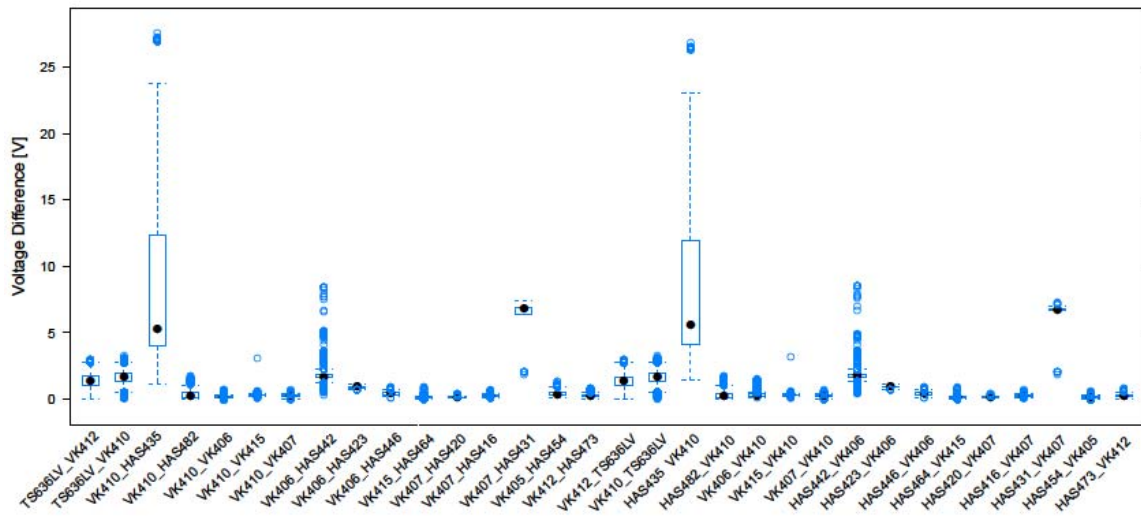


Fig. 17: Average voltage deviation of the calculated to the measured value for each node where we had a voltage measurement device, data taken from 18.01.2016.

In Fig. 17, the distribution of the difference between the voltage calculations and the voltage measurements is shown. It's interesting to observe the results for HAS431 & HAS435. For HAS431 a constant difference of 7V between the calculated and the measured voltage can be observed. That could be explained by a calibration error on the GB sensor installed in HAS431. On the other hand, the comparison for HAS435 shows an error distributed from 1 to 24V. This cannot be explained with a calibration error and probably the cause is a defect on the current or the voltage sensor on that Grid-box. For the further analysis of the voltage calculations, both GridBoxes have not been considered.

In Fig. 18 the values are classified by conductor type while Fig. 19 differentiates based on the consideration of the three-phase mutual coupling. Here one sees that the deviation between the measured and estimated voltage increases as the length increases. The smaller lines are connected to the households while the longer ones are mostly connecting the transformer station to the distribution cabinets. Hence, we observe higher current flows on the longer lines which means that the current error is relatively smaller and as consequence the calculation of voltage is more accurate. With three-phase mutual coupling the overall average voltage deviation drops from 1.01 to 0.75 V. To this point it is worthwhile noticing that in our electricity grid there are long lines connecting households but they are not taken into consideration here as there are no measurements available on both sides of the long lines.

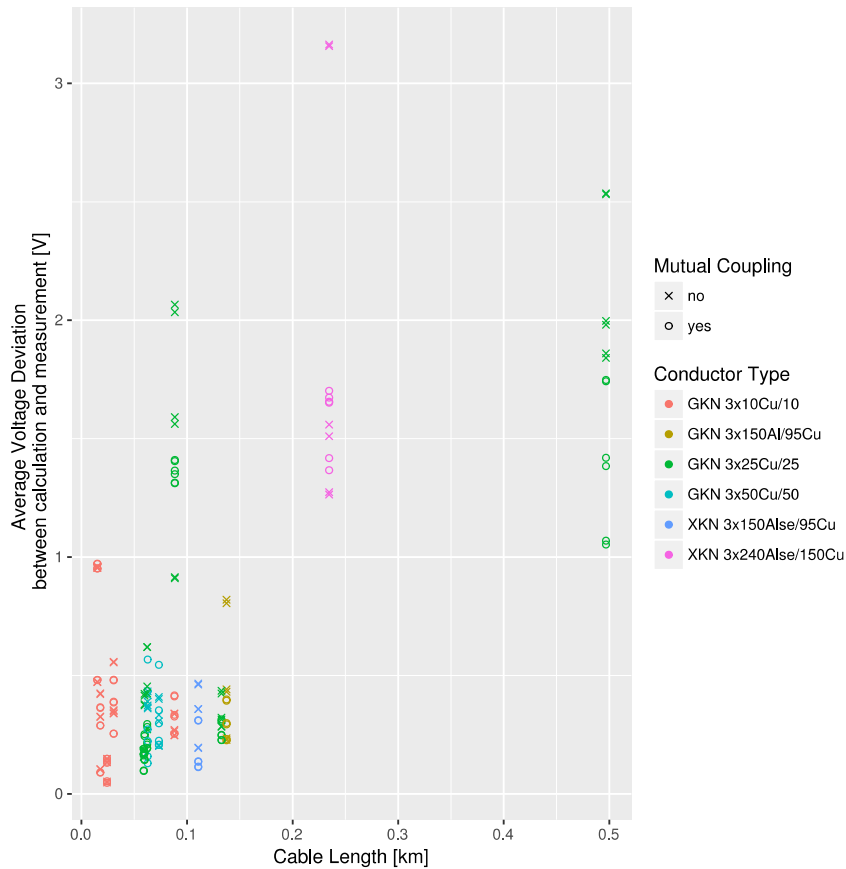


Fig. 18: Average voltage deviation of the calculated to the measured value for several conductor types and both with and without consideration of mutual coupling; classification by conductor type; data taken from 18.01.2016.

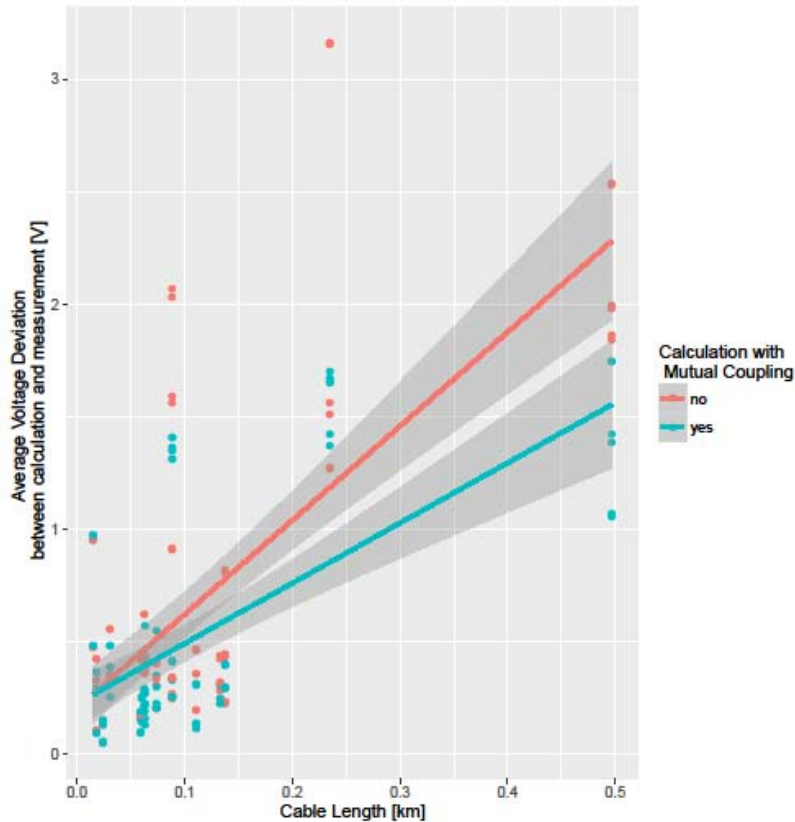


Fig. 19: Average voltage deviation of the calculated to the measured value for several conductor types and both with and without consideration of mutual coupling; classification by the consideration of the three-phase mutual coupling; data taken from 18.01.2016.

We can conclude that the calculated voltage accuracy is more affected by the network model than by the current magnitude, as shown by the regression model in Fig. 19. Accuracy is higher for short cable lengths where the network model has a smaller impact. On the other hand, the voltage calculation is not affected by the current magnitude as shown in Fig. 20 where the same accuracy levels are obtained for different current magnitudes.

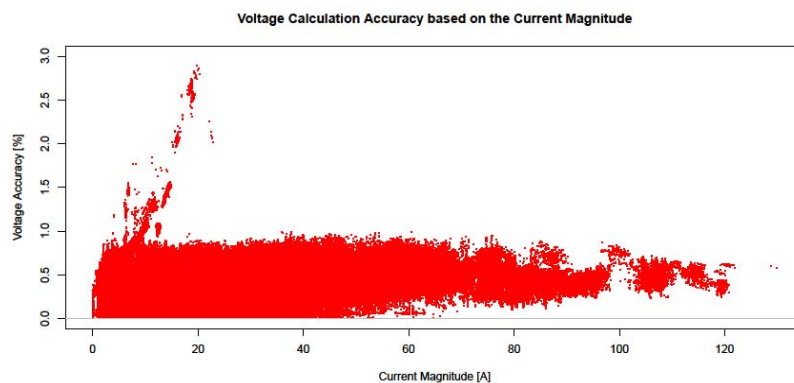


Fig. 20: Voltage accuracy error for all the calculated currents over 1A based on the current magnitude measured with Gridbox devices; data taken from 18.01.2016

## 11.3 Analyses on State Estimation Data at BKW

State estimation algorithm serves two purposes: (a) to correct the data that we are getting through the measurement units, i.e. to mitigate against the measurement inaccuracies, and (b) to estimate the state of the grid where there are no measurements.

A state estimation algorithm takes as an input the topology of the grid, the line length and line characteristics and the measurements coming from the measurement devices. The output is the stationary "state" of the whole grid which means the voltage magnitudes and angles of each node (they are referring to the main frequency of approx. 50 Hz). Based on the grid topology, line length, line characteristics and voltage magnitude and angle at each node, the current magnitude and angles are calculated at each line.

As in the frame of this project we are using both voltage and current measurements, the state estimation algorithm models the grid in three phases and takes into consideration the current measurements as well. Hence the output of the state estimation is not only voltage magnitude and angle but also current magnitude and angle.

The state estimator is described in section 5.12 on p. 80

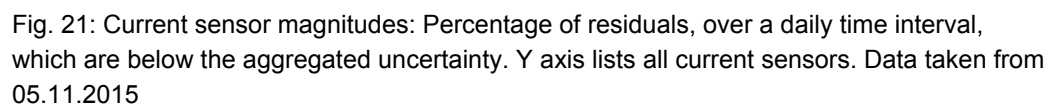
### 11.3.1 Verification Live SE

#### 11.3.1.1 SE vs. Measurement

The state estimation algorithm aims at delivering the most *probable* state of the grid, because its functionality is based on statistical assumptions. This means that the values that it delivers are characterized by an uncertainty window. Similarly, the measurements are characterized by the measurement device error.

By adding the measurement error and the respective uncertainty of the estimated value, one finds the maximum acceptable deviation between the measurement and its respective estimated value.

We implemented the following check: for each sensor, we compare for each second and over a daily time window the residual between the measurement and the estimated value. We compared this residual to the aggregated uncertainty (i.e. maximum acceptable error). Over a daily time window, at least 68% of the time the residuals should be lower than the aggregated uncertainty if we assume Gaussian distribution for the errors (Condition shown in subsection 11.1.1.1). If this condition is fulfilled then the outcome of the check is successful.



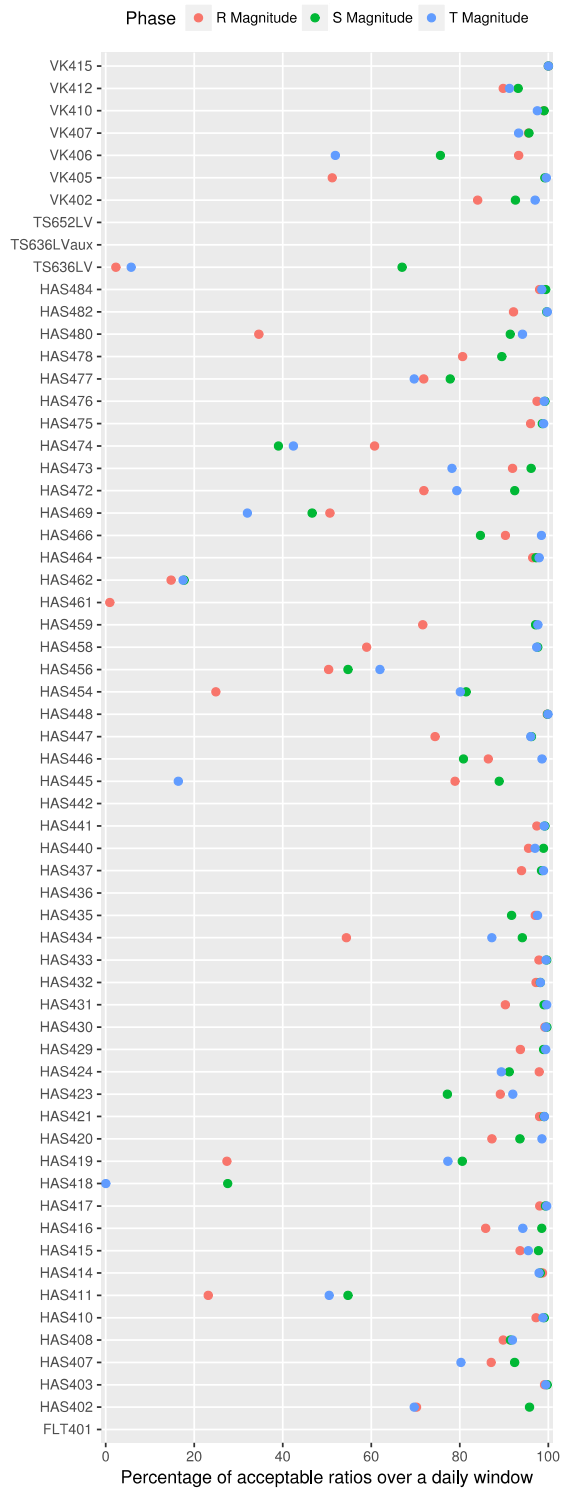


Fig. 22: Voltage sensor magnitudes: Percentage of residuals, over a daily time interval, which are below the aggregated uncertainty. Y axis lists all voltage sensors. Data taken from 05.11.2015

Fig. 21 and Fig. 22 show for each sensors the percentage of the time (over a daily frame) that the residual between state estimated and measured values are below the aggregated uncertainty when it comes to current and voltage magnitude respectively. Only the ones with a percentage higher than 68% are considered to be passing the test. 83.2% of the voltage sensors pass the considered test, while 74.2% of the current sensors are passing the magnitude test. This percentage is calculated over the total number of sensors time three, i.e. one for each phase.

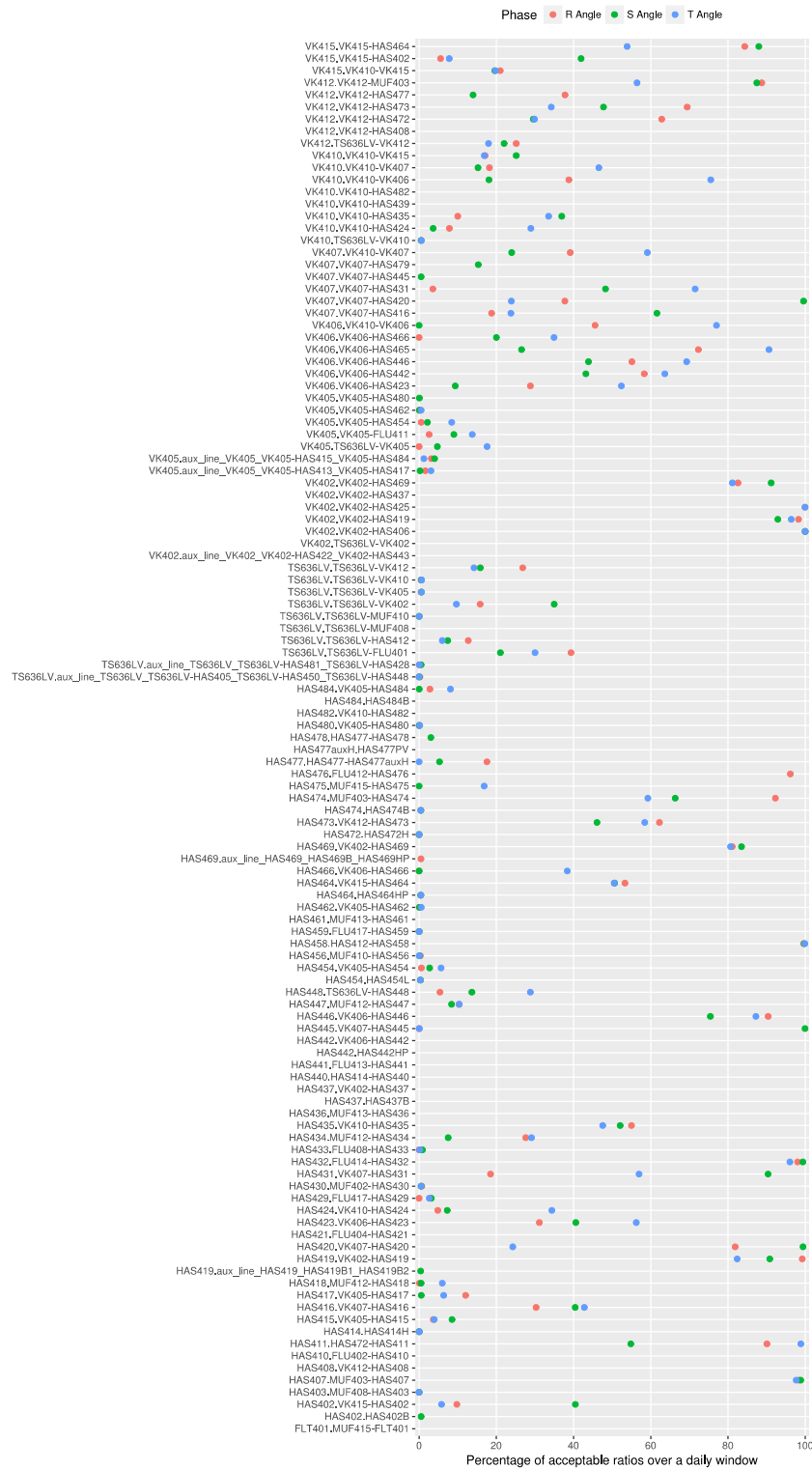


Fig. 23: Current sensor angles: Percentage of residuals, over a daily time interval, which are below the aggregated uncertainty. Y axis lists all current sensors. Data taken from 05.11.2015

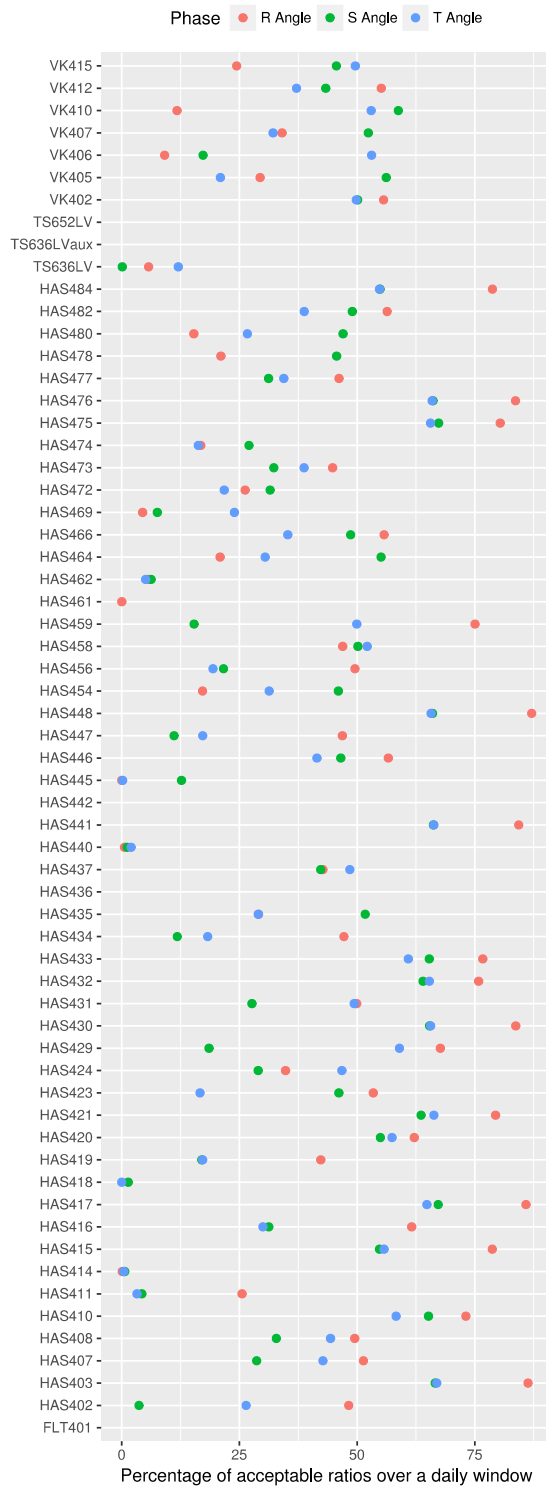


Fig. 24: Voltage sensor angles: Percentage of residuals, over a daily time interval, which are below the aggregated uncertainty. Y axis lists all voltage sensors. Data taken from 05.11.2015

The state estimator does not output the uncertainty of the angle estimations like it does for the magnitude. Hence, we proceeded to the test by taking under consideration only the measurement error. This means that Fig. 23 and Fig. 24 are only indicative and are not sufficient to judge the percentage of sensors which pass the test. Considering just the measurement error, just 18.8% of the Current Angles and 10.77% of voltage angles pass the test.

### 11.3.1.2 Adjustment of estimated values

Given the high percentage of sensors which fail the tests, the question arises how much additional uncertainty needs to be considered so that all the sensors would pass the test. This should give us an idea of the amount of uncertainty that needs to be explained by effects other than measurement uncertainty or estimation uncertainty. Candidates are: calibration errors, grid model errors or false installations. Figures Fig. 25 to Fig. 28 show the percentage of sensors passing the test to the marginal uncertainty increase.

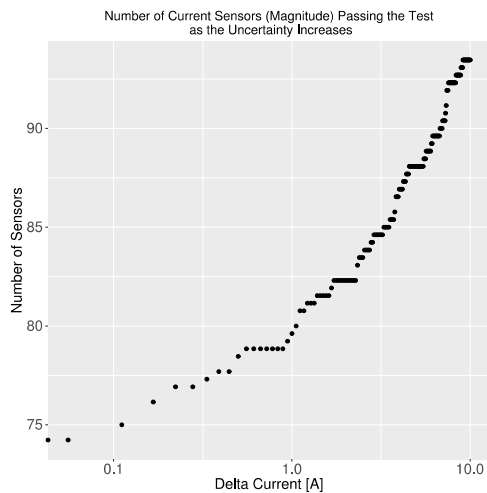


Fig. 25: Percentage of current sensors passing the magnitude test to the marginal increase of the aggregated uncertainty for G1 Rogowski sensors (absolute Error 5A) and G10 Rogowski sensors (absolute Error 0.56A). Data: 05.11.2015

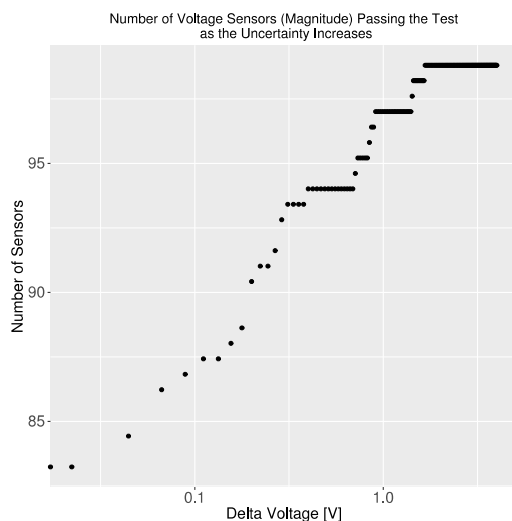


Fig. 26: Percentage of voltage sensors passing the magnitude test to the marginal increase of the aggregated uncertainty. Data: 05.11.2015

Fig. 25 shows the results of calculations: The aggregated current magnitude uncertainty should be increased by 9A so that 95 % of the current sensors would pass the test. The respective marginal uncertainty for voltage sensors in Fig. 26 is 4 V but it is worthwhile noticing that 94 % of the voltage sensors would pass the test if the aggregated uncertainty was 0.5 V higher. The voltage sensors that require higher aggregated uncertainty than 1V are the same one detected on Subchapter 11.2.2.2.

Fig. 27 indicates that the current phasor angle test requires very high marginal correction. In cases where a correction higher than  $100^\circ$  is required, it could be implied that there are wrong installations or defects on the sensors (more than 20% of the sensors).

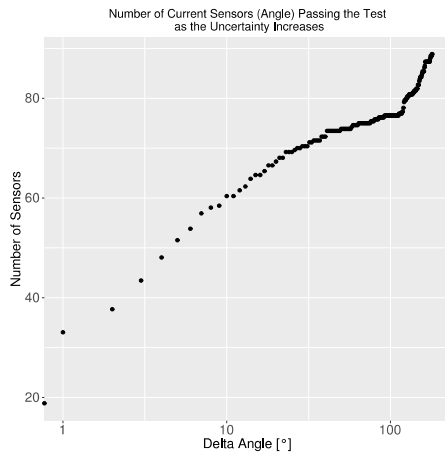


Fig. 27: Percentage of current sensors passing the angle test to the marginal increase of the aggregated uncertainty. Data: 05.11.2015. Current magnitudes below 1A are not considered

Fig. 28 shows that by increasing the uncertainty of voltage phasor angles by  $0.3^\circ$ , more than 90 % of the voltage sensors pass the angle test. All the sensor voltage nodes except VK402 pass the test with an aggregated uncertainty of  $0.5^\circ$ . As explained in 11.2.2.2, voltage angles sensors of VK402 have a non-detected defect and should not be considered in these analyses.

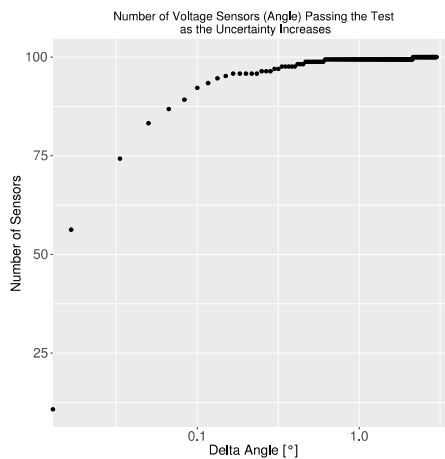


Fig. 28: Percentage of voltage sensors passing the angle test to the marginal increase of the aggregated uncertainty. Data: 05.11.2015

### 11.3.1.3 SE vs. load flow

To validate the results given by the State Estimation, a comparison between the calculation implemented by the SE and an AC load flow calculation through the implementation of a Newton Raphson algorithm. For this purpose Gridlab-D has been chosen, because it brings high level of flexibility and is open-source. To validate Gridlab-D performance, a study was implemented where Neplan and Gridlab-D calculations were compared. The results shown that Gridlab-D Newton Raphson algorithm is able to implement load flow calculation with high accuracy (comparison with Neplan) .

A load flow calculation requires that all the loads of a system are identified. Therefore, to implement this analysis, a segment of the network with gridboxes in all the loads has been chosen. The comparison will take place on the VK412-segment shown in Fig. 29, composed by one Electric Cabinet, 8 houses (1PV and 1 Boiler) and one socket.

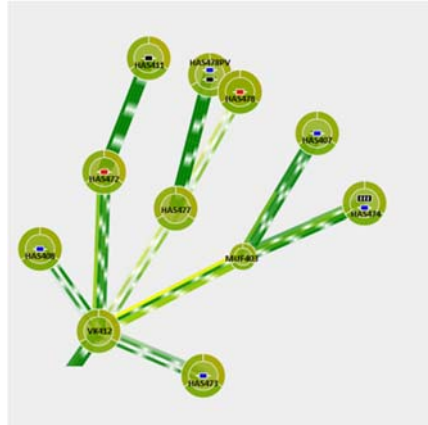


Fig. 29: VK412 network segment for the SE vs. load flow comparison

In this Network segment, VK412 represents the slack bus and each house represents an injection of active and reactive power. In order to implement the load flow calculation, the estimated voltage in VK412 is given as the slack bus, and the measured current for each house is given as the Active/Reactive Power (PQ)-Injectors. The obtained voltages and currents from the State Estimation Algorithm have been compared with the calculated results from the load flow calculation implemented with Gridlab-D. In the following plots, the comparison between SE and load flow calculations for the MUF403 are shown, the result on this node are relevant because there are no measurement devices that measure voltage and current.

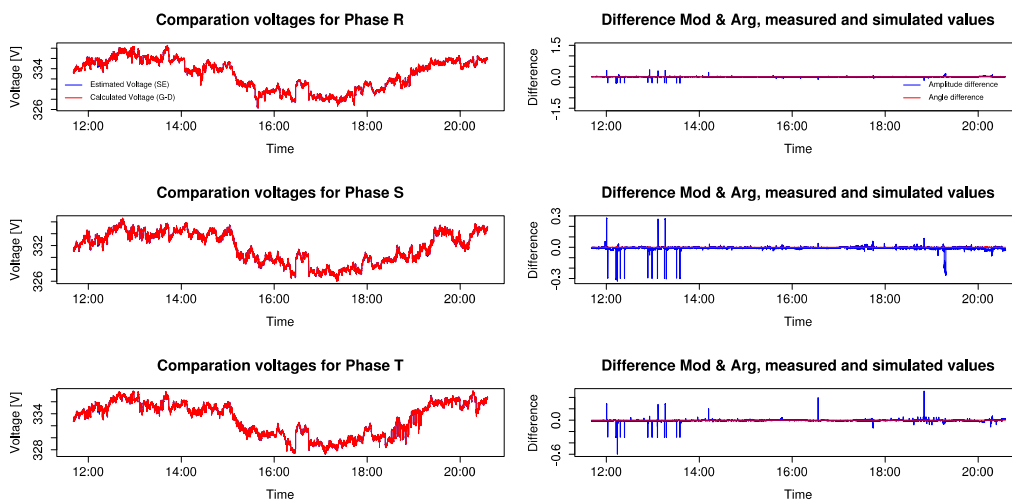


Fig. 30: SE vs. load flow voltage comparison for the node MUF403. The left side plots show the calculated (Gridlab-D) and the estimated profile (SE) for each timestamp during 10 hours, and the right side plots show the difference between the voltage magnitudes (in Volts, Blue) and the difference between the voltage angles (in Radians, Red); data taken from the 1<sup>th</sup> November 2015

The voltage comparison results in Fig. 30 show that both calculations have produced almost the same results, with the relative difference between both analyses being 95% of the time under the interval of the sensor accuracy (0.1%).

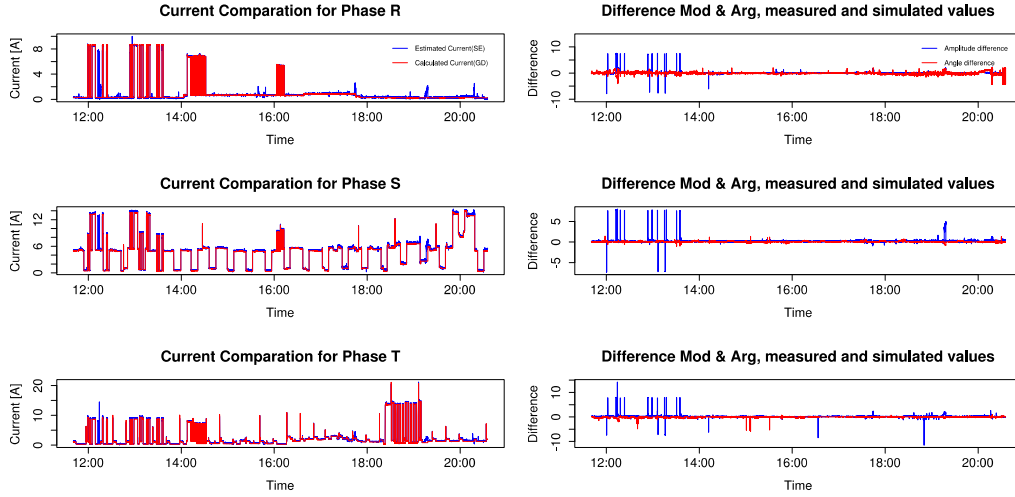


Fig. 31: SE vs. load flow current comparison for the node MUF403. The left side plots show the calculated (Gridlab-D) and the estimated profile (SE) for each timestamp during 10 hours, and the right side plots show the difference between the voltage magnitudes (in Volts, Blue) and the difference between the voltage angles (in Radians, Red); data taken from the 1<sup>th</sup> November 2015

The current comparison results in Fig. 31 show as well good results considering the accuracy of the current sensor for low currents. In this case the absolute difference between both analyses is 66 % of the analyzed time under the interval of the sensor accuracy (0.55 A). On the other hand, there are some time stamps where the difference between two calculations is really high (up to 15 A, 1500 % difference).

The calculation results for all the nodes of this network segment have been analyzed, all the voltage calculations show a lower relative difference than the sensor accuracy. On the other hand, the current results show different quality depending on the following parameters:

- Higher differences for edges with currents lower than 1 A.
- Bad results for the edges VK412-HAS411 & SK412-HAS477 based on a wrong network model.
- Good results for the other edges of the network.

### 11.3.2 Correntropy

It is essential to make an evaluation of the quality of the state estimation algorithm. The values which are delivered by the state estimation algorithm deviate from the measurements. This is expected as the state estimation is supposed to be mitigating against the measurement error. On the other hand, this means that it is not a straight forward task to identify whether an estimation is acceptable or not because it cannot be said whether one should trust the measurement or the estimation.

To face this challenge, we employed an indication which is called "correntropy" (COE) and allows us to evaluate the performance of the state estimation in relation to the measurement accuracy. In other words, it allows us to compare the residual between the estimation and the measurement to the error of the measurement device, for each node. The concept of correntropy is based on the following assumption: if the estimated value deviates from the measured value by less than the measurement error, then it is more probable that the state estimation improves the measurement.

$$COE = \frac{1}{m} \sum_{i=1}^m \exp \left( - \frac{(z_i - h_i(x))^2}{2\sigma^2} \right) \times 100 \%$$

where  $m$  is the number of values we are measuring,  $z_i$  is the measurement,  $h_i(x)$  is the estimated value and  $\sigma$  is the standard deviation of our measurement device, i.e. the error that we expect from our measurement device.

The formula delivers one correntropy indication for the whole grid, for each time step. The higher the indication is, the more satisfactory the result of the state estimation is. Only the values which are measured contribute to the calculation of correntropy. The formula of correntropy is shown as follows:

In the frame of this project, we are calculating the following:

- I\_Mag.COE: COE indication of all the current magnitude measurements of the grid
- I\_Ang.COE: COE indication of all the current angle measurements of the grid
- V\_Mag.COE: COE indication of all the voltage magnitude measurements of the grid
- V\_Ang.COE: COE indication of all the voltage angle measurements of the grid
- COE: COE indication which includes all the above

The overall evaluation of the algorithm is based on the overall COE indication but in order to facilitate our analysis we break it in these four sub-indicators (I\_Mag.COE, I\_Ang.COE, V\_Mag.COE, V\_Ang.COE). Based on the COE formula, when the residual (i.e.:  $z_i - h_i(x)$ ) is equal to the sensor standard deviation ( $\sigma$ ) COE is equal to 60.6%. This means that any COE result above 60.6% is assumed to be improving the measurement data and hence, is considered as a good state estimation performance.

### 1.1.1 Correntropy Results

We calculated the COE indication and the sub-indicators for the whole low voltage grid, for one day (05.11.2015). The results are shown as follows:

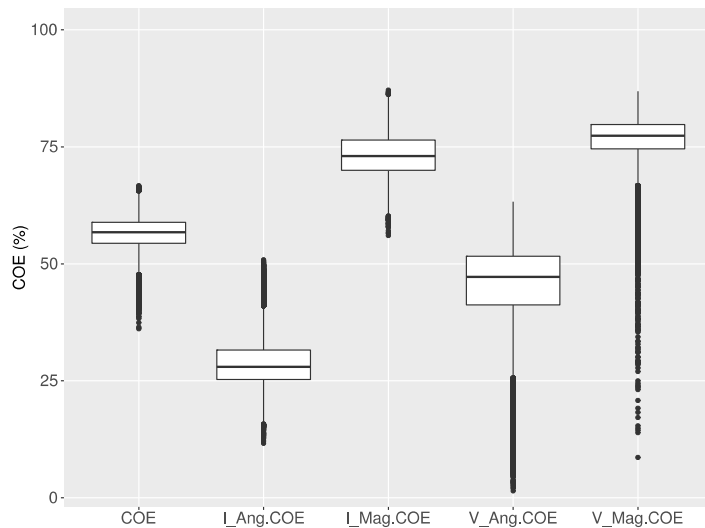


Fig. 32: Correntropy indication and sub-indications for a whole day. Data taken from 05.11.2015

Fig. 32 shows that the overall performance of the state estimator during a day varies between 54 % and 59 % (1<sup>st</sup> to 3<sup>rd</sup> quartile). The average value of COE during the day is 56.5 %. This means that the algorithm does not always manage to improve the measurements. The sub-indicators show that the performance of the algorithm is significantly high when it comes to current and voltage magnitude. On the other hand it does not improve the measurements of current and voltage angles. To this point it is worthwhile mentioning that the currents below 1 A are not taken under consideration because noise gets dominant. These conclusions are in line with the results of the analysis of the SE vs. measurements where it was found that the aggregated uncertainty should be increased.

Here it is important to point out that the performance of the state estimator is judged in relation to the errors that we assume for the measurement devices. Therefore, the conclusion that we can draw by the COE indication is that "given our assumptions regarding the sensors' errors, we get a certain estimation of the performance of the state estimator algorithm".

This means that in reality an underestimation of the measurement accuracy could lead to high COE and an overestimation of the measurement accuracy could lead to lower COE. In our case, the installation validation procedure and the comparison of the state estimation values to the measurements and to the gridlabd results, imply that the current magnitude accuracy might be underestimated (i.e. in reality our current sensors often proved to have higher accuracy in current magnitude measurements than expected). The reverse applies to the voltage and current angle accuracy (i.e. our voltage & current sensors are not as accurate as expected on angle measurements).

### 11.3.3 Topology of the Grid Error

As already mentioned the state estimation algorithm takes as input the grid topology. Hence, the estimator's performance highly depends on the topological model of the grid that we are feeding it. In our case, nodes with a topology as shown at Fig. 33 were not mapped correctly. These are three pairs of nodes: HAS1946-HAS1947, HAS1944-HAS1945 and HAS2367-HAS2366.

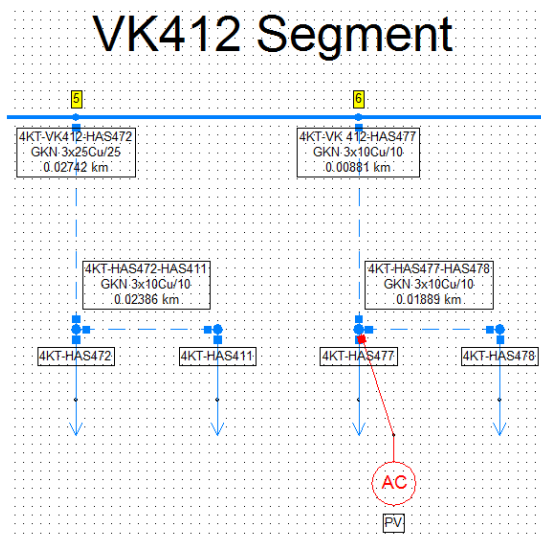


Fig. 33: Particularity on the grid topology

We calculated the COE excluding these nodes (Fig. 34) and we found out that the effect that these nodes have on the total COE of the grid is marginal. The average COE over the day is 57.07 %. The sub-indicators show that the effect is greater on the indication of the voltage magnitude. The COE of current magnitude is not significantly affected because the current of these households is below 1 A most of the time (currents below 1 A are excluded from the calculation of COE).

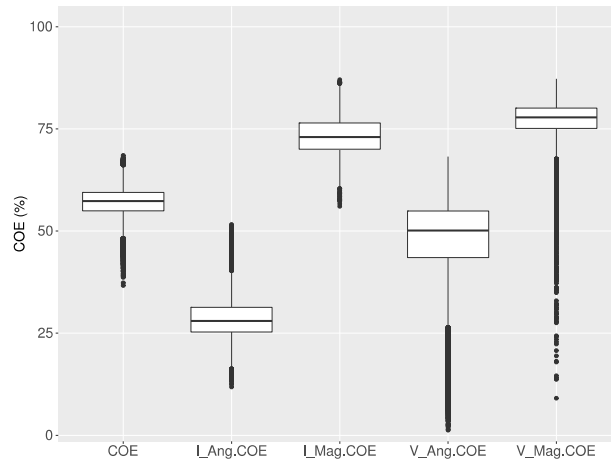


Fig. 34: COE indication and sub-indications when removing the nodes which were fed into the state estimation under wrong topology. Data taken from 05.11.2015

### 11.3.4 State Estimation Algorithm Uncertainty

Before running the state estimation algorithm it is necessary to set a node as a "slack bus". A slack bus is a node which is considered as a reference node which means that a voltage angle if a given phase is set to zero. The voltage and current angles of the other nodes (and phases) in the whole grid are then normalized accordingly. In our case, TS636LV is considered as slack bus.

The voltage angle of the slack bus is always zero at the input to the StateEstimator but not necessarily zero at it's output.

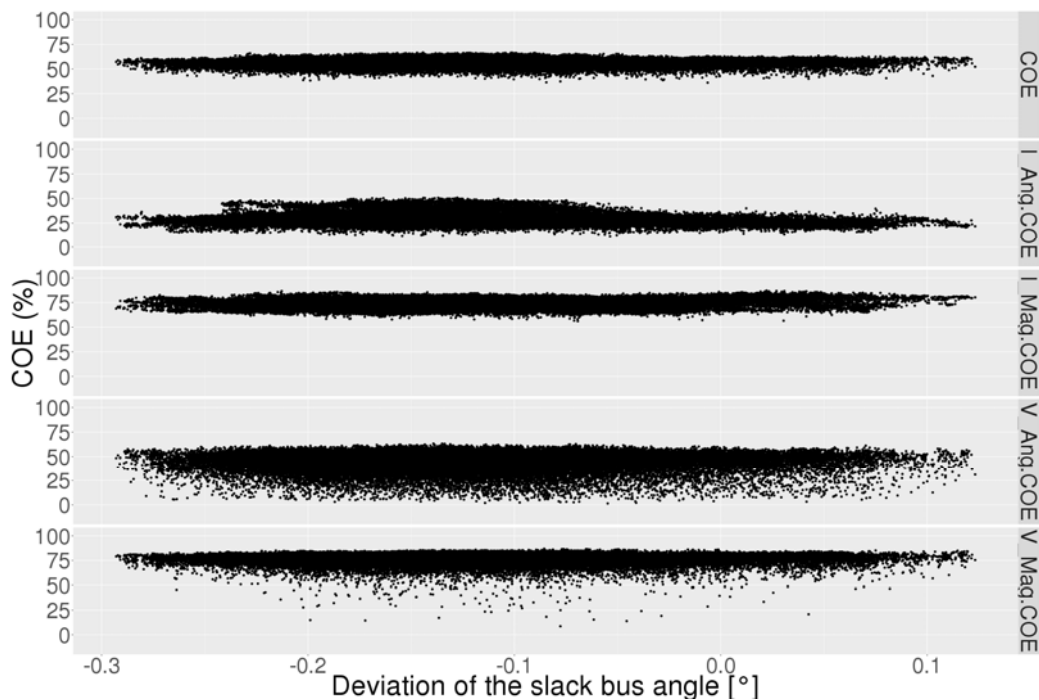


Fig. 35: COE indication and sub-indicators to the voltage angle of the slack bus as delivered by the state estimation algorithm. Data taken from 05.11.2015

In Fig. 35 one sees on the y axis the COE indication and the sub-indicators. On the x axis is the voltage angle of the slack bus as delivered by the state estimator. In other words, it is the deviation from the reference angle.

As one sees on the x-axis, the deviation of the slack bus angle from zero is quite high if one considers that the voltage sensor is assumed to have an error of  $0.02^\circ$  on angle and that the state estimation algorithm should deliver even more accurate results than the sensor. This could be caused by the fact that the total vector error (TVE) of the voltage phasor sensor is dominated by magnitude error. The StateEstimator only considers TVE and will therefore mistrust the angle information more than it actually should. This is not easy to solve as the SE works with cartesian coordinate complex values.

Hence, in the context of our analysis it was considered whether one can post-process the results of the state estimation in order to mitigate against the deviation of the slack bus angle. The concept here is to identify a trend on the COE indicator and /or sub-indicators with the slack bus angle deviation. The plot shows that such a trend cannot be identified by post-processing the results as the indicators remain constant to the slack bus voltage angle.

### 11.3.5 Correntropy vs. Daytime

Correntropy is calculated for each second independently. In Fig. 36 it is shown that the trend of correntropy with time is rather constant. This means that it suffices to state that COE ranges at 54-59 % independently of the time interval to which the calculation refers.

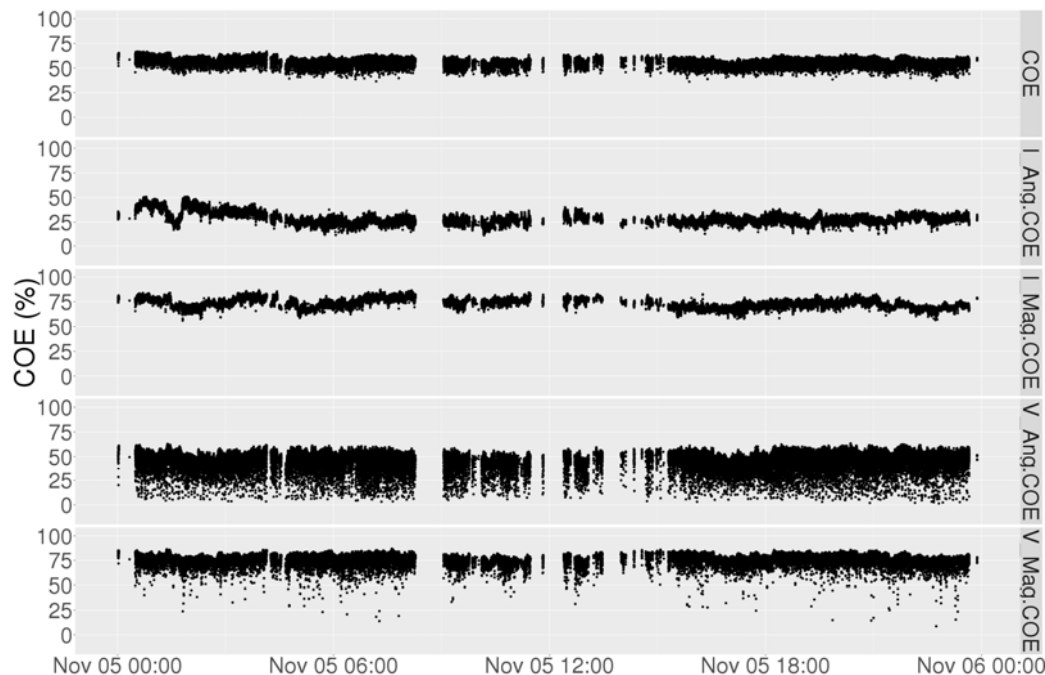


Fig. 36: COE indication and sub-indicators to time. Data taken from 05.11.2015. The timesteps where more than 25% of all sensors are delivering missing values (no recorded data, or currents under 1A) are completely excluded from the calculation.

## 11.4 Offline Scenario Runs with SE at BKW

In order to analyze the performance of the State Estimation algorithm based on the quality of the input data an offline platform has been built on a virtual machine. Thanks to the developed Offline State Estimation platform, we are able to run the State Estimation with different inputs or configuration parameters for the same data (the online SE works just with Real-Time data). That allows us to analyze the results of the estimations based on different scenarios.

In the first phase of the project we have defined that some of the most important questions to answer in this project are:

- What is the minimum number of measurement devices that are required for a full observability of the network?
- How is the quality of the State Estimation output based on the number of measurement devices?
- Which accuracy is required to measure low voltage networks?
- What is the State Estimation performance difference based on the type of the measurement devices (PMU, PQ, Smart Meters)?

To answer these questions the following scenarios have been implemented into the Offline SE:

### 1. Standard State Estimation

The standard algorithm without modifications of the inputs and/or the configuration parameters. All the other scenarios will be compared to this standard reference case to analyze the quality difference.

### 2. How many gridboxes and where?

One of the most relevant questions for BKW is to identify the minimum number of devices that are required to monitor a low voltage network. To answer this question several scenarios are implemented

#### a. No Redundance Scenario

Through an Observability Analysis (sub-section 4.2.1), the minimum number of measurement devices for a maximum observability has been identified. Then the rest of gridboxes have been removed for the State Estimation calculation.

#### b. No Measurement in Electric Cabinets Scenario

A scenario where the gridboxes in the electrical cabinets are not considered for the State Estimation Calculation

#### c. No Measurement in Houses Scenario

A scenario where all the gridboxes installed in houses are not considered for the state estimation calculation. In this case just 8 gridboxes are introduced as inputs to the State Estimation.

### 3. No Synchrophasor State Estimation

A scenario that simulated the use of standard measurement device instead of the Gridboxes has been implemented to analyze the effect of the PMU-functionality on the State Estimation quality. To implement this scenario, all phasors measurement have been normalized by setting the voltage phase R angle to 0°.

### 4. Additional Noise Magnitudes State Estimation

Another important question is the required magnitude accuracy that is required for the State Estimation. For this purpose, several scenarios have been implemented where different magnitudes of temporal noise have been added to measured voltage and current magnitude

- a. Additional 1V magnitude noise
- b. Additional 1A magnitude noise
- c. Additional 2A magnitude noise
- d. Additional 1V & 2A magnitude noise

#### 5. Using just one sensor type

The last relevant question is to analyze the results of the State Estimation in case that currents or voltage are not considered. Could it be good enough just using voltages or using just current sensors?

- a. No Current sensors
- b. No Voltage sensors

## 11.4.1 Observability Analysis

In order to identify the minimum number of devices that are required to observe a low voltage network, it's necessary to implement an Observability Analysis. The aim of this algorithm is to calculate the percentage of the network that its directly or indirectly monitored based on the location of the measurement devices.

The developed algorithm could be used for any network and just requires the following inputs:

- **Topology Model:** A table with all the connections of the network (all nodes and all edges)
- **Suitable nodes for Measurement devices:** A list of nodes where a measurement device can be installed
- **List of nodes with PQ-Injections** (i.e. House or PV)
- List of places where measurement devices are installed (**Optional, GridBox Project**)

Once the inputs are defined, the algorithm is able to identify which nodes are fully observable (with a measurement device), partially observable (at least one neighbor node has a measurement device) or not observable (no neighbors are fully observable)

A partial observable node can be fully observable depending on the observability of the neighbor nodes. In order to implement this conversion, two statements are defined:

1. When a partial observable Node has an injection (i.e. HAS), all the neighbor nodes must be observable to become a fully observable Node.
2. When a partial observable Node has no injection (i.e., MUF, FLU), all the neighbor nodes minus one must be fully observable to become a fully observable Node

Depending on the State Estimation configuration, the Observability Analysis could be based on Kirchhoff laws, where any node could be estimated if the neighbors have been previously estimated (Iteration process) or based just on a Statistical Analysis, where just the partial nodes can be estimated based on the two defined statements (**Kalman Algorithm implemented for the GridBox Project doesn't follow Kirchhoff laws**).

The algorithm allows an iteration / optimization process to identify the nodes where a measurement device increases the full observability of the network.

The Observability Analysis has been implemented for Kiental LV-Network, considering that measurement devices could be installed in all the suitable nodes (All electric cabinets and houses) and considering just the nodes where gridbox devices were installed. Also the results are compared considering Kirchhoff laws and considering our implemented State Estimation algorithm.

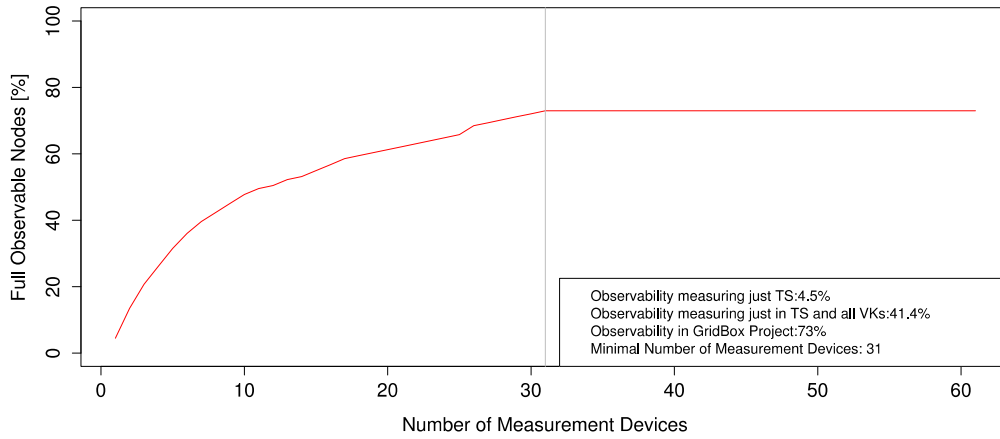


Fig. 37: Observability analysis considering the GridBoxes locations and the Kirchhoff laws

In case that our State Estimation would follow Kirchhoff laws, Fig. 37 shows that just 31 GridBoxes would be required to have maximum observability of the network based on the installed devices location. On the other hand, a full observability of Kiental Network will never be reached due to the location of the measurement sensors. (not all the residents of Kiental allowed the installation of our GridBoxes in their HAKs)

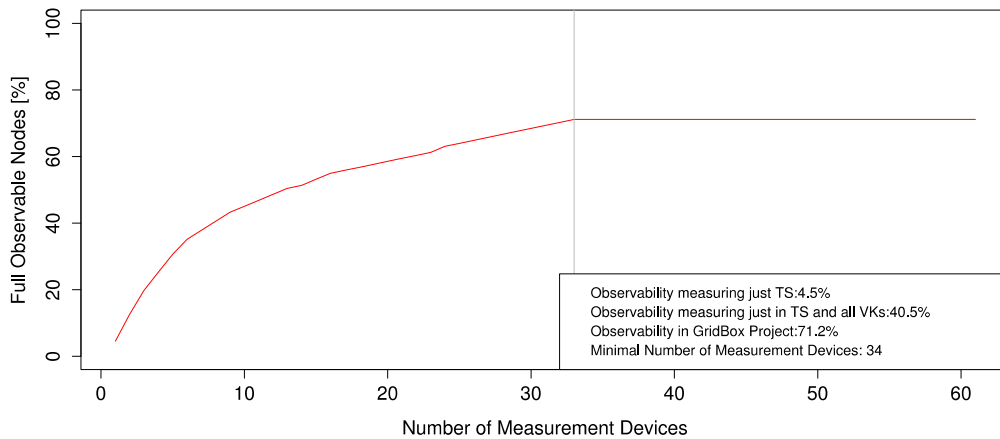


Fig. 38: Observability analysis considering the GB locations and without considering Kirchhoff laws

In case that we don't consider Kirchhoff laws, as shown in Fig. 38, 34 GridBoxes are required to reach 71.2% of observability. In our pilot project, due to installation requirements we have not been able to install a current sensor for each cable, there are three locations where with the same current sensor we measure 2 or 3 cables together. Because of this fact, 38 GridBoxes (voltage & current sensors) are required to reach same observability level as the 61 installed ones.

## 11.4.2 COE Analysis for Offline SE

As shown in the section 11.3.1, the COE method will be used to analyze the quality of each scenario. This analysis will allow to compare the quality of each State Estimation scenario taking into account the measurement data and the sensor accuracy.

In order to analyze the different SE-Scenarios, all the scenarios have been implemented with the measurement data collected on the 13<sup>th</sup> of October, 12 hours of data have been analyzed.

The first scenario simulates the standard State Estimation that takes into account all the gridboxes installed in Kiental. The results show a total COE percentage of 65.7%. As this value is higher than 60.5%, we can conclude that the State Estimation improves the quality of the measurement devices. It's interesting to observe that the obtained COE with the Standard SE is higher than the COE shown in Fig. 39, the used data are from different days, showing that the quality of the SE estimation varies based on the measurement data.

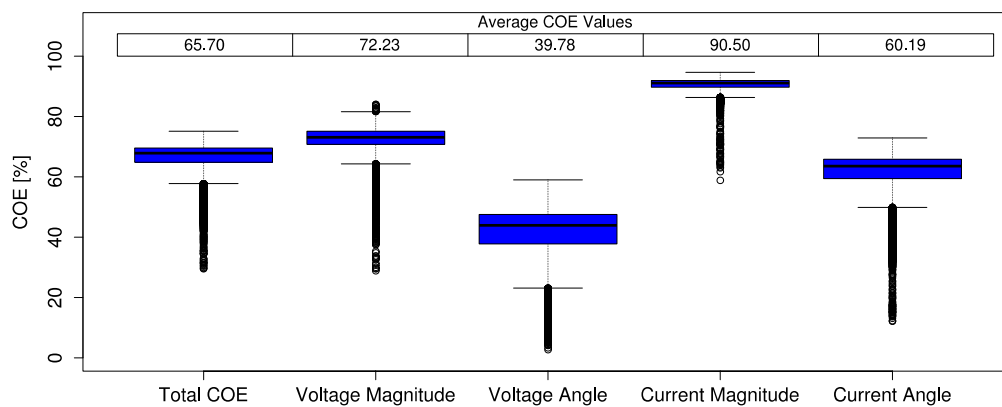


Fig. 39: COE results for the scenario 1: standard SE with an Observability of 71.2% and 12 hours data from the 13<sup>th</sup> October 2015.

The scenario 2a takes into account 34 GBs instead of the 61 that are installed on the Kiental LV-Network using the previous commented Observability Analysis.

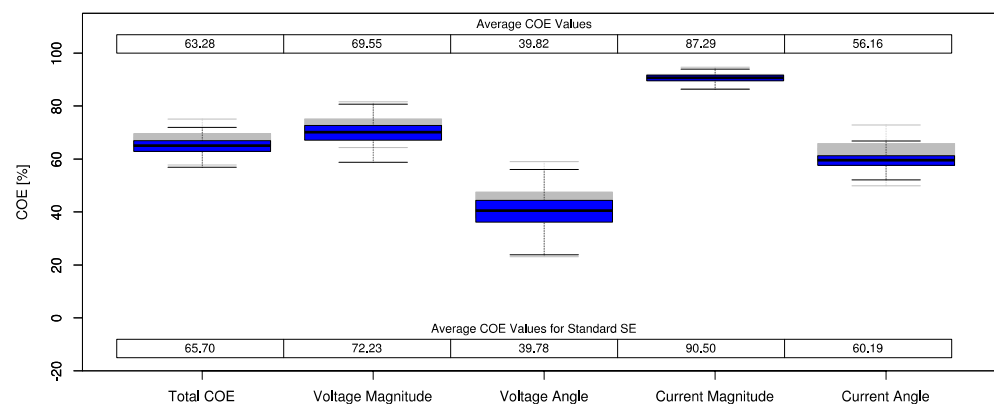


Fig. 40: COE results for the scenario 2a: SE without redundant GBs (38 instead 61) with an Observability of 71.2% and 12 hours data from the 13<sup>th</sup> October 2015.

The results in Fig. 40 show a decrease of 2.4% of COE, considering that this scenario uses 26 Grid-boxes less than the Standard SE. We can conclude that the redundant devices don't have a big effect on the total COE parameter. The results also show that the COE for the voltage phasors is almost the same as the Standard SE (even 0.03% higher comparing averages value). That indicates that the use of synchrophasors allows us to estimate with a high precision the neighbor voltage phase angles or that the low impedance of the network produces a really small phase angle differences between different nodes.

In the scenario 2b, without using the Gridboxes installed on the electric cabinets, a maximum observability is also reached, in this case 53 Gridboxes would be used instead of 61. The results in Fig. 41 show a total COE lower than the scenario without redundancy where just 38 GB were used. In the other hand, it's really interesting to observe that the COE for voltage magnitude and angle is even better than the obtained one using all the Gridboxes. The reason of this improvement is explained on the subchapter 11.2.2.2, where the voltage phase comparison has shown a defect on the VK402 voltage angle sensors. In this scenario VK402 device was not included, this allowed the SE to obtain the best COE results for the voltage angle measurement group.

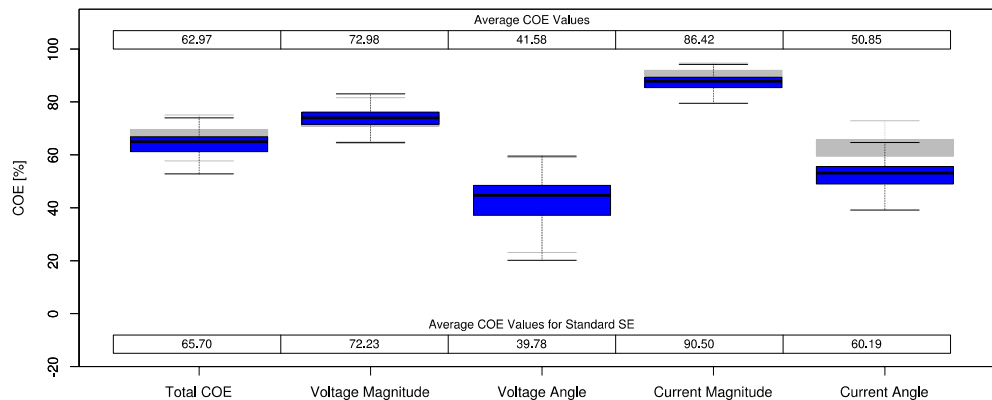


Fig. 41: COE results for the scenario 2b: SE without GBs in VKs (54 instead 61) with an Observability of 71.2% and 12 hours data from the 13<sup>th</sup> October 2015

The scenario 2c, using GB just in TS and VK (using just 8GB instead of 61GB), shows a severe reduction of the total COE value which can be seen in Fig. 42. As shown on the observability analysis, installing measurement devices just on the transformer and electric cabinets allows to observe the 40.5 % of the network instead of the 71.5 % of the four previous cases.

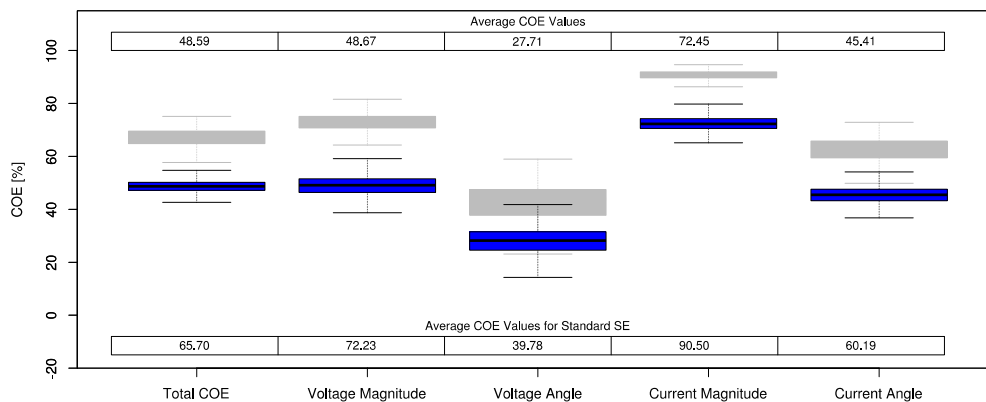


Fig. 42: COE results for the scenario 2c: SE with GBs just in TS & VKs (8 instead 61) with an Observability of 40.5% and 12 hours data from the 13<sup>th</sup> October 2015

The third scenario, using measurement devices without synchrophasors, simulates the use of standard PQ meters (without synchronized phasors) instead of the PMU-Gridbox functionality. As to be

expected, the results in Fig. 43 show that the voltage angles COE is dramatically reduced affecting the total COE value. On the other hand, the COE value for the voltage magnitude decreases less than 0.1% and 10% for the current magnitude. We can conclude that without synchrophasors the voltage phase accuracy is no longer in the order of  $0.01\text{-}0.02^\circ$ . Analyzing the COE results, we are able to identify that even without explicitly measuring synchrophasors, the voltage phase accuracy is in the order of  $0.08\text{-}0.10^\circ$ .

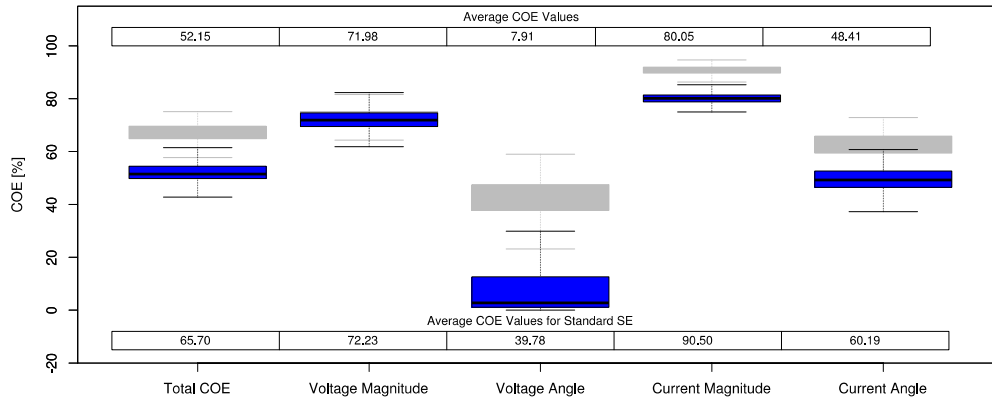


Fig. 43: COE results for the scenario 3: SE without synchrophasors (all phases rotated with Voltage Phase R as a reference,  $0^\circ$ ) with an Observability of 71.2% and 12 hours data from the 13<sup>th</sup> October 2015

In the scenario 4a, an additional magnitude noise of 1 V has been added to all the voltage measurements. If we keep the comparison at a gridbox voltage sensor error of 0.23 V, we obtain a total COE of 10 percentage points lower than the standard scenario which is shown in Fig. 44. This effect is 95 % produced by the voltage magnitude COE, where the COE has been reduced 35 percentage points. This effect was expected, in the next subchapter the global differences between the Standard SE and the noise scenarios will be shown.

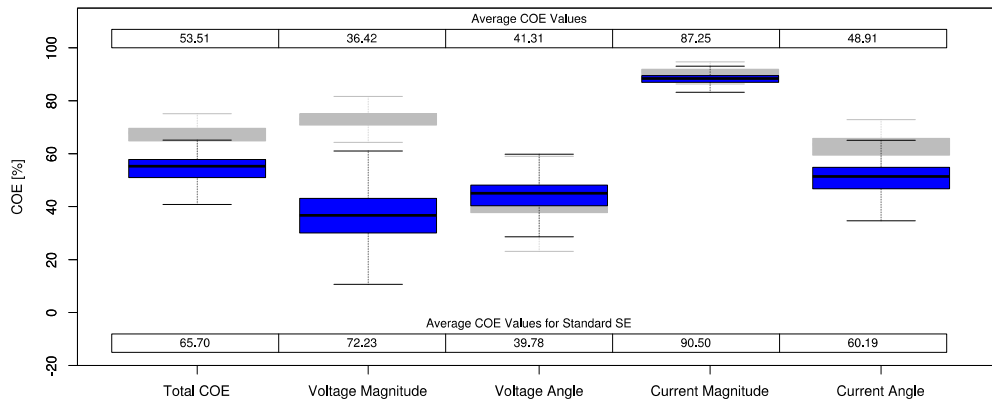


Fig. 44: COE results for the scenario 4a: SE with 1 V additional noise in all GBs with an Observability of 71.2% and 12 hours data from the 13<sup>th</sup> October 2015

Adding 1 A noise, to be seen in Fig. 45, has a lower effect on the total COE than 1 V because the relation with the error sensor is much lower than in the previous case, where 1 V represents almost 5 times the voltage magnitude error while 1 A represents 2 times the current magnitude error for Rogowski sensor type G1 and 0.25 times the current magnitude error for the model G10.

While in the previous scenario the COE result for the voltage magnitude was reduced by 35 percentage points, in this case the COE result for the current magnitude is reduced by less than 20 percentage points.

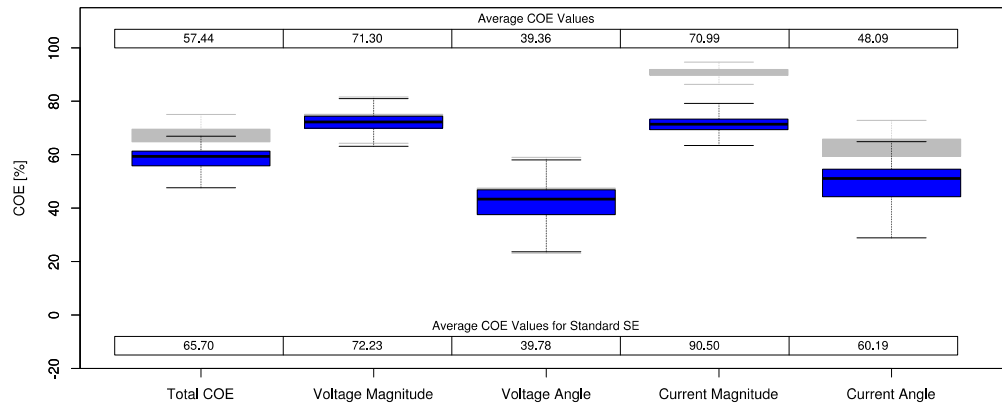


Fig. 45: COE results for the scenario 4b: SE with 1 A additional noise in all GBs, with an Observability of 71.2% and 12 hours data from the 13<sup>th</sup> October 2015

Adding 2 A of magnitude noise, to be seen in Fig. 46, leads to additional 10 percentage points of lower COE results for the current magnitude and 5 percentage points less for the total COE result.

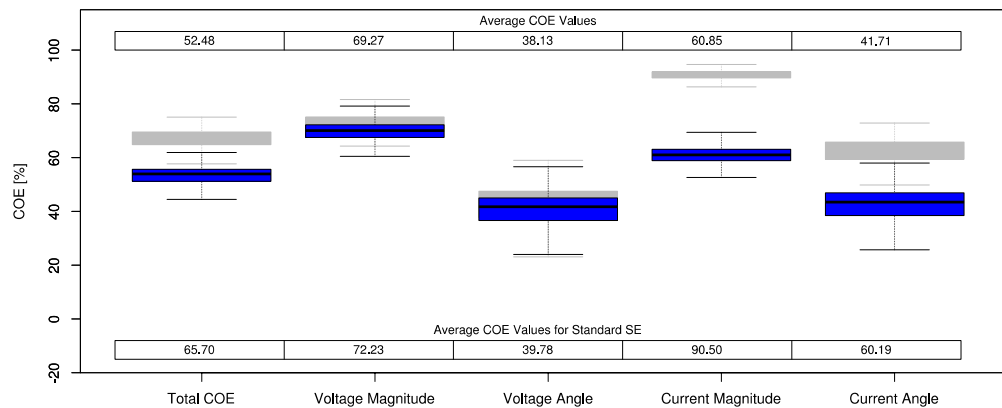


Fig. 46: COE results for the scenario 4c: SE with 2 A additional noise in all GBs, with an Observability of 71.2% and 12 hours data from the 13<sup>th</sup> October 2015

The last noise scenario merges together voltage and current additional noise, the results show a COE result under 45%, the voltage COE results are similar to the obtained in the scenario 4a, but the obtained COE for the current magnitude is 5 percentage points better than the scenario 4c.

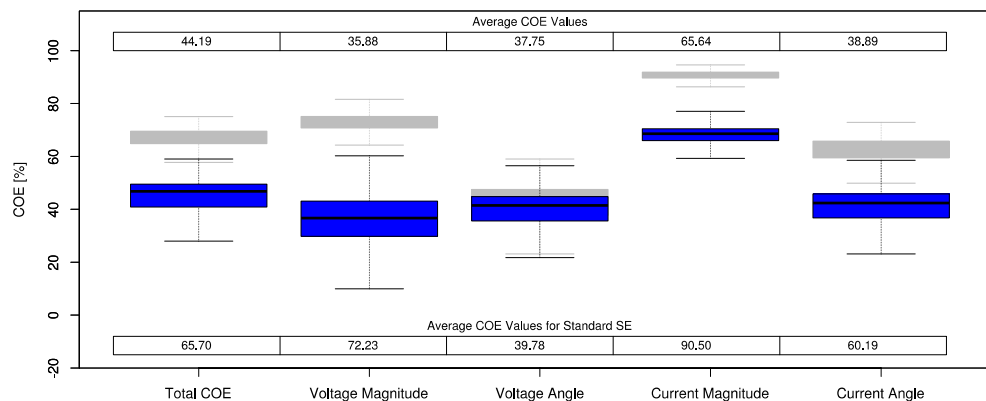


Fig. 47: COE results for the scenario 4d: SE with 1 V & 2 A additional noise in all GBs, with an Observability of 71.2% and 12 hours data from the 13<sup>th</sup> October 2015

The last group of scenarios for the Full SE model show the COE results for the scenarios that just use one type of sensor, voltage or current.

It's particularly interesting to observe that in the case of not using current sensors, as shown in Fig. 48, the COE results for voltage magnitude and angle increase. The reason is that without current measurements the State Estimation does not use the model in the estimation process of the voltage phasors, and as a result the model uncertainties that are not modelled are bypassed. In the case of the current results, the COE goes almost to zero. These results show that using synchrophasor information and full trust (without uncertainties) in the model is not enough to estimate the current flows. It also indicates that a higher COE value doesn't necessarily mean an improvement. Here we just observe that estimated and measured voltages are closer together, leading to higher COE, but most probably the estimation is not more correct with respect to the "true" value which remains unknown.

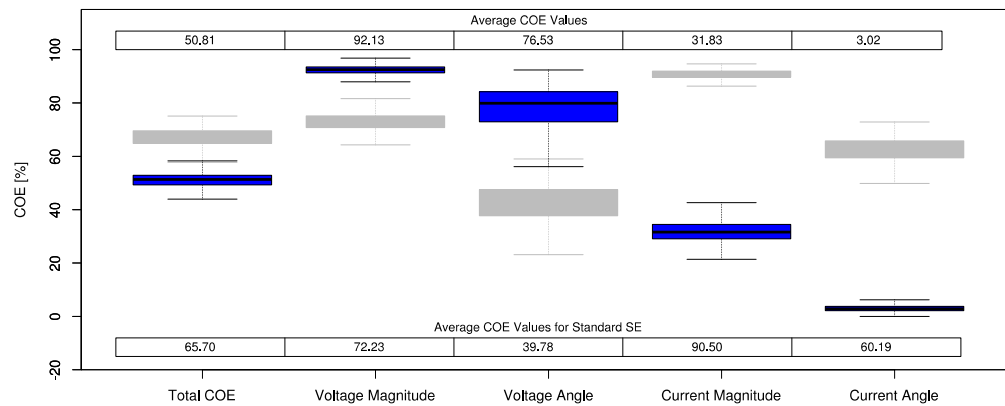


Fig. 48: COE results for the scenario 5a: SE without Current Sensors, with an Observability of 40.5% and 12 hours data from the 13<sup>th</sup> October 2015

The last scenario implemented for the full model runs the State Estimation without considering the voltage measurements except for the Transformer-Station (Slack bus), see Fig. 49. The COE results are the worst among all the implemented scenarios. Without voltage sensors, the COE for voltage magnitude and angle are dramatically reduced as expected, but the currents results are also not good. Therefore, the voltage measurements have a higher effect on the current estimation than the current measurements have on the voltage estimations (as observed on the noise scenarios and the scenario 5a).

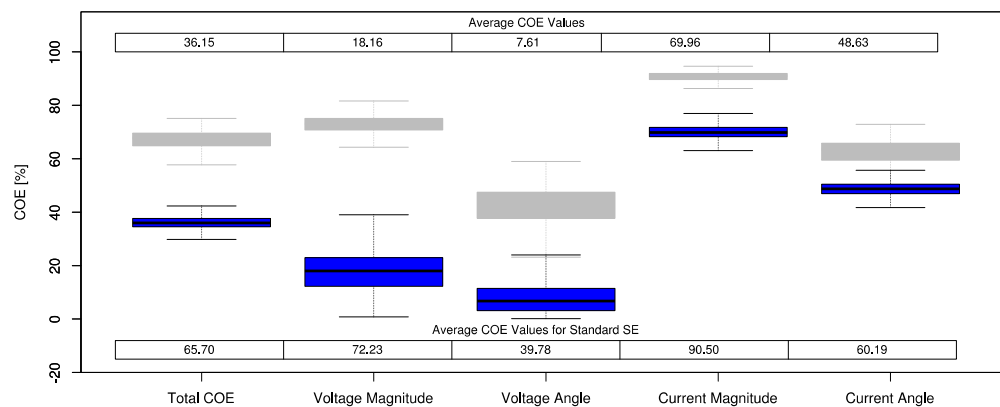


Fig. 49: COE results for the scenario 5b: SE without Voltage Sensors, with an Observability of 40.5% and 12 hours data from the 13<sup>th</sup> October 2015

### 11.4.3 Comparison Between Standard SE and Offline SE Scenarios in Absolute Terms

In the previous chapter, each scenario has been qualified using the COE function that allows us to give one performance value based on the difference between the measured and the estimated values taking into account the sensor error. In this chapter though, each scenario will be compared with the Standard SE with the goal of identifying what is the global difference between the results given by the Standard SE and the results given by each scenario. For each scenario, the error for each measured voltage and current for 12 hours are shown (10 million values). In the top of each plot, the 75% limit is given for the four parameters difference. That means 75% of estimated parameters are within 0 and the shown limit. We consider that this percentage gives us a good representation of the effect that each scenario has on the estimation of each parameter using the same SE-Algorithm.

In the following plots, the four parameters are shown using the same y-axis, however each parameter is represented using different units. On the top of each plot the quartile 75% and the unit that correspond to each parameter are shown (voltage magnitude in Percentage, current magnitude in Amperes, Voltage and Current phasor angles in Degrees)

The first comparison is between the scenario without redundant GridBoxes and the Standard SE, Fig. 50 shows that 75% of the relative voltage magnitude difference is under 0.01% ten times smaller than the sensor error. For the voltage angle difference, the 75%-limit is 0.01° and for current magnitude 0.07A so for both cases the difference is smaller than the sensor error. On the other hand, the 75%-limit for the current angle difference is 11 times bigger than the sensor error that we are able to observe.

We can conclude that the State Estimation quality produced by using just 38 GBs instead of 61 is not significantly lowered except for the current angles.

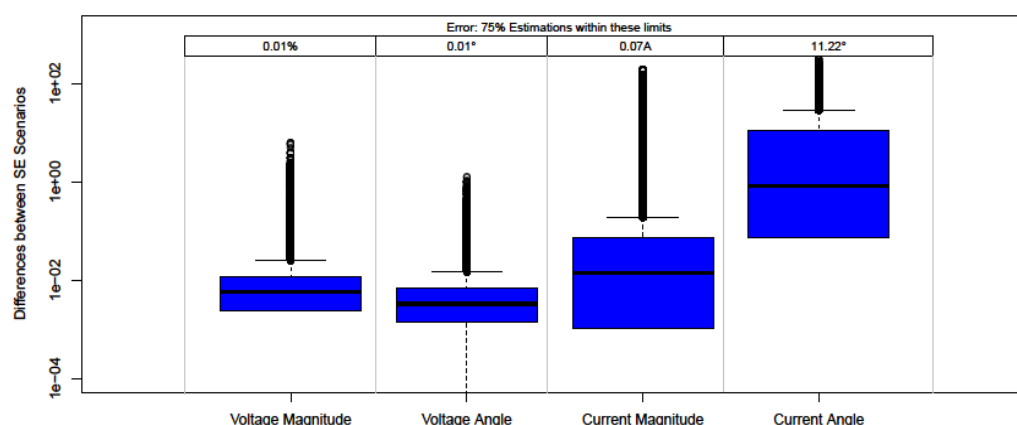


Fig. 50: Comparison between Scenario without redundant GBs and Standard SE Results with 75% of the timestamps within the shown differences and 12 hours data from the 13<sup>th</sup> October 2015

The second comparison analyzes the scenario without GridBoxes in the electric cabinets and the standard SE which is shown in Fig. 51. It's interesting to observe that this scenario uses 54 GBs (while in the previous scenario just 38GB were considered) but the differences are very similar to the previous comparison. However, for the voltage magnitude difference the 75%-limit is twice as big, despite the fact that more Gridboxes are used compared to the previous scenario. This is not surprising at second thought: Redundancy by nature causes contradictions in the measurements so it is to be expected that the StateEstimator finds a tradeoff between contradicting values. This of course increases the difference of the estimated values towards the measurements when compared to the no-redundancy case. Again, the comparison shows a weakness: The no-redundancy case shows a better performance although it is expected to be further away from "the truth" which remains unknown.

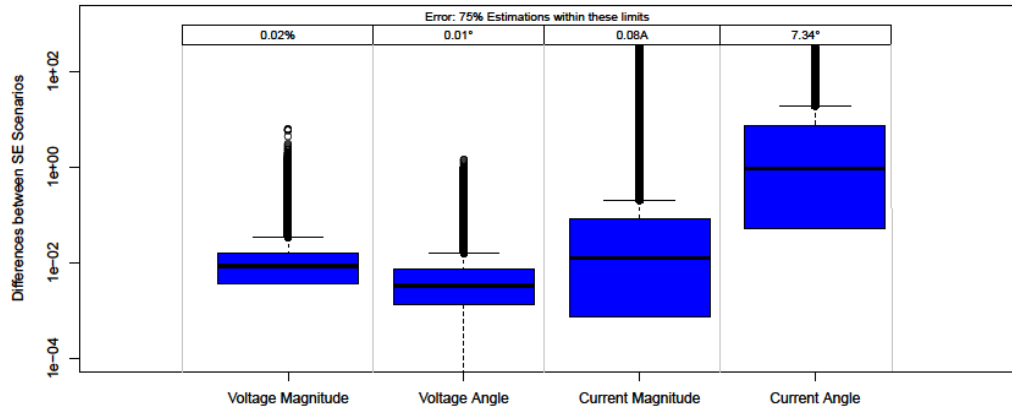


Fig. 51: Comparison between Scenario without GBs in VKs and Standard SE Results with 75% of the timestamps within the shown differences and 12 hours data from the 13<sup>th</sup> October 2015

The third comparison analyzes the scenario without GridBoxes in the houses (using just 7GB instead of 61GB) as shown in Fig. 52. As expected, the differences are much higher than in the previous comparisons, but it's interesting to observe that the voltage magnitude and angle show an "acceptable difference" considering the reduction of used measurement devices,. For voltage magnitudes, 95% of the time, difference is smaller than 1% and average angle difference is just two times the error sensor. On the other hand, current accuracy is more affected. Therefore, we can conclude that thanks to the SE algorithm, GridBoxes in Trafo and Electric Cabinets would be enough to monitor voltages precise enough to control prosumers to the benefit of voltage stability.

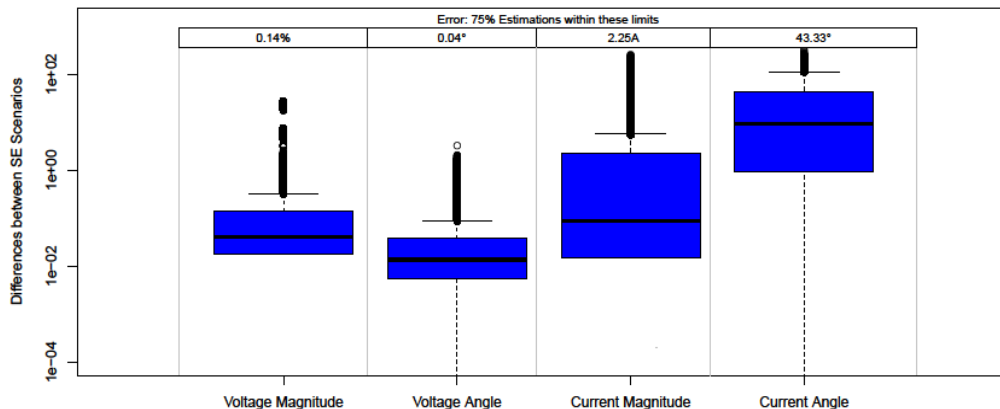


Fig. 52: Comparison between Scenario without GBs in HAS and Standard SE Results with 75% of the timestamps within the shown differences and 12 hours data from the 13<sup>th</sup> October 2015

Fig. 53 shows the comparison between the scenario without Synchrophasors and the Standard SE. As shown in the previous chapter, without the synchrophasor feature (GPS based time synchronization), we have almost 5 times worse angle accuracy than the sensor error, but the voltage magnitude is not really affected (95% of the time within the sensor error accuracy). On the other hand, it's interesting to observe the results for the current magnitude, where 95% of the time the difference is lower than 0.2A. However, there are timestamps where the current magnitude difference goes up to 300A, increasing the average magnitude difference (even higher than the previous scenario using just 7GBs). Therefore, we can confirm that without use-cases depending on high accurate voltage phasor angle measurements, GPS-based time synchronization is not required to measure a low voltage network.

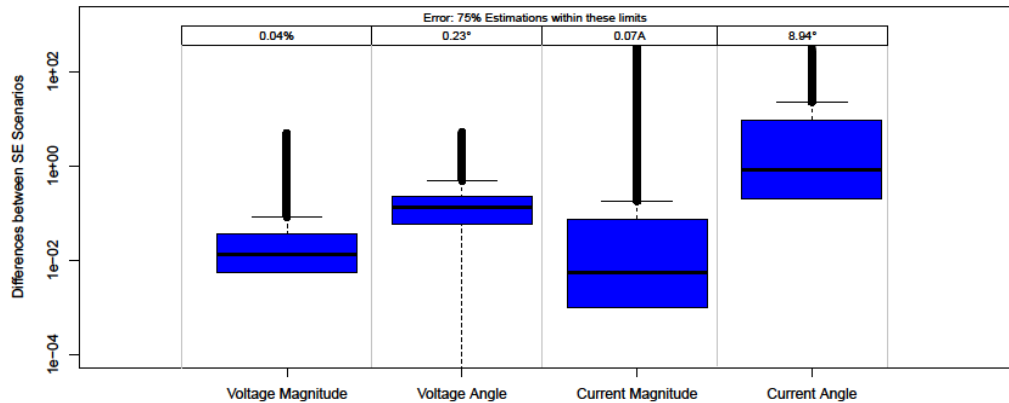


Fig. 53: Comparison between Scenario without Synchrophasors and Standard SE Results with 75% of the timestamps within the shown differences and 12 hours data from the 13<sup>th</sup> October 2015

In Fig. 54, the scenario with 1V of additional noise is analyzed. We observe that even if the error is 11 times higher than the physical sensor error, 75% of the time the SE estimates the voltage magnitude with a difference of 0.18% in relation to the Standard SE (Sensor error). On the other hand, there are time stamps where the SE returns wrong estimations, reaching 100% of the magnitude value. To avoid these wrong estimations, the R Matrix (measurement covariance) of the SE should be modified to reflect the new sensor statistics in order for the Kalman filter to work in an optimal way. This effect is applied to all the following noise scenarios. For more information regarding the potential of optimal R-Matrix, it's recommended to read the corresponding analysis done by ewz (p 228ff) where unlike in this scenario, the R-Matrix has been adjusted, leading to very different results (it should be noticed that the presented results by ewz show the median distribution for all the sensors while in BKW-data analysis the differences for each sensor and timestamp is taken into account, therefore results cannot be directly compared).

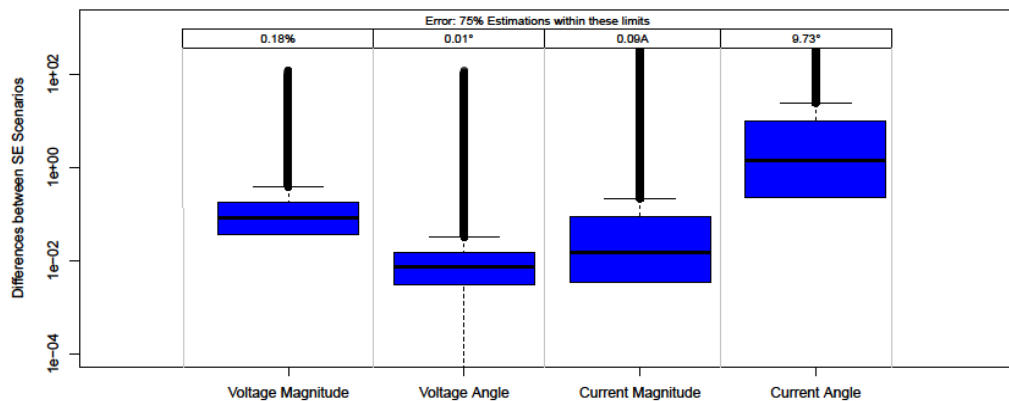


Fig. 54: Comparison between Scenario with 1V Noise and Standard SE Results with 75% of the timestamps within the shown differences and 12 hours data from the 13<sup>th</sup> October 2015

Adding 1A noise has less effect to the SE quality than 1V for all the parameters except the current angle estimation as we can see in Fig. 55. 95% of the time the current magnitude difference between scenarios would be lower than 1A, and the obtained voltage measurement and angles are almost the same as for the standard SE. On the other hand, the results for the current angle are twice as worse compared to all the previous cases.

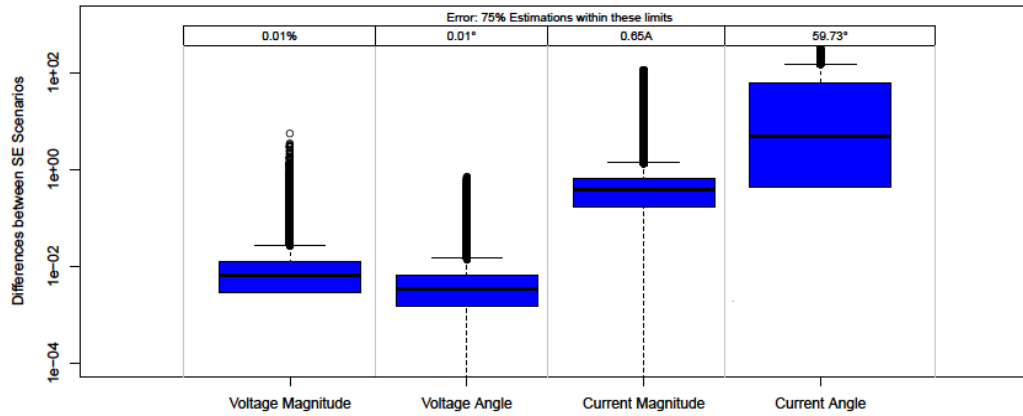


Fig. 55: Comparison between Scenario with 1A Noise and Standard SE Results with 75% of the timestamps within the shown differences and 12 hours data from the 13<sup>th</sup> October 2015

Adding 2A noise produces almost a proportional effect on the current magnitude difference as shown in Fig. 56. The current angle difference is not anymore relevant because the difference is too big and distributed from 0 to 360°.

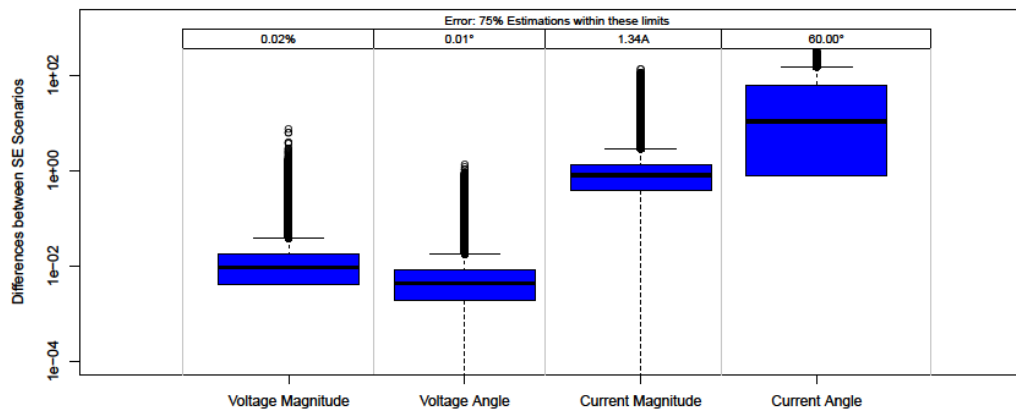


Fig. 56: Comparison between Scenario with 2A Noise and Standard SE Results with 75% of the timestamps within the shown differences and 12 hours data from the 13<sup>th</sup> October 2015

In the last noise scenario that considers 1V&2A of additional error, we observe that the voltage magnitude and phasor difference are almost the same with the corresponding differences obtained from the scenario with 1V noise. On the other hand, the current estimations are affected by the voltage noise. As we can see in Fig. 57, 75% of the time, the difference of the current magnitude is lower than 1.1A, but for the other 25% it goes from 1A up to 300A.

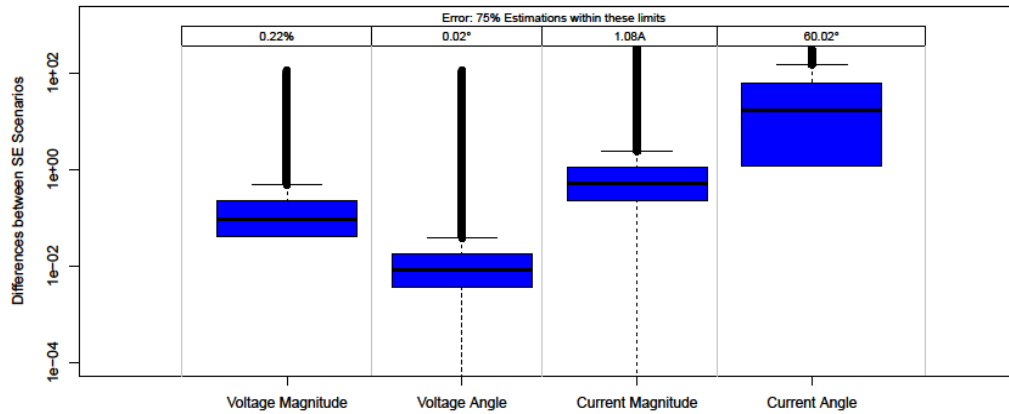


Fig. 57: Comparison between Scenario with 1V&2A Noise and Standard SE Results with 75% of the timestamps within the shown differences and 12 hours data from the 13<sup>th</sup> October 2015

In Fig. 58, we are able to observe the results for the Scenario without Current Sensors. As shown in the previous chapter, Voltage magnitude estimations had the highest COE from all the Scenarios because the model (and model error) is not included for the estimation of voltage phasors. As a result the obtained difference between SE and this scenario is for the 75% lower than 0.05% which is close to the difference of the Standard Scenario and the voltage measurements. The absolute current differences are really high, with a quantile 75% higher than 10A. We can conclude that current magnitude and angle estimations obtained by this scenario cannot be taken into account.

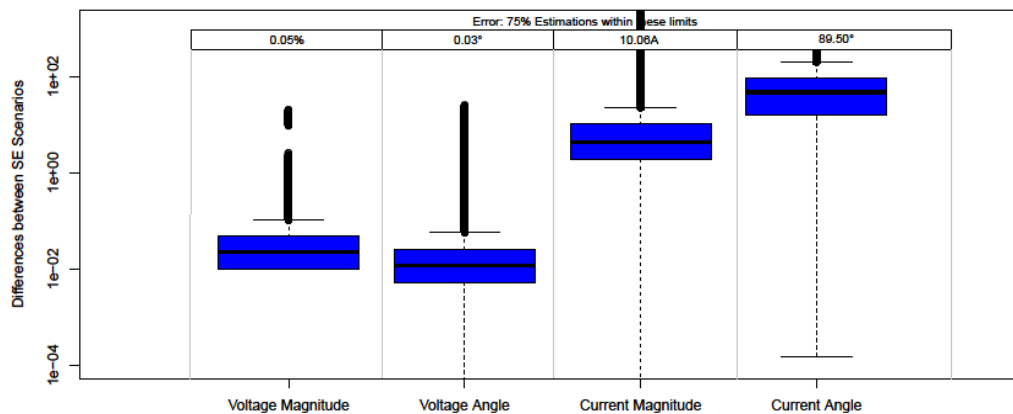


Fig. 58: Comparison between Scenario without Current Sensors and Standard SE Results with 75% of the timestamps within the shown differences and 12 hours data from the 13<sup>th</sup> October 2015

In Fig. 59 we observe the differences between the scenario without voltage sensors and the Standard SE. It's interesting to observe that even without voltage sensors, the voltage magnitude difference is lower than 0.2% for 75% of the time and the angle difference under 0.06°. On the other hand, the current difference is really high. Using a voltage sensor at the transformer and the rest of the network just with current sensors, would be enough to get less than 1% difference on the voltage magnitude for 95% of the time. At the same time, voltage phasor difference is even smaller than for the scenario without synchrophasors. These results show the high potential of estimate voltages having one voltage sensor as slack bus and the rest of the network with current sensors. One use case could be using this configuration for Medium Voltage Networks, where the voltage measurement at the substation could be used as slack bus and the rest of the transformers could use just current sensors (avoiding intrusive installations and expensive voltage converters)

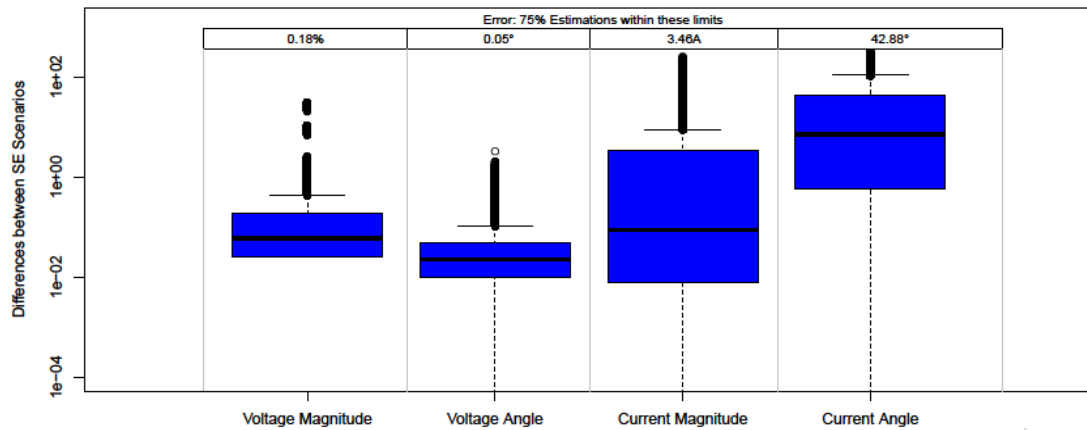


Fig. 59: Comparison between Scenario without Voltage Sensors and Standard SE Results with 75% of the timestamps within the shown differences and 12 hours data from the 13<sup>th</sup> October 2015

## 11.4.4 SE Conclusions

Once that all the State Estimation scenarios have been analyzed, we are able to compare their performance based on the difference between the Standard SE and the estimations obtained in each scenario.

On the following figures, from Fig. 60 to Fig. 1.46, the differences between voltage magnitude and current magnitude respect to the Standard SE are shown, based on the percentage of results within the expected error. In order to analyze the expected error, two considerations have been taken. The first one is that the expected error is the quantile 75, where 75% of the estimations show a smaller deviation. The second one is considering the expected error the quantile 95, this consideration has been taken based on the Power Quality Standard EN50160, where DSOs should ensure that the Quality of supply remains within the limits for 95% of the time.

BKW recommends to consider the second approach, where we consider the expected error the quantile 95.

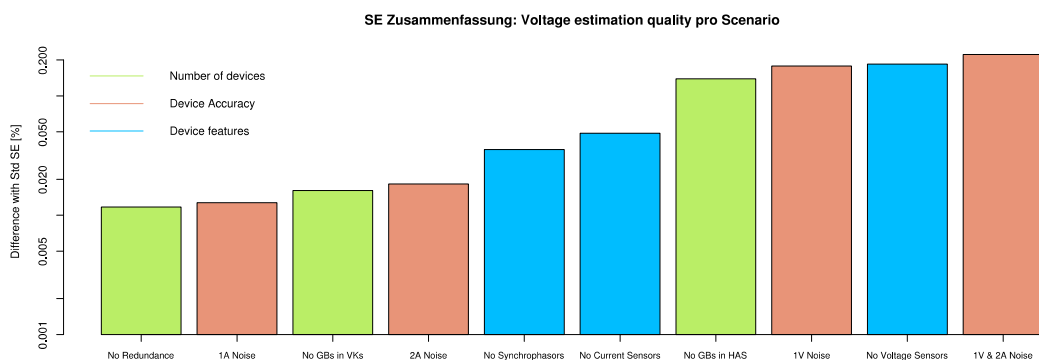


Fig. 60: Comparison of Global Voltage Magnitude difference percentage between each scenario and the Standard SE in logarithmical scale. Results show the quantile 75, where 75% of the estimations present a difference within each box.

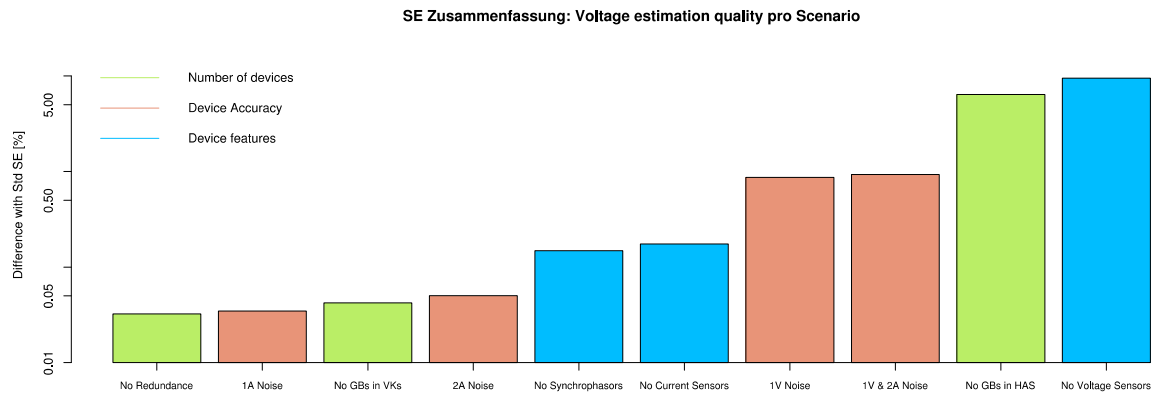


Fig. 61: Comparison of Global Voltage Magnitude difference percentage between each scenario and the Standard SE in logarithmical scale. Results show the quantile 95, where 95% of the estimations present a difference within each box.

Analyzing the comparison of voltage magnitude estimations between the different scenarios and the Standard SE, as it is observed in Fig 1.43 and Fig 1.44 the best results are obtained for the “No Redundancy” Scenario, followed by the scenarios with additional current noise (we can assume that current inaccuracies do not affect the quality of the voltage estimations) and the scenario without GBs on the Electric Cabinets. Comparing the results for the Scenario without Redundancy (38GBs) and the scenario without GB in Electric Cabinets (54GB) we can conclude that in order to achieve better estimation of a Distribution network while reducing the number of measurement devices, an Observability Analysis must be implemented.

On the other hand, the voltage magnitude estimation of a scenario without synchrophasors does not deviate significantly from the four previous scenarios with synchrophasors. We can also conclude that if quality of voltage angle estimations is not required, a linear SE could operate with a good performance also without synchrophasors. As we just compared a scenario without synchrophasors using all the GridBox devices, we have not been able to validate the performance of the SE without redundant devices and without synchrophasors. Implementing a new scenario without redundant GBs and without synchrophasors would allow us to determine if GPS based time synchronization allows the reduction of a significant number of measurement devices in a network or if the use of GPS is not required for linear SE without redundant measurement devices.

The scenarios that show higher error with the Standard SE are as expected the scenario without voltage sensors and the scenario with just 8 GridBoxes (TS and Electric Cabinets). It is interesting to observe that the scenarios with additional voltage noise (additional 0.5%) show also a high error.

Thanks to this analysis, we can conclude that using high accurate measurement devices like GridBox, would allow a DSO to avoid the installation of measurement devices in redundant nodes while having a higher SE-performance than using more number of devices with lower voltage accuracy (i.e. Smart Meters).

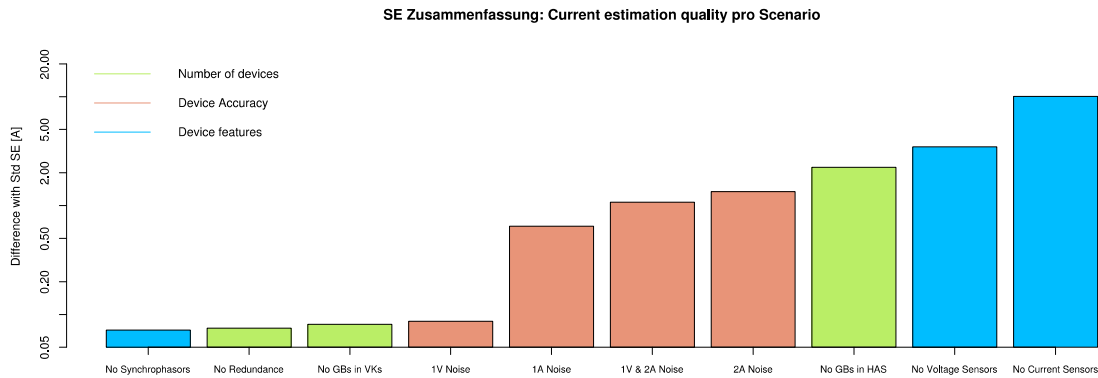


Fig. 62: Comparison of Global absolute Current Magnitude difference between each scenario and the Standard SE in logarithmical scale. Results show the quantile 75, where 75% of the estimations present a difference within each box

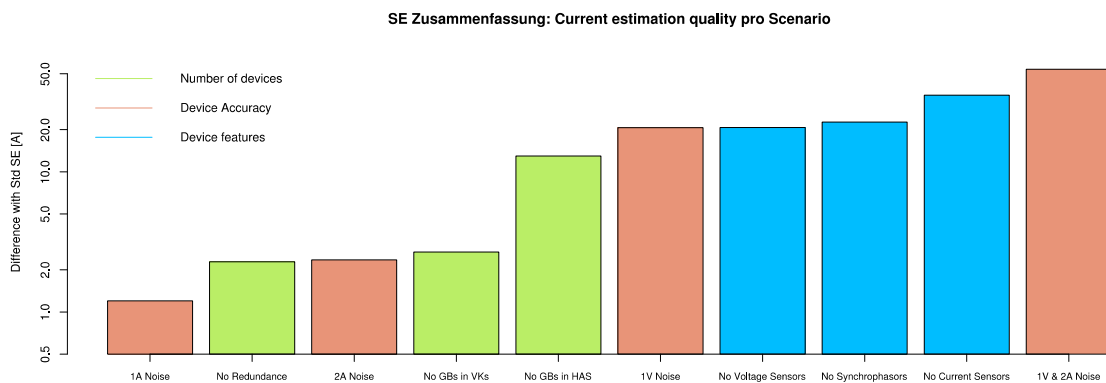


Fig. 63: Comparison of Global absolute Current Magnitude difference between each scenario and the Standard SE in logarithmical scale. Results show the quantile 95, where 95% of the estimations present a difference within each box

In order to analyze the performance of each scenario for the estimation of the current magnitude, it is important to define which quartile should be used. As it's observed in figures 1.45 and 1.46, the order of the scenarios is not the same. The reason is the high number of outliers (with high difference with the Standard SE) produced in some scenarios as the one without Synchrophasors (best performance considering quantile 75 and one of the worst performances considering quantile 95).

If we analyze the results shown in Fig. 1.46 for the quartile 95, we observe that the four scenarios that show better performance are the same with the ones in the Fig.1.43 & 1.44 for the comparison of voltages magnitudes. We can conclude that adding current noise does not have a big impact on the SE-performance while in the other hand, reducing the quality of the voltage sensors has a big impact on the SE-performance.

The last four figures, from Fig. 64 to Fig. 67, show the expected accuracy based on the number of installed Gridbox devices. For this calculation we have used the obtained results (difference between estimations obtained by each scenarios and the obtained by the Standard SE) for four different scenarios and built a regression model that fits with the obtained results. As with the previous four figures, the first two plots show the global voltage accuracy considering the quartiles 75 and 95 and the last two plots show the global magnitude current difference based on the same quartiles. Therefore, the y-axis of the following plots are the same ones that were used for the last four plots, Fig. 1.43 to 1.47. Using 61 GridBoxes represents the Standard SE with a global SE accuracy of 0%, while for the other three cases are shown the difference commented in the previous paragraphs.

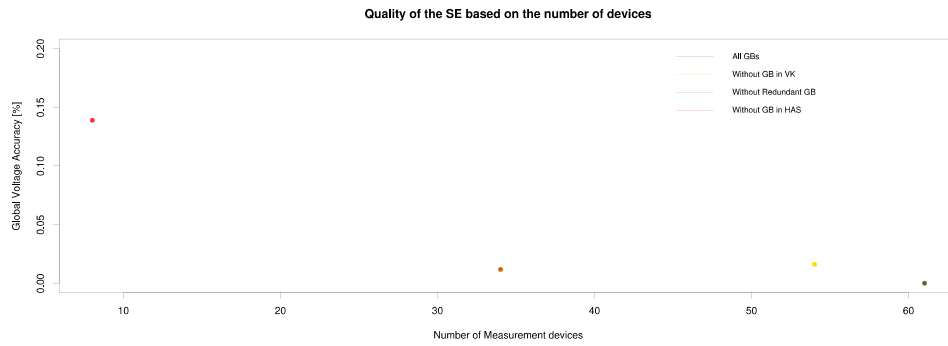


Fig. 64: Analysis of the Quality of the voltage results obtained with the State Estimation based on the number of used devices. Global Voltage Accuracy is considered using the quartile 75, where 75% of the estimation presents a lower difference

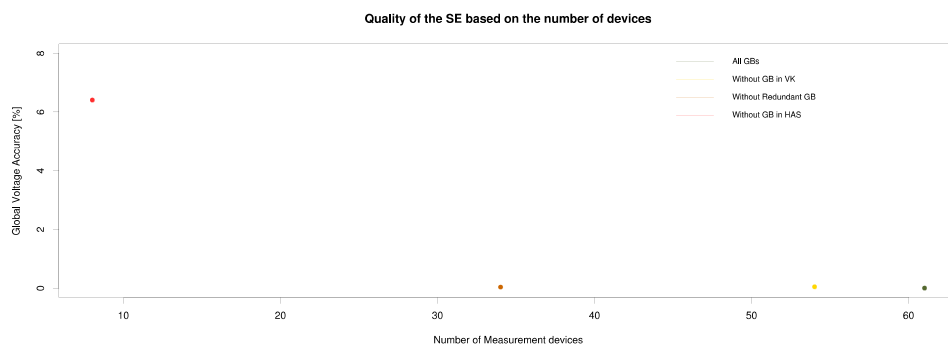


Fig. 65: Analysis of the Quality of the voltage results obtained with the State Estimation based on the number of used devices. Global Voltage Accuracy is considered using the quantile 95, where 95% of the estimation presents a lower difference

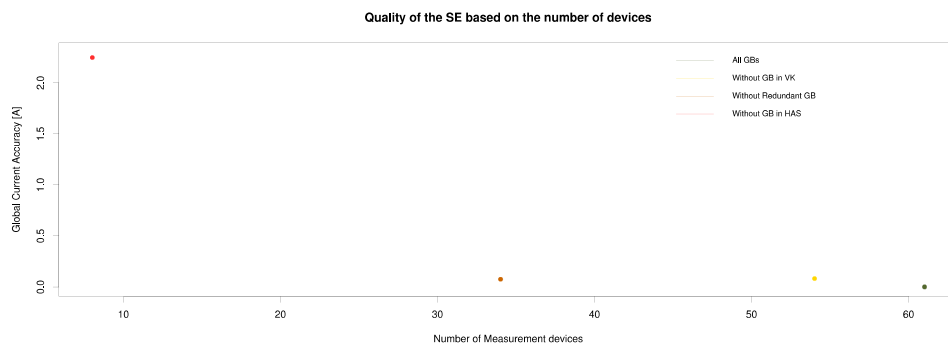


Fig. 66: Analysis of the Quality of the Current results obtained with the State Estimation based on the number of used devices. Global Current Accuracy is considered using the quartile 75, where 75% of the estimation presents a lower difference

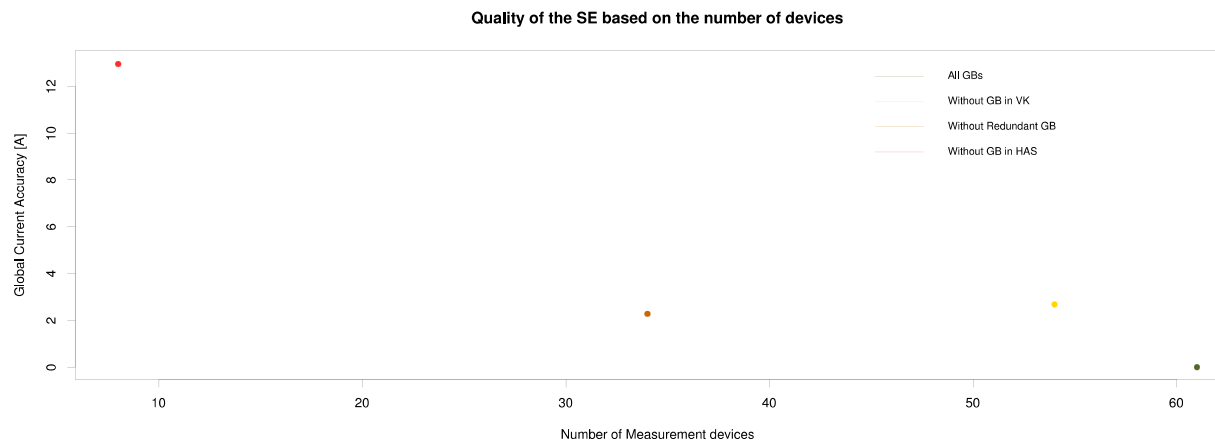


Fig. 67: Analysis of the Quality of the Current results obtained with the State Estimation based on the number of used devices. Global Current Accuracy is considered using the quantile 95, where 95% of the estimation presents a lower difference

## 11.5 State Estimator Performance Analysis at ewz

The objective of this chapter is to analyze and validate the performance of the state estimation algorithm that was used in the project. It is of vital importance that the estimates are a 'reasonably good' reflection of the value of the true state of the grid. However, in any real situation, the true value of the state is unknown and the only available information are the actual observations that are gathered from the measurement devices and the estimation output. In order to analyze the performance of the state estimator, the information of the output of the state estimator and the measurements from the Gridbox (PMU) devices along with their corresponding uncertainties (estimated uncertainties and measurement sensor uncertainties) are used to define the following two methods that would help in the validation process.

- **Absolute Error test:** A simple indication of the state estimator correctness is to look at the residual between the measured and the state estimated value. As derived from statistics, the addition or subtraction of two random variables with uncertainties will result in a new random variable with an aggregated uncertainty. So as both measurement and estimation quantities are assumed to be Gaussian-distributed with certain standard deviations namely  $\sigma_1$  and  $\sigma_2$ , the sequence of their differences over a time frame should respect the aggregated deviation  $\sigma = \sqrt{\sigma_1^2 + \sigma_2^2}$  and 68% of them should fall within  $\pm\sigma$  bounds. For each separate measurement, the 68% of the absolute residuals between state estimation and measurement over a time window should be below the aggregated standard deviation. If the test is not passed that means that the measurement sensor errors are underestimated or the measurement model noise is higher than defined or the process noise levels are not estimated properly or even calibration issues can be implied.
- **Correntropy test (COE test):** Correntropy, as used in signal analysis, is a generalized similarity measure between two random variables that calculates their cross-information potential taking into account the statistics of these variables. For the state estimation applied to power grids, it can be used to provide a useful index that gathers all the residuals between state estimation and measurements taking into account their corresponding variance. The formula of the correntropy that it is used is based on (Guo, 2014) and is the following:

$$\text{COE} = \frac{1}{m} \sum_{i=1}^m \exp\left(-\frac{(z_i - h_i(x))^2}{2\sigma^2}\right) \times 100\%$$

where  $m$  is the number of measured values,  $z_i$  the measurement,  $h_i(x)$  the estimated value and  $\sigma$  the combined standard deviation of the measurement and state estimation values. The COE index is calculated for each individual time instance. Based on the formula, when the residual is equal to the standard deviation  $\sigma$  then the COE is equal to 60.6%. That means that any result of correntropy above that value implies a good performance of the state estimator. However, we have to note here that an underestimation or overestimation of the standard deviation of the random variables (in our case the standard deviation of the measurements) could lead to a higher or lower COE respectively so the interpretation of this index should be done carefully.

Before proceeding to the analysis of the state estimator it is also important to analyze the structure of the data. The measurements from the PMU devices as well as the state estimated values are current and voltage phasors at main and higher frequencies (in this analysis we only consider the main frequency which is around 50 Hz). In the frame of the current project the comparisons between the state estimator and measurements are split into four sub-categories based on the different nature of the compared values as follows:

- Voltage Magnitudes
- Voltage Angles
- Current Magnitudes
- Current Angles

For each separate category the number of comparisons that are conducted are composed of the number of entities (number of nodes for voltage magnitude/angles and number of lines for current magnitude/angles) multiplied by the number of the three phases.

It should also be noted that concerning the magnitudes for currents and voltages, all the comparisons are done for their RMS values. Concerning the angles, for the comparison between state estimated and measured angles we rotate all the measured angles so that the R phase of the selected slack bus is every second at  $0^\circ$ .

The documented uncertainties of the measurement sensors that are used for the analysis concepts are shown in Table 1.

| Sensor Type                                           | Magnitude (RMS)       | Angle (degrees) |
|-------------------------------------------------------|-----------------------|-----------------|
| GridBoxVoltageLvStandard                              | 0.23 V (0.1% nominal) | $0.02^\circ$    |
| GridBoxCurrentRogowskiG1<br>(Gain setting equals 1)   | 4 A (1% nominal)      | $1^\circ$       |
| GridBoxCurrentRogowskiG10<br>(Gain setting equals 10) | 0.4 A (1% nominal)    | $1^\circ$       |

Table 1: Standard deviations of measurement sensors

### 11.5.1 State Estimation vs Measurements

The validation of the state estimator is done based on the methods that were previously described. For the validation of the state estimator the measurement data of the GridBoxes (current and voltage phasors) as well as the data of the real time state estimation algorithm of the date 03.12.2015 were taken. For all the comparisons the currents below 2A (for both gain 1 and 10) were not considered as the noise then gets dominant.

Firstly, we present the COE test that indicates how well the state estimator performs in relation to the measurement accuracy.. A COE result is obtained for each timestamp and measurement group (voltage magnitude, voltage angle, current magnitude & current angle) and for each phase (R,S,T). Then the COE results are merged and classified for each measurement group and phase. Also a final index of COE that includes all the sub-indices was also calculated as a total COE index that gives a scalar number of the overall performance of the state estimator. The COE indices and sub-indices were calculated for each time step over the whole day of the 03.12.2015 and were plotted as boxplots (Figure ).

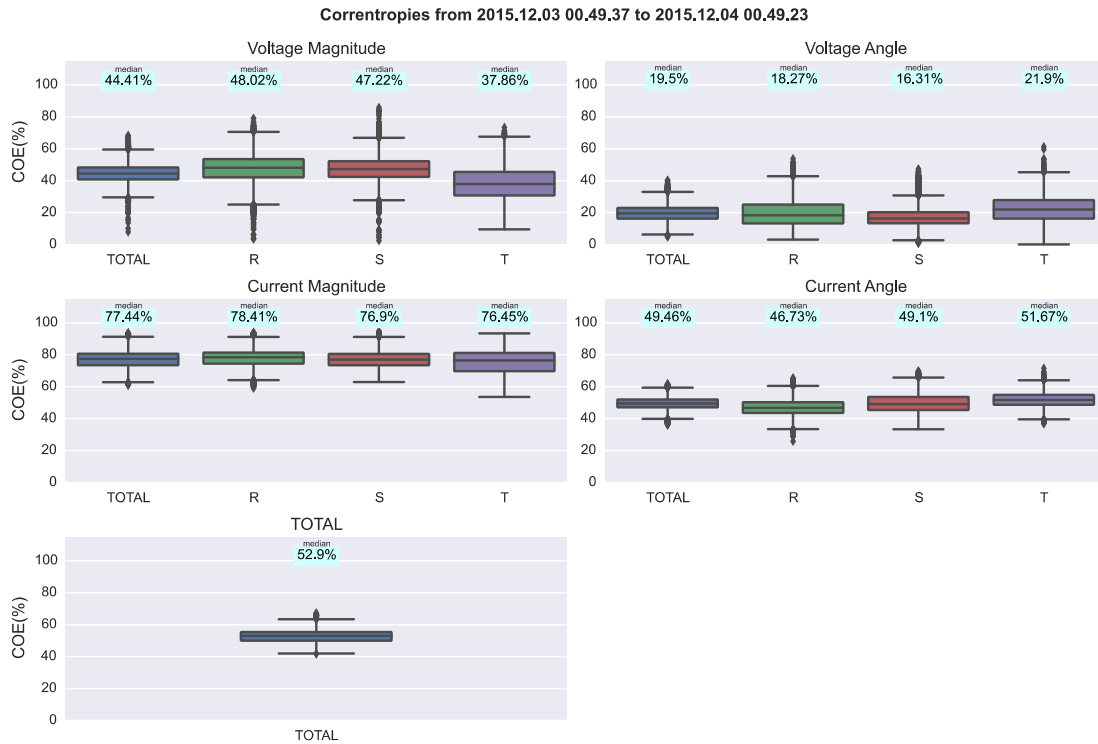


Figure 1: Correntropies for each measurement group and for each phase over a 24 hour time period for the date of 03.12.2015

As shown in Figure 1, over a whole day a total COE of 52.9% is achieved, with 99% of the time being between 40% and 60% and half of the time (when lying between the 1<sup>st</sup> and 3<sup>rd</sup> quartile) being at about 50-54%. However, this total index is a mixture of different COE sub-indices that deviate significantly between them. The voltage magnitude COE indices have a median of 44% whereas the current magnitude COE indices have a median of 77.4%. This means that the measured and the estimated currents are very similar, while the voltages are below the 60% limit. For the voltage angles, the COE indices of voltage are really low with a 20% median COE compared to a 49% median of COE of current angles. It is also interesting to observe that all the phases have a close COE in all groups except for the voltage magnitude groups where the phase T shows a 10% difference of COE which implies that the estimator faces either installation errors on one or a few sensors for that phase or calibration errors. Model errors are not likely to cause this effect.

As a second validation test, we present the absolute error test plotted as a bar plot for each measurement category (Figure 1-Figure 4). For each category the y-axis contains the names of the entities that are tested (nodes and lines for voltage and current respectively) for the 3 phases. The bars plotted in parallel to the x-axis represent the percentage of the absolute errors between the state estimated and measured values that are below the threshold of the aggregated uncertainty, for each separate entity (i.e. a phase of a voltage magnitude) over a daily time frame. There is also a red vertical line plotted at x-index 68%, which represents the minimum acceptable percentage of difference over a time frame that should be below the defined threshold. If a percentage of a bar is higher than this (namely if the bar passes the red line of 68%) then the state estimation for the corresponding entity is considered to be good.

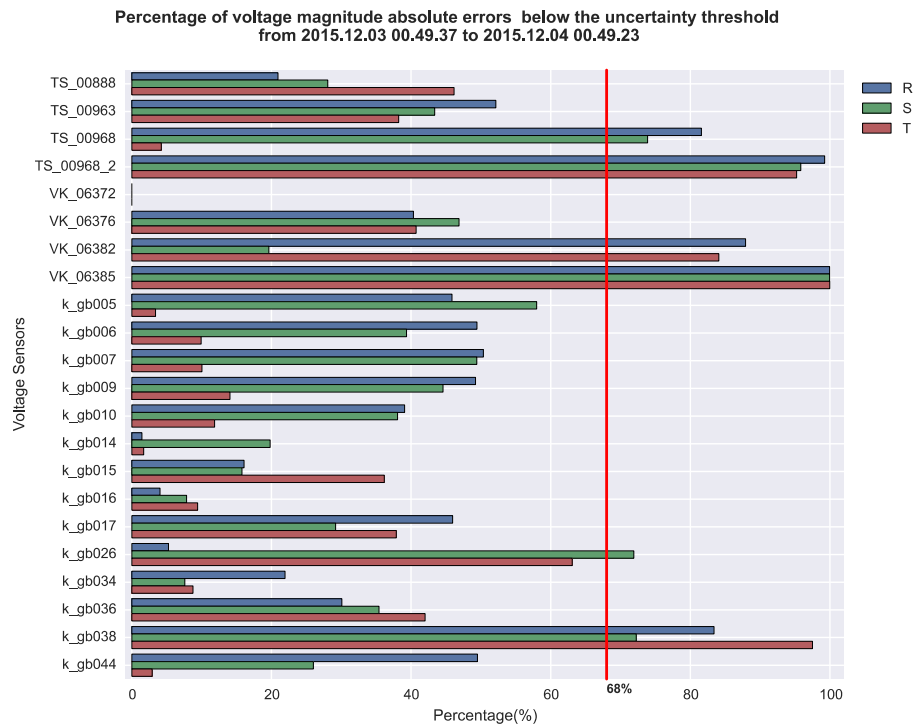


Figure 1: Voltage Magnitudes: Percentage of absolute residuals between state estimation and measurement voltage magnitudes that is below the aggregated uncertainty of measurement and state estimation over a daily time window for 03.12.2015 for each phase of all the compared nodes

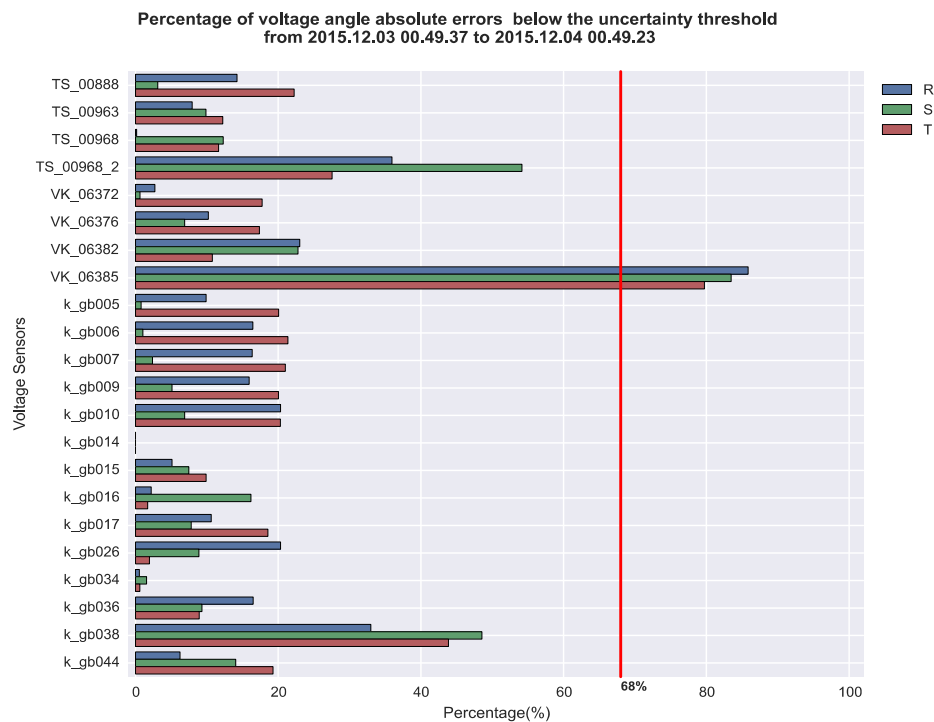


Figure 2: Voltage Angles: Percentage of absolute residuals between state estimation and measurement voltage angles that is below the aggregated uncertainty of measurement and state estimation over a daily time window for 03.12.2015 for each phase of all the compared nodes



Figure 3: Current Magnitudes: Percentage of absolute residuals between state estimation and measurement of current magnitudes that is below the aggregated uncertainty of measurement and state estimation over a daily time window for 03.12.2015 for each phase of all the compared nodes

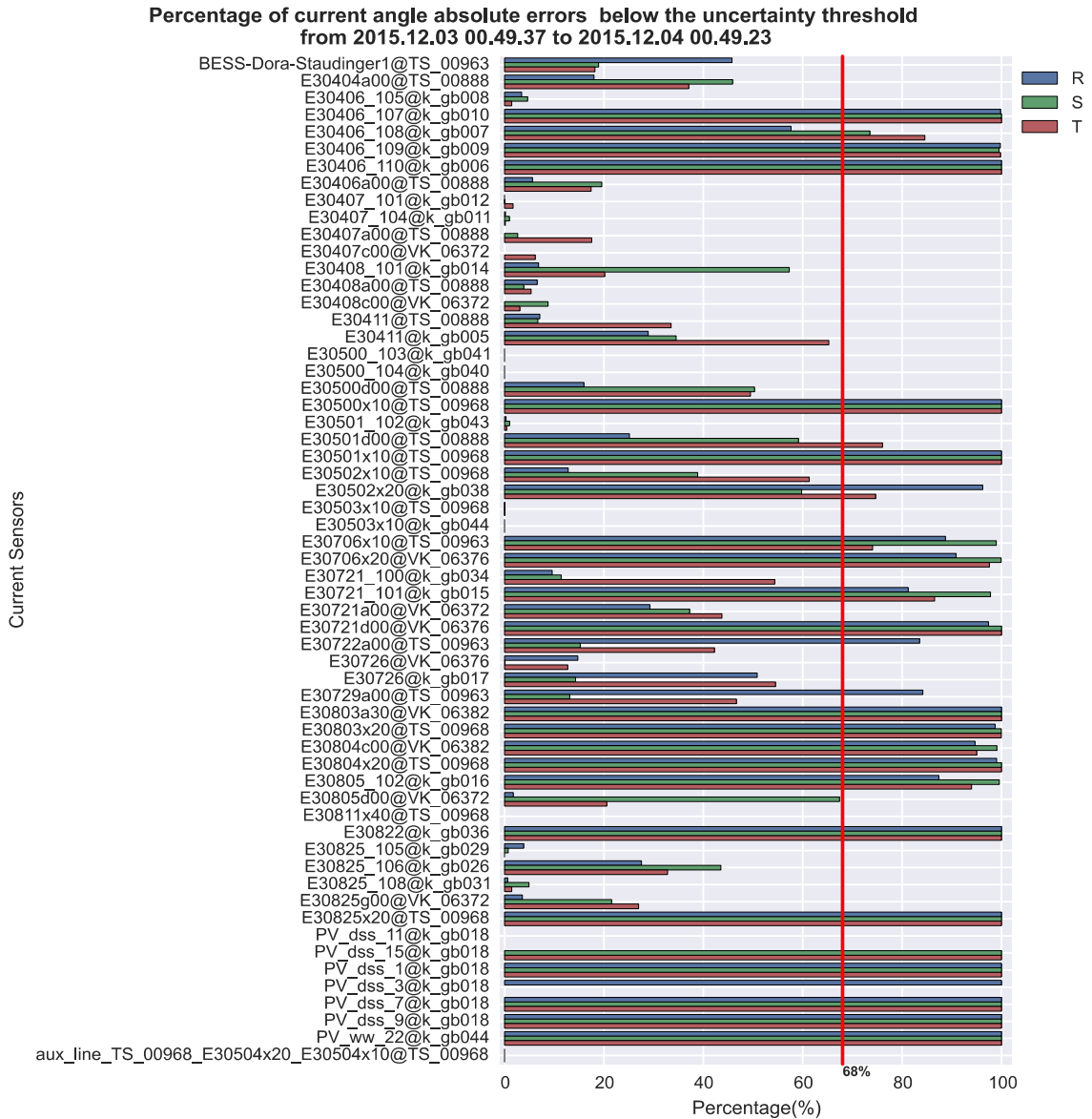


Figure 4: Current Angles: Percentage of absolute residuals between state estimation and measurement current angles that is below the aggregated uncertainty of measurement and state estimation over a daily time window for 03.12.2015 for each phase of all the compared nodes

Observing Figure 1-Figure 4, we can conclude that a lot more current sensors pass the test in comparison to voltage sensors. More specifically the majority of the current sensors are passing the test in terms of magnitude (Figure 3). However, this is not the case for the voltage magnitudes. One explanation for this could be the relaxed measurement uncertainty of the majority of the current sensors which is at 4A compared to the strict uncertainty of 0.23V of the voltage measurements. For the angles especially in the voltage sensors the performance for nearly all the phases of all the sensors is low.

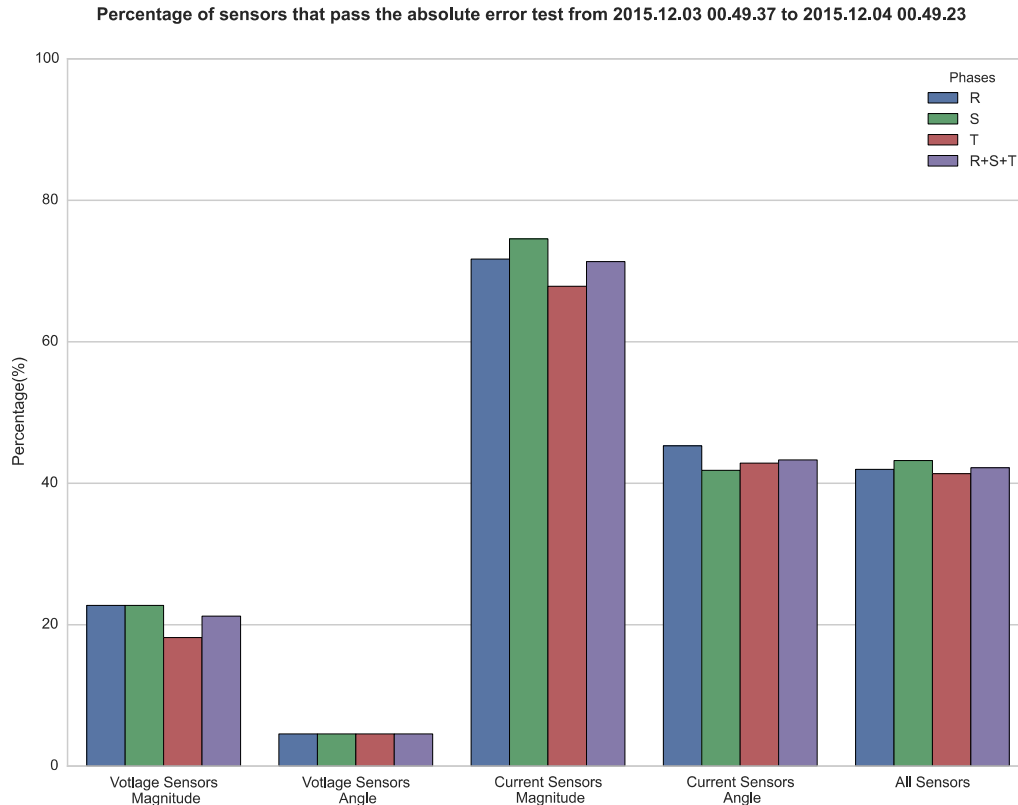


Figure 5: Percentage of sensors that pass the absolute error test for the date of 03.12.2015

As we observe from Figure 5 an overall 40% of all sensors pass the test. For the currents the percentages are a bit above 40% for angle and 70% for magnitudes, whereas for voltage the percentage is 22% for voltage magnitudes and 4% for angles. It is important to note that the absolute error test results come into total agreement with the COE index test.

In order to understand more thoroughly the variance of the errors, a comparison in terms of absolute errors is performed. The procedure is the following:

The values from measurement/state estimation are classified into groups based on the class of measurement (there are 4 classes of measurement: voltage angle, voltage magnitude, current angle, and current magnitude) and the class of the sensor (there are 2 classes of sensors for current measurements namely G1 and G10 Rogowski). So there are 6 different classes/measurement groups which are:

- 1) Voltage magnitude with GridBoxVoltageLvStandard sensors
- 2) Current magnitude with GridBoxCurrentLvRogowskiG1 sensors
- 3) Current magnitude with GridBoxCurrentLvRogowskiG10 sensors
- 4) Voltage angle with GridBoxVoltageLvStandard sensors
- 5) Current angle with GridBoxCurrentLvRogowskiG1 sensors
- 6) Current angle with GridBoxCurrentLvRogowskiG10 sensors

For each aforementioned class, for all the entities that are included in it, the median of the distribution of the absolute errors between the state estimation and the measurement over the time frame of the day is taken for each phase. Then for each class a distribution of medians is presented with a boxplot (a total number of 6 boxplots). At the top of each boxplot the median of the distribution of medians is displayed. The result is shown in Figure 6.

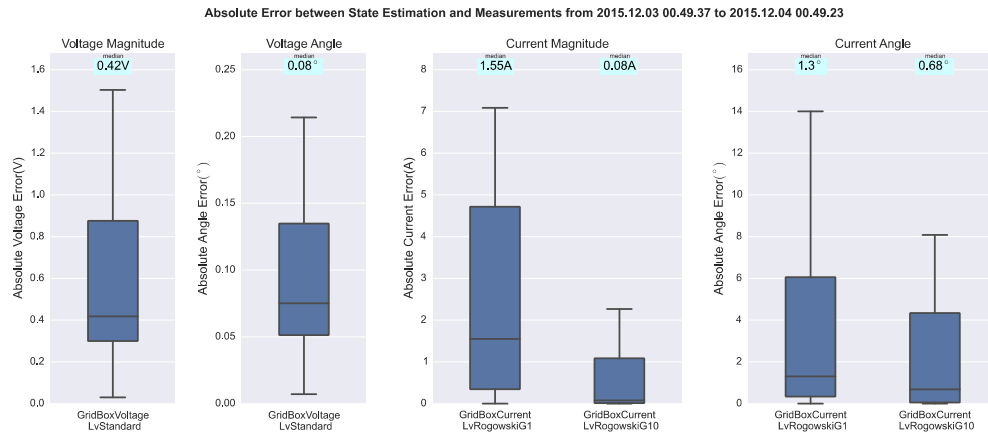


Figure 6: Distribution of medians over a daily time frame of absolute errors between state estimation and measurement for each measurement group for the day of 03.12.2015

In Figure 6, the median of the magnitude absolute errors for the GridboxVoltageLvStandard sensor is 0.42, i.e. twice the sensor error. In addition, the upper hinge of the boxplot, which represents the 75% of the sensors that belong to this group, is at 0.9V. For the angle absolute errors of the same type of sensor (column 2 of Figure 6) the median is at 0.08° and the upper quartile which represents the 75% of sensors is at 0.14° in comparison to a measurement sensor error for voltage angles of 0.02°. This is a low accuracy for the voltage angle of a low voltage grid, but this low performance of voltage angles can be explained by the fact that the voltage angle of the phase R of the SE node that is defined as a slack bus is deviating from 0° as it can be seen from Figure 7, with a median of 0.08°. It is interesting that the median of the deviation of the slack from zero matches the median of the distribution of the absolute errors of all the voltage angle sensors.

Concerning the current magnitude sensors, 50% of the sensors are at 1.55A and the 75% of the RogowskiG1 sensors have a maximum absolute error of 4.8A, which is close to the 4A uncertainty of the sensor. The same behavior is observed for the Rogowski G10 sensors that have a standard deviation of 0.4A and exhibit a median of absolute errors of 0.08A. For the current angles, the median is at about 0.68° for the G10 coils and 1.3° for the G1 coils, which shows that G10 have a slight better performance.

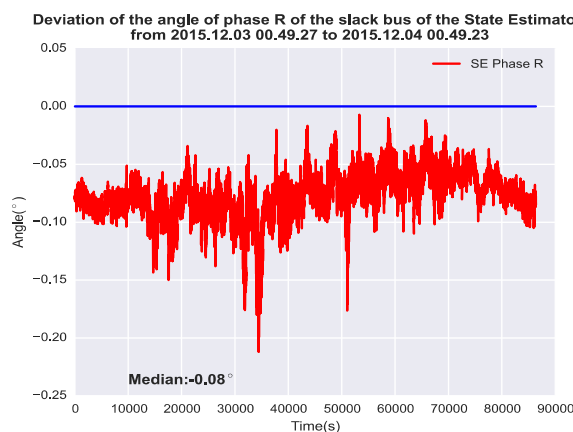


Figure 7: Deviation from angle 0 of the phase R of the slack bus angle computed by the state estimator at all seconds during 03.12.2015

The above observations assume that there are no calibration errors, no grid model errors and no installation errors (like wrong-sign current sensors). The goal of this analysis is to show how the StateEstimator could be improved or where the performance bottlenecks are located.

In order to quantify the so far neglected sources of uncertainty, we ran a test of how much additional uncertainty we need to add to each sensor type for each different type of measurement so that all the sensors pass the absolute error test. Figure 8-Figure 10 show the percentage of the sensors (each phase is considered as a separate sensor) that pass the test as the uncertainty is increased.

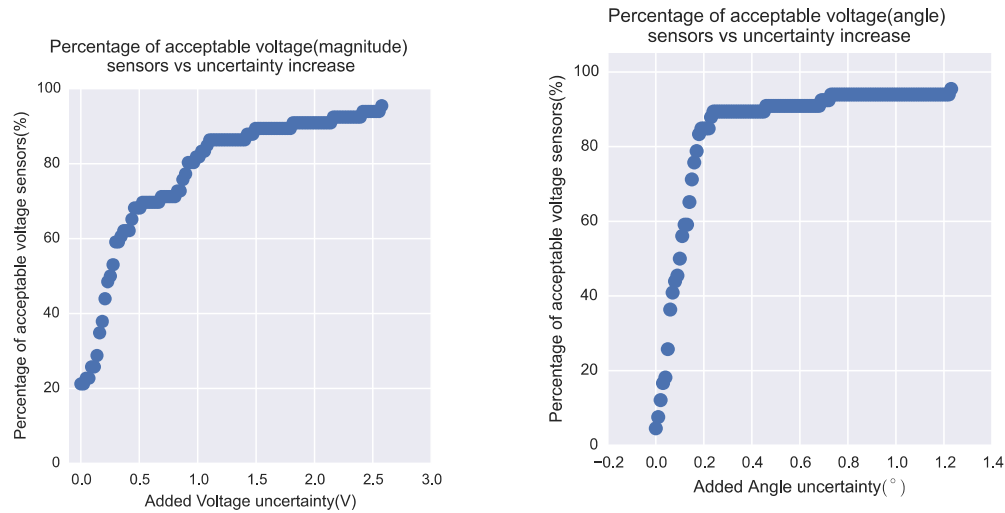


Figure 8: Percentage of acceptable sensor values for voltage magnitude (left) and voltage angle (right) sensors that pass the absolute error test vs the additional voltage magnitude (left) and voltage angle (right) uncertainty for the date 03.12.2015

Figure 8 shows that the additional uncertainty that should be added, so that over 95% of the voltage sensors pass the test, is 2.5Vrms of voltage magnitude deviation and 1.2° of voltage phase angle deviation. However, the big number of additional uncertainty is mainly affected by two voltage magnitude sensors which show a big error either due to calibration issues or wrong mapping (i.e. Phase R sensor was measuring Phase S, etc.) of the phases. It is important to mention that 2 GridBoxes represent 6 voltage measurements out of the total 66 that we compare so this is roughly 10% of all voltage measurements. Generally we can observe that 1Vrms of additional uncertainty could lead to almost 90% of the sensors to pass the voltage magnitude test. For the angles, 0.2 degrees are needed for an acceptable 90% of the sensors. However, a 0.2° angle uncertainty is not acceptable in a low voltage grid as the difference of the angles between two nodes can be less than 0.2°.

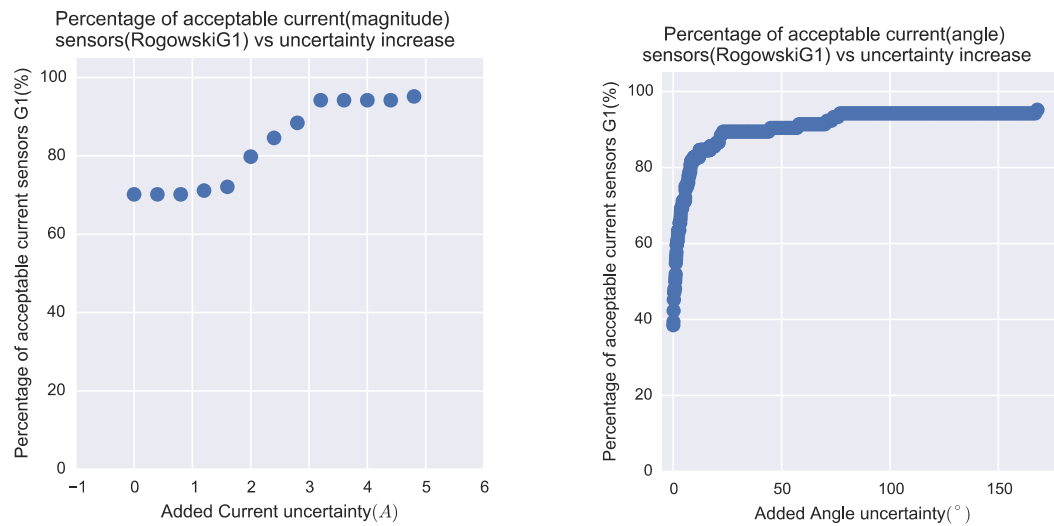


Figure 9: Percentage of acceptable sensor values for current magnitude (left) and current angle (right) that pass the absolute error test vs the additional current magnitude(left) and angle(right) uncertainty for Rogowski G1 sensors for the date 03.12.2015

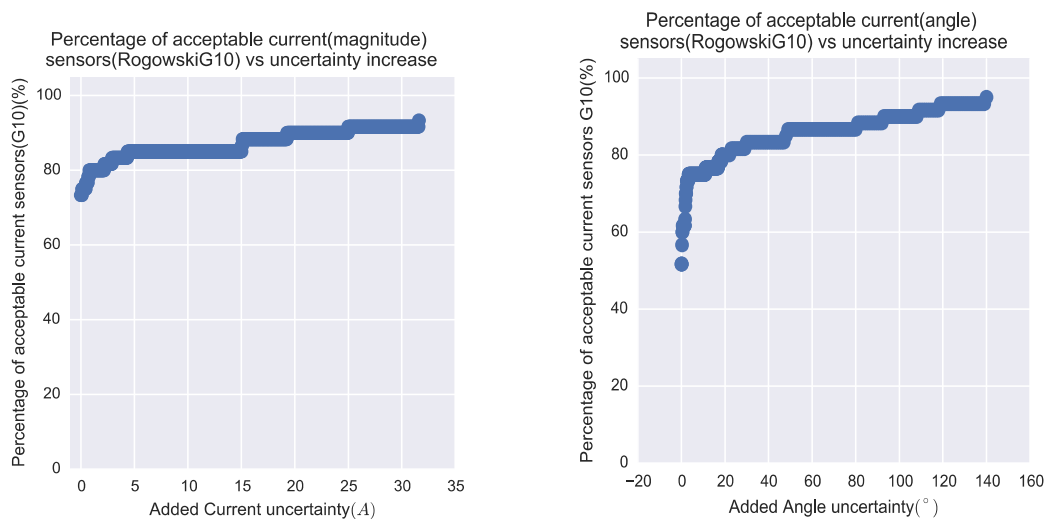


Figure 10: Percentage of acceptable sensor values for current magnitude (left) and current angle(right) that pass the absolute error test vs the additional current magnitude (left) and angle (right) uncertainty for Rogowski G10 sensors for the date 03.12.2015

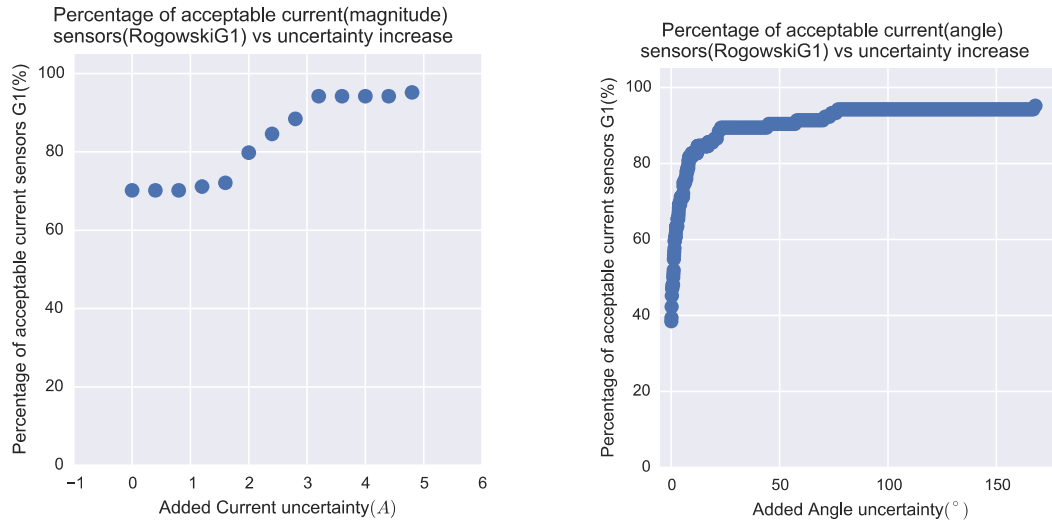


Figure 9 (left) indicates that the current uncertainty in RogowskiG1 sensors should be increased by 3 A so that 95% of the sensors pass the test. This indicates a total uncertainty of 8Arms for the RogowskiG1 sensors. On the other hand, the RogowskiG10 sensors (Figure 10) show high additional error. This does not make sense with respect to measurement range, so it can imply that some of these Gridboxes may have further installation errors (e.g. phase R and S/T connections exchanged).

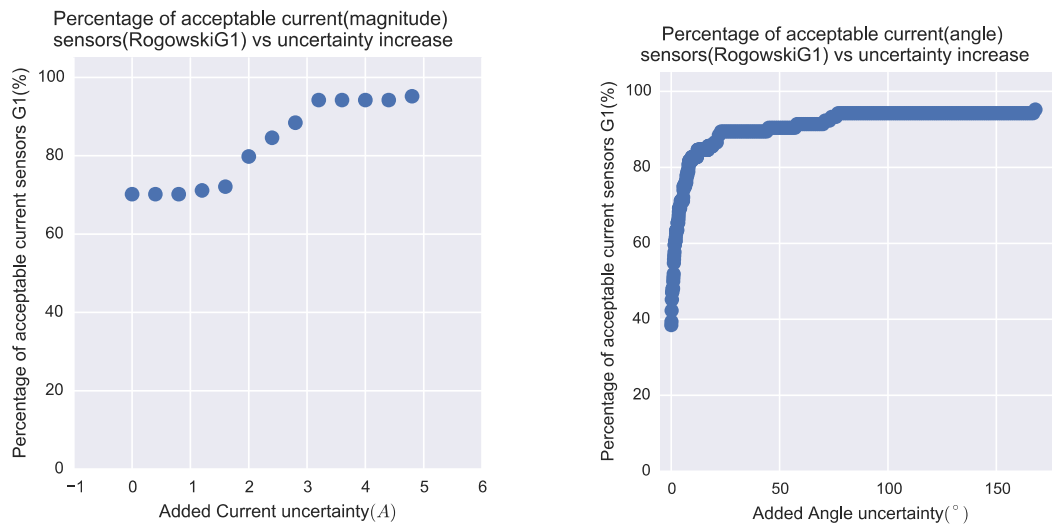


Figure 9 and Figure 10 require also a very high additional uncertainty value to explain the obtained measurements. E.g. 100° of additional angle uncertainty clearly indicates that there are installation errors (Sensors where e.g. phase R is physically measuring phase S, etc.)

It should be mentioned that, even if above discussion indicates the presence of installation errors, it is not trivial to locate the wrongly installed sensors, especially because some sensors measure very low currents most of the day.

## 11.5.2 Offline State Estimator Scenarios

The state estimation algorithm was also configured to run offline in a virtual environment with any desired setting so that the limitations and capabilities of the state estimator algorithm could be tested.

The most interesting scenarios that were tested with the offline state estimator were the following:

1. **Standard Scenario of State Estimation:** This scenario is the default standard state estimation without any parameter change compared to the results of the online state estimator. It was executed as a self-check in order to validate that the offline state estimator produces the same results as the online estimator. Scenarios with alternate active sensors sets:
  - a. **Only Voltage sensors scenario:** All the current sensors were removed from input data set of the state estimator and the only used input for the offline state estimator were the voltage phasors at the measurement nodes.
  - b. **Only TS (Transformer Station) and HAK (Hausanschluss-Kasten) scenario:** The measurements from the GridBoxes at the houses and the transformer stations were used as input for the state estimation algorithm. The GridBoxes that are installed in the electrical cabinets were removed.
  - c. **Only TS and VK (Verteilkabine) scenario:** All the Hausanschlusskasten (house installed) GridBox measurements were removed from the input measurement set of the state estimator and only the measurements that come from the GridBoxes at the transformer stations and Verteilkaibinen (electrical cabinets) were kept.
2. **Without Synchrophasors state estimation scenario:** In this scenario the necessity of the use of a PMU device is examined by comparing the performance of the offline state estimator with and without synchrophasors. The “without synchrophasor” scenario normalizes each phase R angle to 0° so that the angle information that was previously used in the state estimator is now eliminated.
3. **Adding noise scenarios:** The concept of adding noise to the measurements is to check whether the state estimator with knowing that value of the error a priori can still reproduce the same state as before, as the knowledge of the additional error would reduce the trust to the erroneous measurements. This means that the measurement covariance matrix<sup>7</sup> R should be modified based on the added noise. As the measurement covariance matrix R is not easily changed in the algorithm, we use an R\_tuning factor for each type of measurement group that multiplies the R covariance matrix so that the resulting R\_tuning\*R would incorporate the desired change of measurement error.. So if the old covariance of the measurement is  $\sigma_{old}$  and the added one is  $\sigma_{new}$  then the adjusted tuning factor that should be provided to the algorithm should be:  $R_{tuning_{new}} = (\sigma_{old}^2 + \sigma_{added}^2) / \sigma_{old}^2 * R_{tuning_{old}}$  .  
In total four different scenarios were run with additional noise:
  - a. **Additional  $\sigma=1V$  of magnitude error:** In that scenario an additional noise of 1V of peak voltage is added to the measurement and as a result the  $R_{tuning_{new}}$  for the voltage magnitude sensors was calculated as 10.5.
  - b. **Additional  $\sigma=1A$  of magnitude error:** In that scenario the adjusted  $R_{tuning_{new}}$  parameter for the current magnitudes of Rogowski G1 and G10 are 0.4 and 16 respectively.
  - c. **Additional  $\sigma=2A$  of magnitude error:** In that scenario the adjusted  $R_{tuning_{new}}$  parameter for the current magnitudes of Rogowski G1 and G10 are 0.45 and 54 respectively.
  - d. **Additional  $\sigma=1V$  &  $\sigma=2A$  of magnitude error:** In that scenario the adjusted  $R_{tuning_{new}}$  parameter for the current magnitudes of Rogowski G1 and G10 are 0.45 and 16 respectively. The  $R_{tuning_{new}}$  of voltage magnitude sensors is adjusted at 10.5.

---

<sup>7</sup> See (Zanni, 2014)

4. **Tuning factors of errors test:** The measurement covariance matrix  $R$  that is used in the state estimation in the first part of the Kalman filter is multiplied by a tuning vector  $R$  that is defined to be 1 for the voltage sensors and 4 and 0.4 for current Rogowski sensors G1 and G10 respectively. In the current test we adjusted all the tuning factors to 1, to check if the performance of the state estimator is affected.
5. **Observable scenario:** The observable scenario is actually estimating the state of the grid only in the observable parts of the grid and not in the non-observable parts. That means that the second phase of the currently implemented state estimator that uses the Kalman filtered states to estimate the whole grid through a pseudo-inverse calculation is not used. With that scenario we can validate the performance of the Kalman filter that theoretically provides the optimal estimation and also assess the second step of the state estimation.

All the above-mentioned scenarios were run by the offline state estimator for the whole day of 03.12.2015. They are compared to the performance of the online state estimator of the same date in terms of COE and absolute errors from the original GridBox measurements. In the COE comparisons, the COE index and sub-indices of the offline State estimator are compared to COE index and sub-indices of the default online estimator. In the comparisons, in terms of absolute errors from measurements, the procedure that is followed is the one that is described in the previous chapter above Figure 6. The second performance indicator between the normal and the offline state estimators that is used, is the comparison of the distributions of the medians of absolute errors of each state estimator from the original GridBox measurements.

### 11.5.3 Standard Scenario of State Estimation

As depicted in Figure 11-Figure 12 this offline state estimator algorithm exactly replicates the results of the online state estimator (the red and blue boxes are exactly on the same level and have the same size).

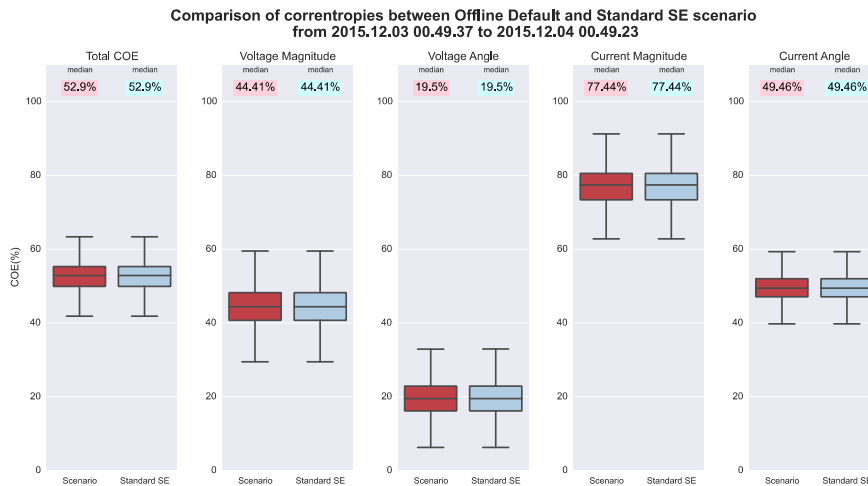


Figure 11: Comparison of COE index and sub-indices between “offline default SE” scenario(1) and “online standard SE” for the whole day of 03.12.2015

**Comparison of distribution of medians of absolute errors of state estimation and measurement, between Offline Default and Standard SE scenario from 2015.12.03 00.49.37 to 2015.12.04 00.49.23**

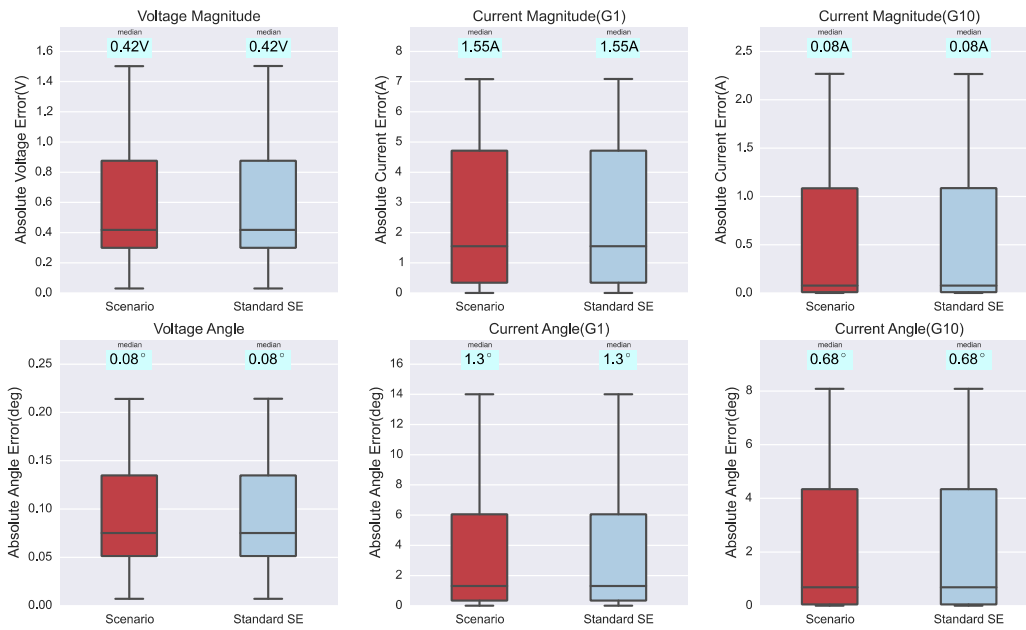


Figure 12: Comparison of distribution of medians over a 24h-time frame of absolute errors of state estimation and measurement for each measurement group between the “offline default SE” scenario(1) and the “online standard SE” for the 24 hours of 03.12.2015

## 11.5.4 Scenarios with alternate active sensors sets

For these scenarios, where different sensor groups are fully removed, we show the topology graph of the ewz grid for each of them.

### 11.5.4.1 Only Voltage sensors scenario

The corresponding grid is shown in Figure 13. The green nodes represent the nodes where only measurements of voltage phasors are used as input to the offline state estimator. The light grey nodes indicate deactivated GridBoxes for that day so they are omitted in all the offline-State Estimator simulations. The two comparisons for the performance of the “only voltage sensor” scenario are presented in Figure 14-Figure 15.

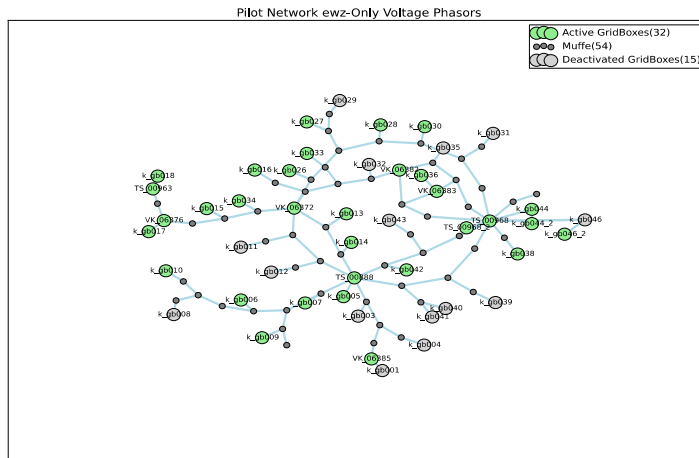


Figure 13: Network with the active GridBoxes in the “only voltage sensor” (2a) state estimation scenario for date 03.12.2015

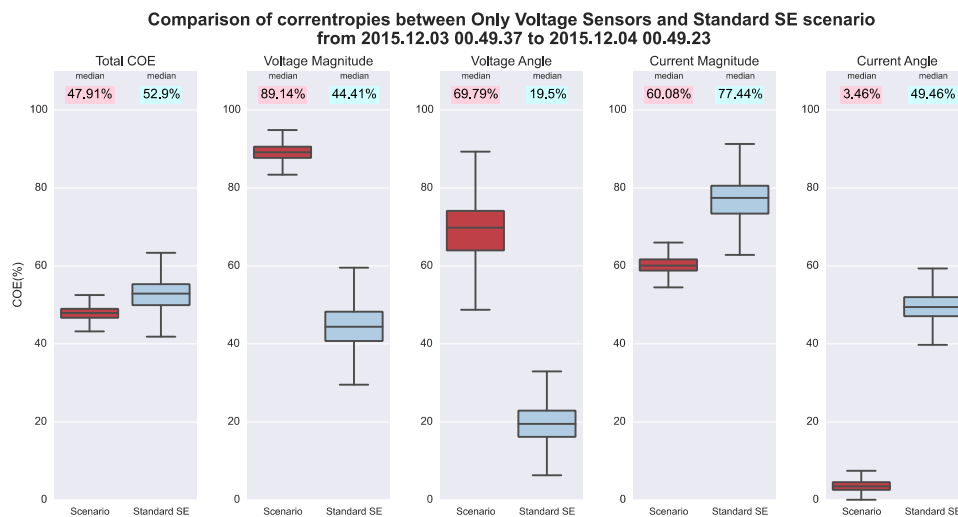


Figure 14: Comparison of COE indices between “only voltage sensors” (2a) scenario and “online standard SE” for the whole day of 03.12.2015

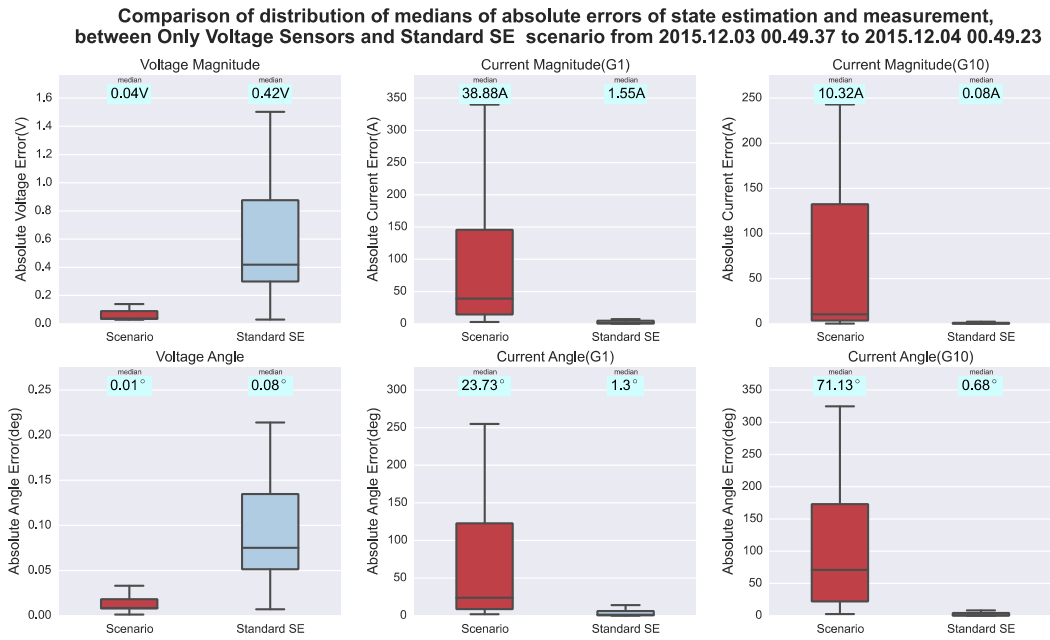


Figure 15: Comparison of distribution of medians over a 24h-time frame of absolute errors of state estimation and measurement for each measurement group between the “only voltage sensors” (2a) SE scenario and the “online standard” SE for the whole of day of 03.12.2015

As shown in Figure 14 the total COE index of the “only voltage sensors” scenario is reduced by approximately 9% (from 47.91% to 52.9%). However, looking at the COE index of voltage magnitudes and voltage angles individually we can observe a dramatic increase at 89% and 69% from 44% and 19% respectively, whereas the COE current magnitude index has been reduced to 60% from 77% and the COE current angle index has been reduced to 3% from 49%. Looking also at the distribution of the medians of the absolute errors between the state estimation values and measurements (see Figure 15) one notices that 99% of all voltage magnitude and 75% of all voltage angle sensors (red boxplots) lie within the expected measurement uncertainties. This almost perfect estimation of the voltage magnitude phasors could indicate that the Kalman filter algorithm -which in this case does not use any grid model quantities to calculate the best estimate as the measurement model matrix  $H$  would be identity- works optimally as no grid model and consequently no grid model error is inserted in its solution. On the other hand, the second phase of the estimation which is based on a WLS formulation that takes into account the grid model to compute the currents, appears to introduce a significant error on them. As a result, the COE of current sensors is reduced from 77% to 60% for current magnitudes and from 49% to 3% for current angles. However, besides the fact that this test indicates the existence of embedded grid model errors we cannot infer easily the percentage of model error that is introduced. If for some applications the estimation of just voltage phasors would be sufficient then current sensors could be used as redundant measurements. Though, if currents are to be considered the “only voltage scenario” (2a) introduces really big errors in estimated current phasors as seen from Figure 15 (2<sup>nd</sup> and 3<sup>rd</sup> column).

#### 11.5.4.2 Only TS (Transformer Station) and HAK (Hausanschluss) scenario

For the scenario where only the “TS and HAK” Gridboxes are used, the active (i.e. measuring) Gridboxes are shown in the grid map in Figure 16. The green nodes represent the nodes from which the measurement of the voltage and the current of the adjacent lines is used as input in the offline state estimator. The white nodes represent the electric cabinets (Verteikabinen) that we deactivated for the offline state estimator. The two comparisons for the performance of the only “TS and HAK” scenario are presented in Figure 17 and Figure 18.

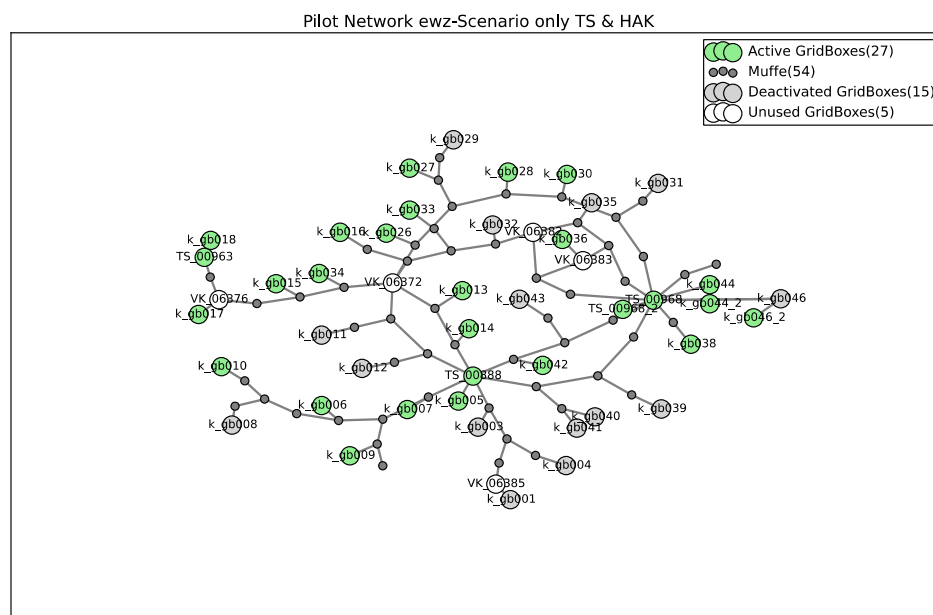


Figure 16: Network with the active GridBoxes in the “only TS&HAK” (2b) state estimation scenario for date 03.12.2015

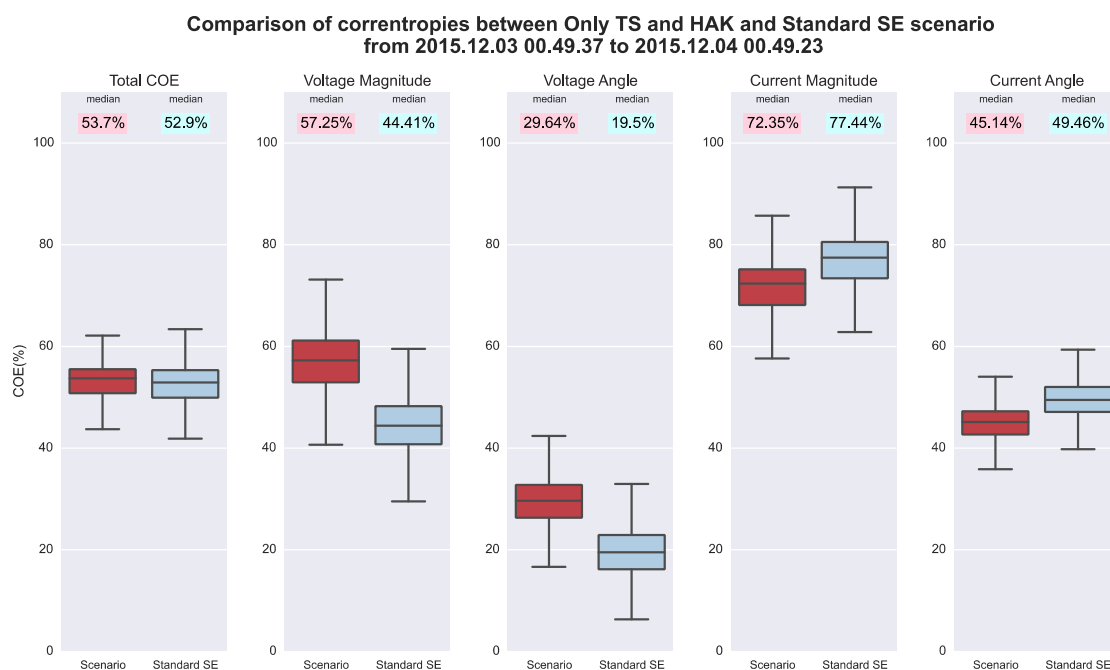


Figure 17: Comparison of COE indices between “only TS & HAK” (2b) sensors SE scenario and “online standard SE” for the whole day of 03.12.2015

**Comparison of distribution of medians of absolute errors of state estimation and measurement, between Only TS and HAK and Standard SE scenario from 2015.12.03 00.49.37 to 2015.12.04 00.49.23**

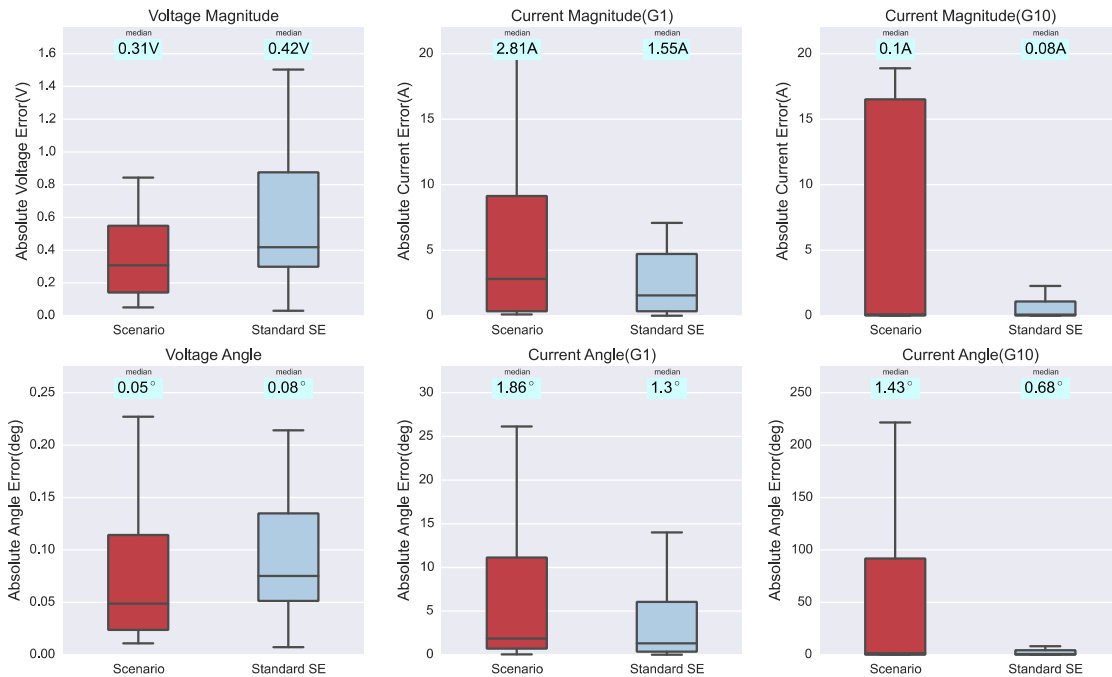


Figure 18: Comparison of distribution of medians over a 24h-time frame of absolute errors of state estimation and measurement for each measurement group between the “only TS & HAK” (2b) sensors SE scenario and the “online standard SE” for the whole of day of 03.12.2015

As shown in Figure 17 the total COE index for scenario (2b) is very similar to the COE of the “default online state estimator”. An increase of the COE indices of the voltage measurements (both magnitude and angle) accounts for a decrease of the COE of current measurements. The explanation for this decrease of COE of current measurements could be attributed to the fact that the GridBoxes in the VK are measuring 3-4 lines each, so by removing 5 VK, important - previously redundant - information about currents is lost; this is why the 3<sup>rd</sup> quartile of the medians of absolute errors for both Rogowski sensors is considerably high. Interesting also is the fact that with disabling the 5 GB at VKs, the voltage estimation appears to perform better. This though can imply the existence of some wrong installations of phases or some calibration issues in the VKs, so by removing them the COE for both voltage magnitude and angle becomes better. Generally, VKs contribute a lot of current measurements. As has been observed above, more current measurements means lower voltage COE, but higher COE doesn’t necessarily mean that we’re closer to “the truth”. As the VKs have a lot of connections to other nodes it seems reasonable to keep them active for the state estimation.

#### 11.5.4.3 Only TS and VK (distribution cabin) scenario

For the scenario where only the “only TS and VK” GridBoxes are used, the active Gridboxes are shown in the grid map in Figure 19. The green nodes represent the nodes from which the measurement of the voltage and the current of the adjacent lines are used as input in the offline state estimator. The two comparisons for the performance of the scenario based SE are presented in Figure 20 and Figure 21.

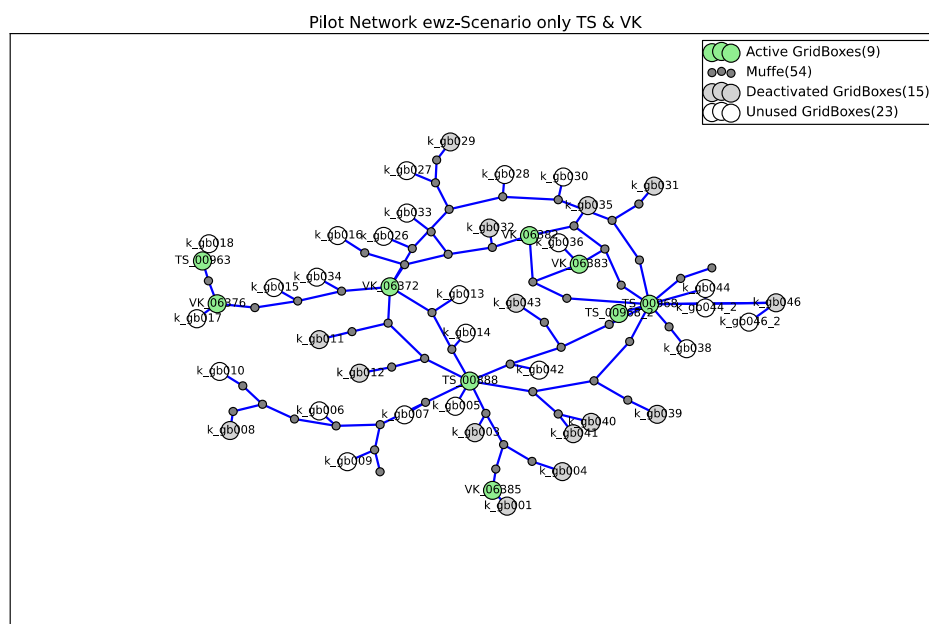


Figure 19: Network with the active GridBoxes in the “only TS & VK” (2c) state estimation scenario for date 03.12.2015

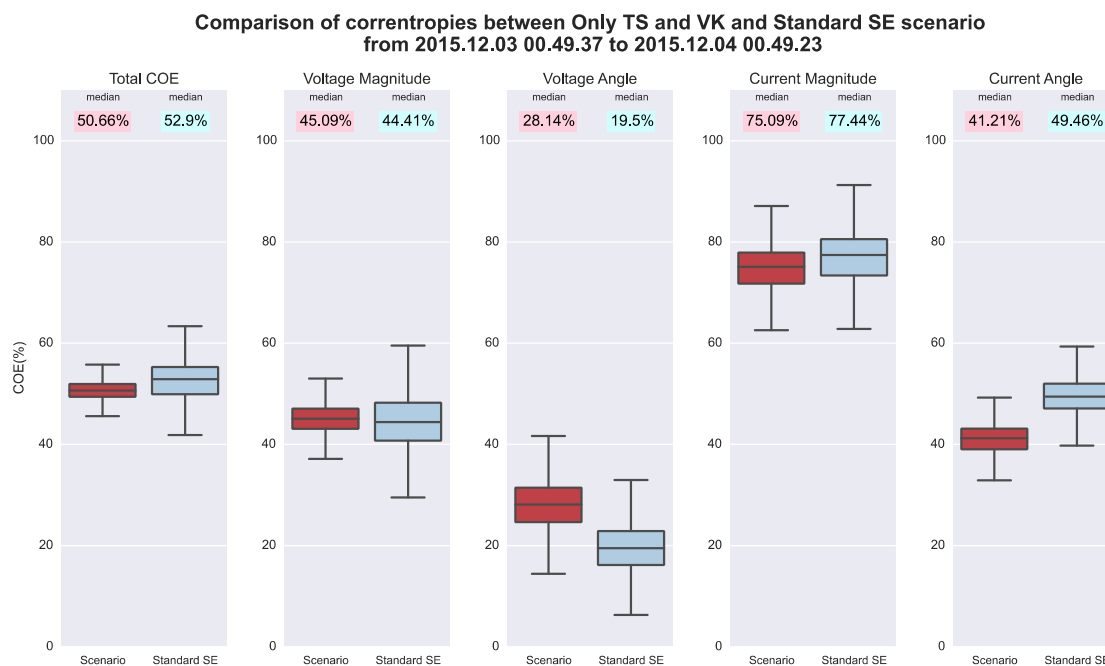


Figure 20: Comparison of COE indices between “only TS & VK” (2C) sensors SE scenario and “online standard SE” for the whole day of 03.12.2015

**Comparison of distribution of medians of absolute errors of state estimation and measurement, between Only TS and VK and Standard SE scenario from 2015.12.03 00.49.37 to 2015.12.04 00.49.23**

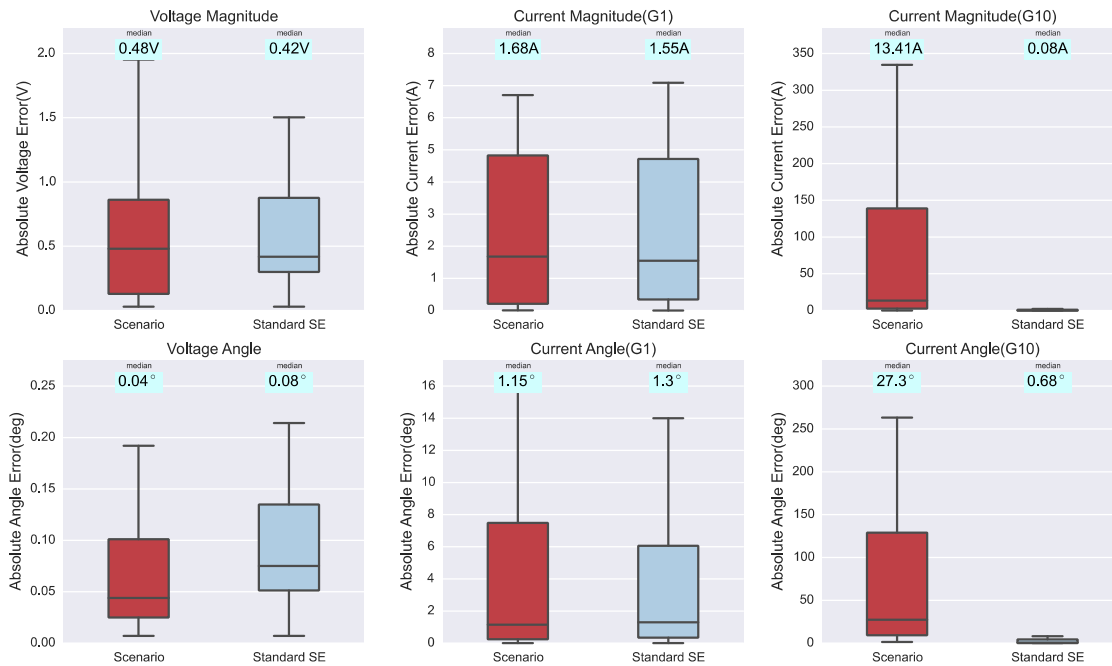


Figure 21: Comparison of distribution of medians over a 24h-time frame of absolute errors of state estimation and measurement for each measurement group between the “only TS & VK” (2c) sensors SE scenario and the “online standard SE” for the whole of day of 03.12.2015

This scenario of “only TS and VK” with only 9 active GridBoxes out of 32 GridBoxes succeeds to deliver a COE index of 50% compared to the 52.9% of the online SE as seen in Figure 20. It is really interesting that the COE indices except for the current angles do not change much. We even observe an improved performance of the voltage angles. This could be explained by the nature of ewz’s grid which is meshed- Having available Gridboxes in all the interconnection nodes, the state estimator could deliver good results (It is interesting to compare those results with the quite different ones in the case of tree topology at BKW). However, another explanation would be that some installation or calibration errors that exist in some of the HAKs nodes are eliminated by removing the HAKs. A 5% reduction of the COE index seems to be acceptable by reducing the number of gridboxes by 72% (from 32 to 9). A further interesting observation from Figure 21 is that the deviation of the current absolute errors in Rogowski G10 is severely affected. That can be explained because of the fact that most of the HAKs that are missing have G10 (Rogowski with gain 10) sensors. That’s why in that measurement group we observe the most severe error. Overall the analysis indicates a (draft) conclusion that in a meshed grid such as as the one from ewz there is a possibility to place much less Gridboxes (PMU) units with only a slight decrease of performance.

## 11.5.5 Without Synchrophasors state estimation scenario

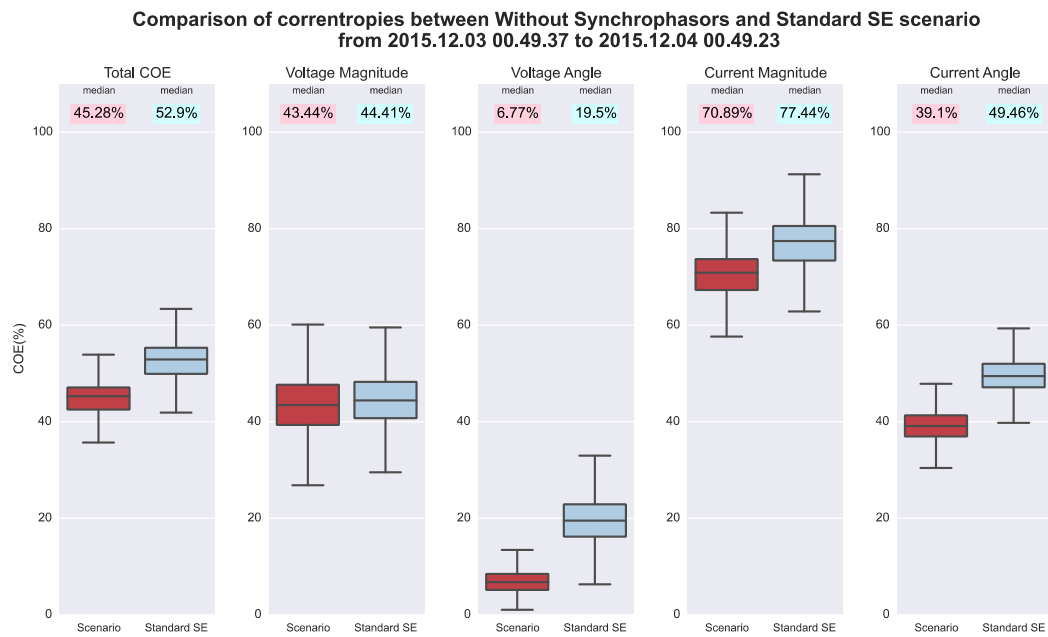


Figure 22: Comparison of COE indices between “without synchrophasors”(3) SE scenario and “online standard SE” for the whole day of 03.12.2015

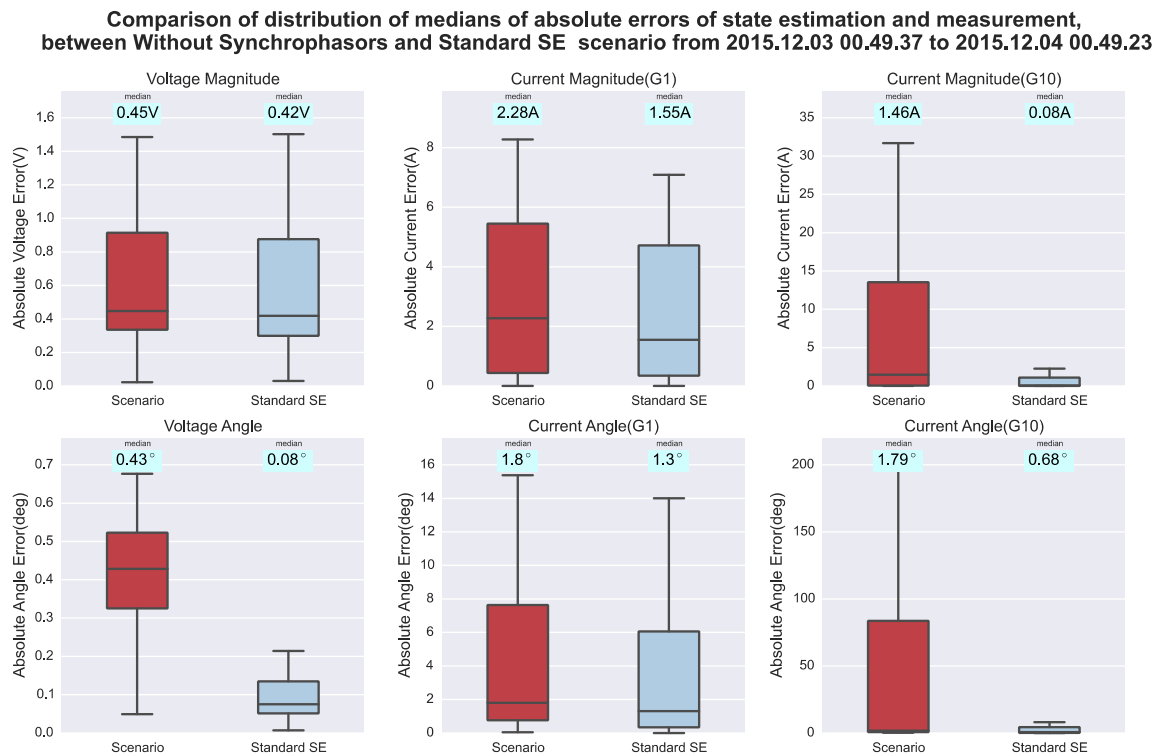


Figure 23: Comparison of distribution of medians over a 24h-time frame of absolute errors of state estimation and measurement for each measurement group between the “without synchrophasors”(3) SE scenario and the “online standard SE” for the whole day of 03.12.2015

From

Figure 22-Figure 23 we can observe that even though in the scenario without synchrophasors the total COE index is reduced, the performance of the state estimator in the voltage magnitudes is not affected significantly. However, the COE index for voltage angles is reduced to about zero and the median of their absolute error rises to  $0.43^\circ$ . Concerning the currents, the state estimation is less accurate but can be satisfactory. The reason for this is that for the calculation of the currents the voltage angle is important and as this information is missing the performance is worse compared to the performance with synchrophasors. It is important to notice also that the state estimation without synchrophasors is especially affected in G10 current sensors which are located at houses, whereas the quality of estimated currents in VK and TS, which are G1 sensors, seems to remain good. The conclusion is that if only the voltage magnitudes are of importance then GridBoxes can be used without measuring synchrophasors.

### 11.5.6 Adding noise scenarios (a: 1V, b: 1A, c: 2A, d: 1V&2A)

The following group of scenarios that is simulated is the group of scenarios (4a) – (4d) with the additional noise in voltage and current magnitude sensors. As already mentioned the information of the additional noise (error) is provided as input to the in the offline state estimator. The expectation is that the estimator trusts less the measurements. For the comparisons of these scenarios the COE index will be not be used because it is increased virtually due to the high additional uncertainty of the measurement sensor. The comparisons will be restricted to the second type of comparisons that are shown. The corresponding figures are Figure 24 - Figure 27.

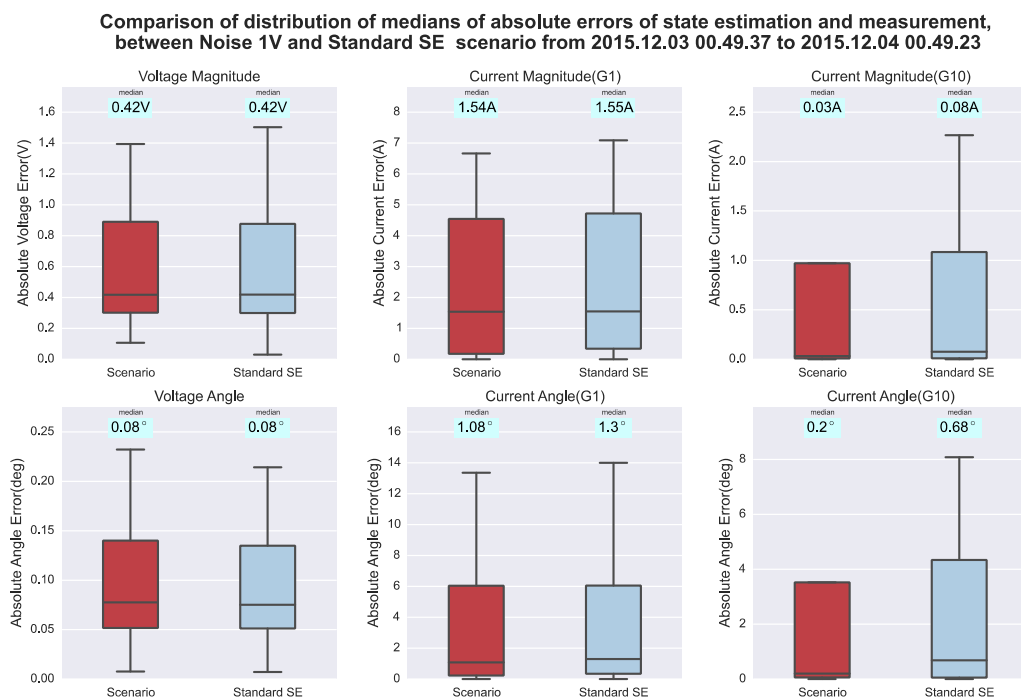


Figure 24: Comparison of distribution of medians over a 24h-time frame of absolute errors of state estimation and measurement for each measurement group between “1V of additional magnitude noise error” (4a) SE scenario and the “online standard SE” for the whole of day of 03.12.2015

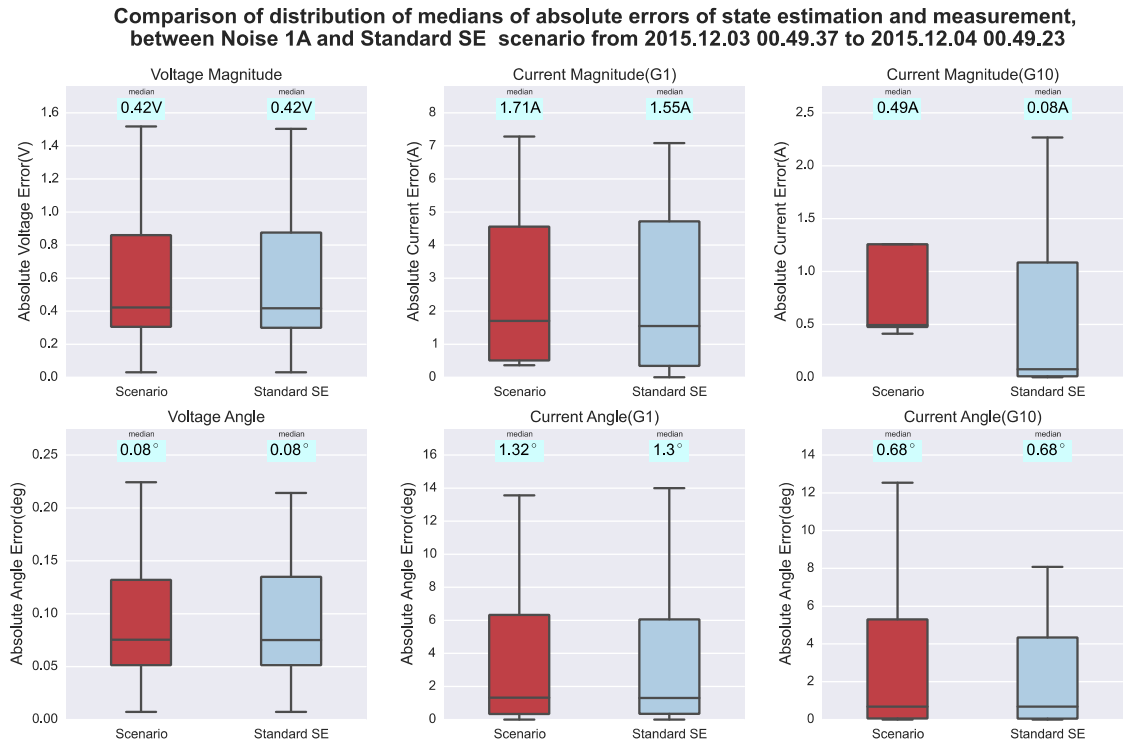


Figure 25: Comparison of distribution of medians over a 24h-time frame of absolute errors of state estimation and measurement for each measurement group between “1A of additional magnitude noise error” (4b) SE scenario and the “online standard SE” for the whole of day of 03.12.2015

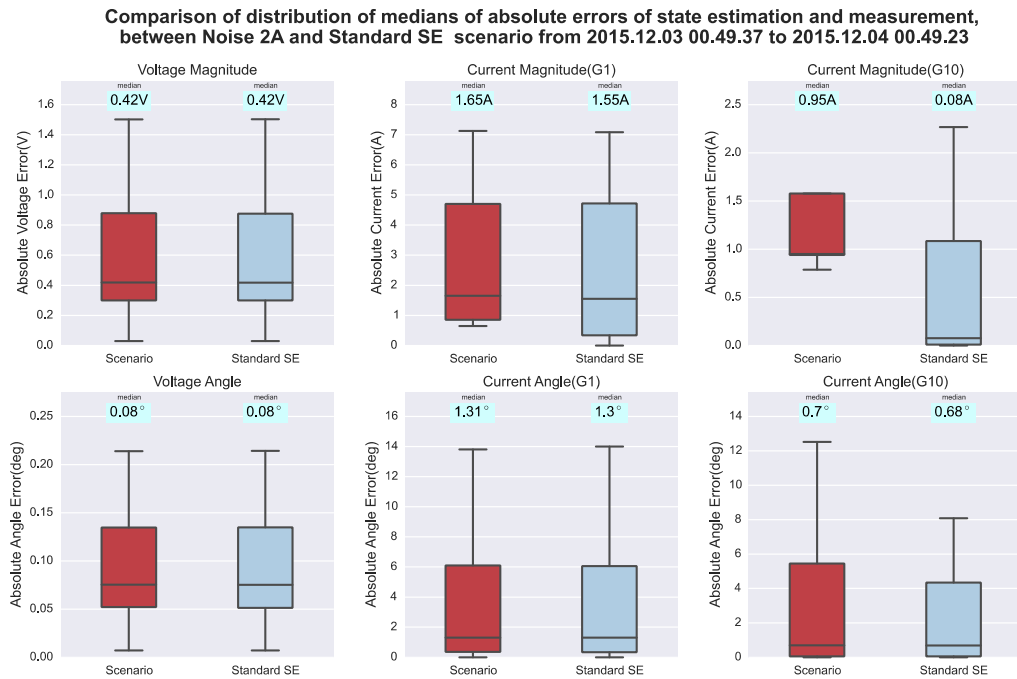


Figure 26: Comparison of distribution of medians over a 24h-time frame of absolute errors of state estimation and measurement for each measurement group between “2A of additional magnitude noise error (4c) SE scenario and the “online standard SE” for the whole of day of 03.12.2015

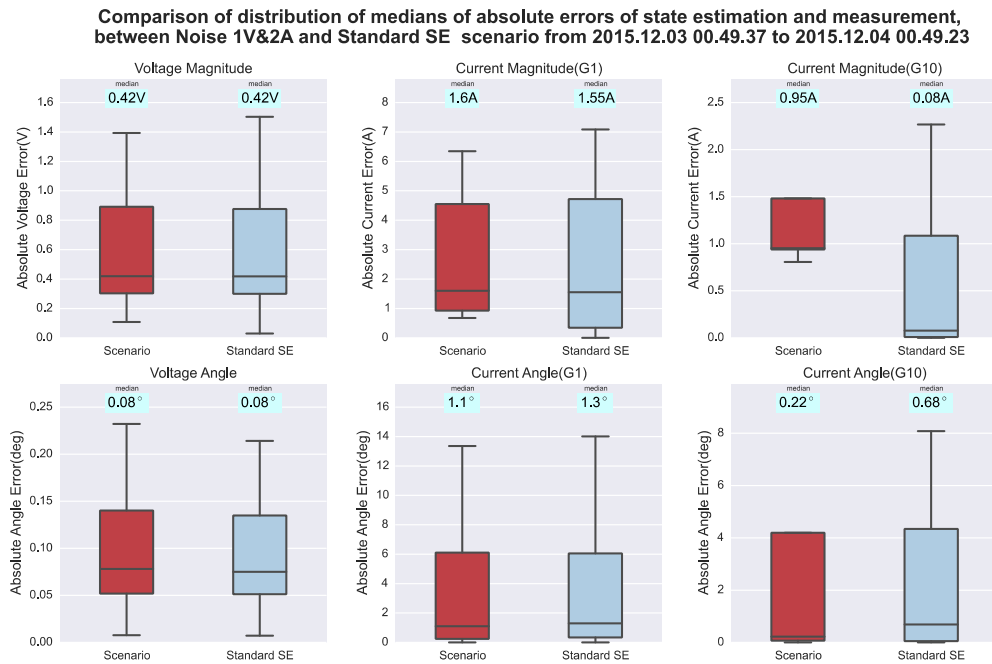


Figure 27: Comparison of distribution of medians over a 24h-time frame of absolute errors of state estimation and measurement for each measurement group between “2A&1V of additional magnitude noise error” (4d) SE scenario and the “online standard SE” for the whole of day of 03.12.2015

From Figure 24-Figure 27 we can observe that in general the state estimator output does not seem to be affected by the addition of noise. The only measurement group that is affected is the current measurement sensors of Rogowski G10 where, as the current uncertainty becomes bigger, the distribution of the median of absolute errors is getting worse. Generally, these tests show that the usage of sensors with less accuracy can be acceptable as the Kalman filter can correct them, given the knowledge of the additional noise.

### 11.5.7 Tuning factors of errors test

The next scenario that is presented is the one with the “R\_tuning factors of the R covariance matrix set to 1”. The corresponding COE and distribution of medians of absolute errors for this scenario are shown in

Figure 28-Figure 29.

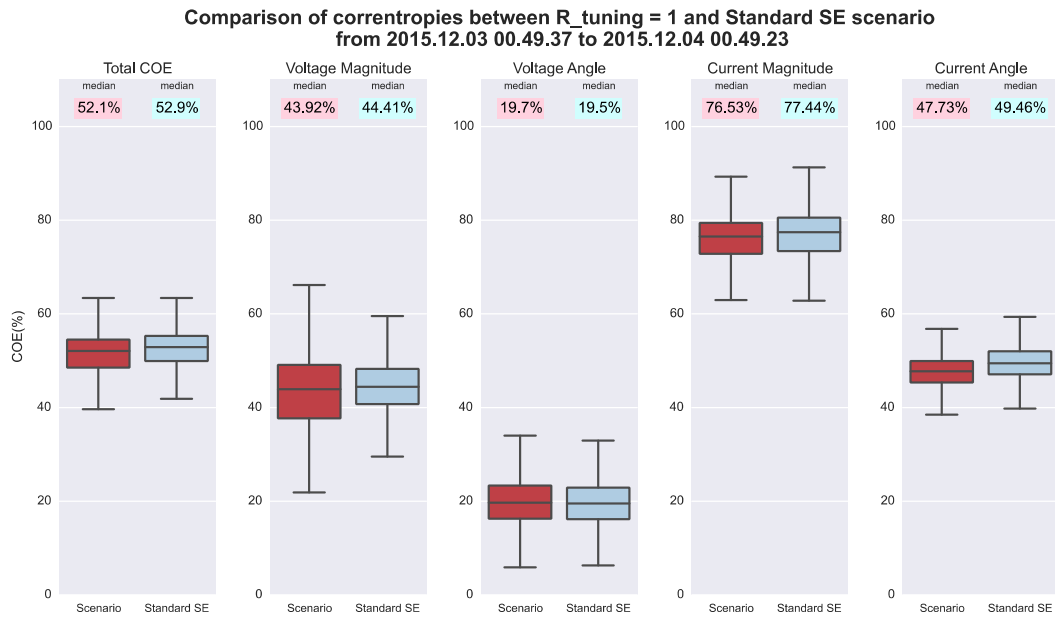


Figure 28: Comparison of COE indices between “R\_tuning=1” (5) SE scenario and “online standard SE” for the whole day of 03.12.2015

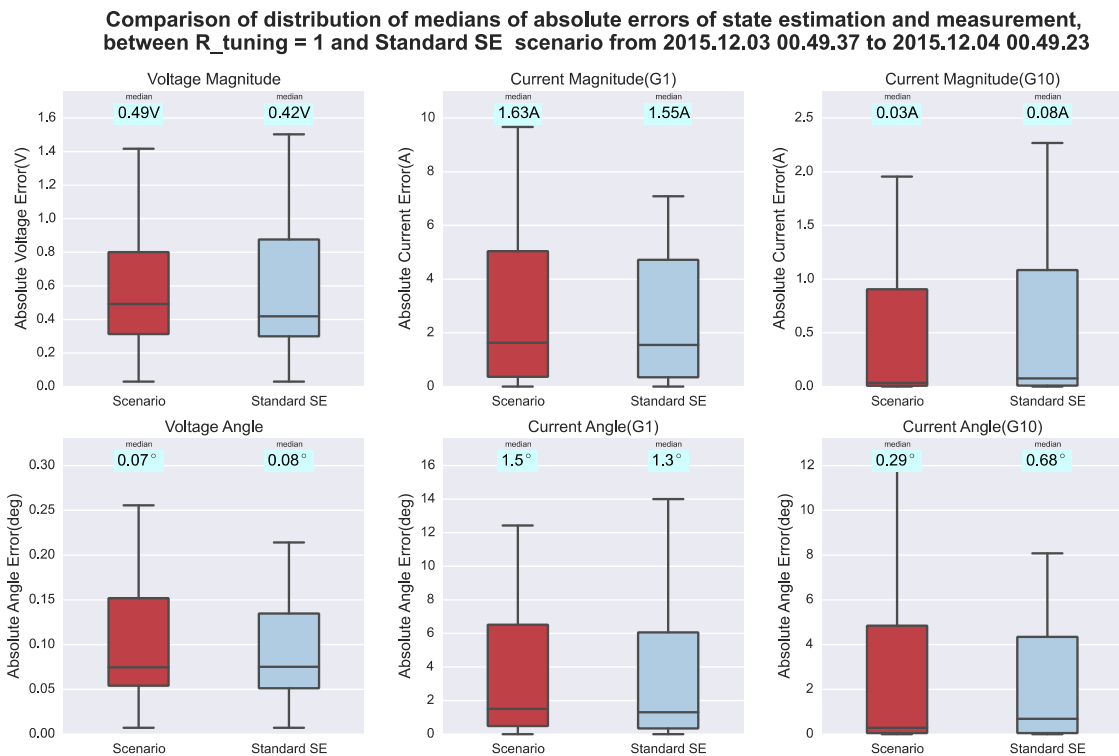


Figure 29: Comparison of distribution of medians over a 24h-time frame of absolute errors of state estimation and measurement for each measurement group between “R\_tuning=1 SE” (5) scenario and the “online standard SE” for the whole of day of 03.12.2015

As it can be observed by the Figure 28 - Figure 29 the performance of the state estimator is slightly reduced by 1-3% in terms of COE indices. So the predefined R\_tuning factors for currents that are set to 0.4 and 4 for G1 and G10 Rogowski sensors respectively provide better results. It should be understood that R\_tuning is a way

to mitigate the problem of current magnitude normalization. It is not possible to normalize currents in a way that they are weighted irrespective of their instantaneous magnitude. Current measurement errors depend on measured magnitude, so the error model changes constantly. If we want to give more emphasis to current measurements with respect to voltage measurements,  $R_{\text{tuning}}$  is a way to do that.

## 11.5.8 Observable scenario

The final scenario that is run is the default SE with the setting of running scope only in the observable parts of the grid. That implies that only the Kalman filter algorithm is used. The results are shown in Figure 30-Figure 31.

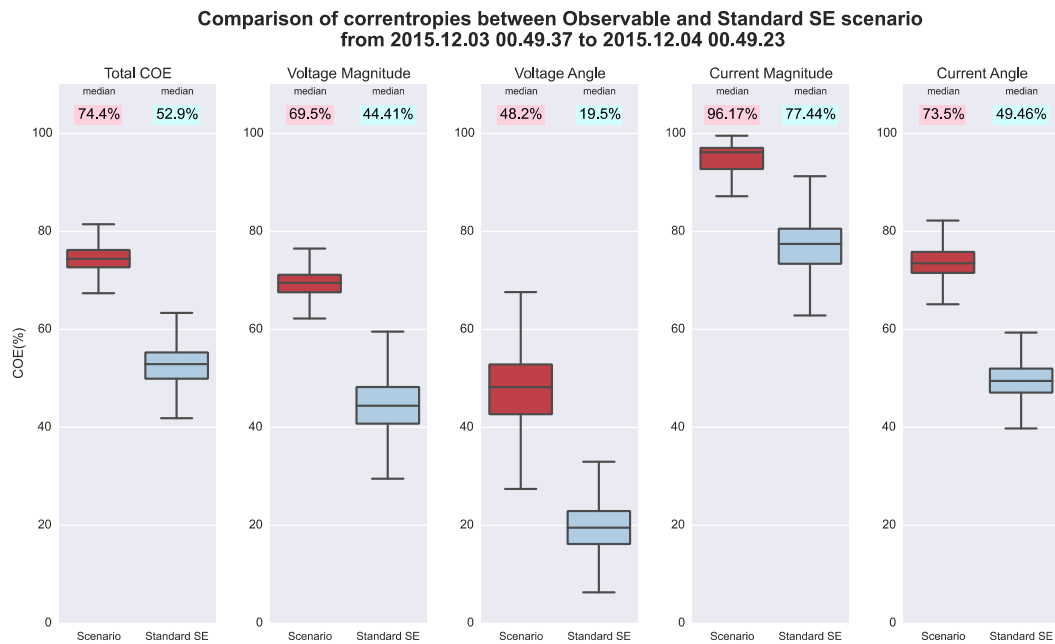


Figure 30: Comparison of COE indices between “observable SE” (6) scenario and online standard SE for the whole day of 03.12.2015

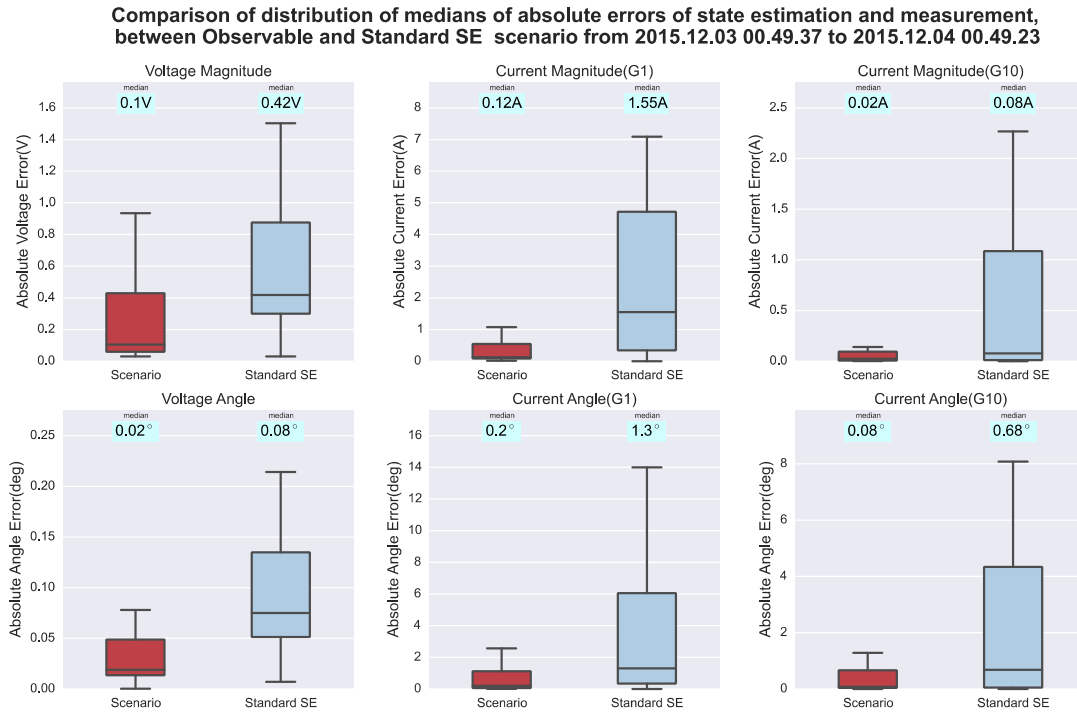


Figure 31: Comparison of distribution of medians over a 24h-time frame of absolute errors of state estimation and measurement for each measurement group between “observable SE” (6) scenario and the online standard SE for the whole of day of 03.12.2015

Figure 30-Figure 31 show that there is a significant improvement of the COE indices and the absolute error deviations. Actually the overall COE has reached a 74.4% and the distribution of the medians of the absolute errors appears to be closer to the uncertainties of the corresponding sensors in comparison to the default state estimator. This improvement in the state estimation can be explained by the fact that when the estimator is run only in the observable part of the grid, the state estimator is fully based on pure Kalman filtering (only step 1 of estimator is executed) which –if all uncertainties are documented correctly- should yield optimal results. However, in our pilot project this is not the case- and that’s why some of the distributions in Figure 31 are above the corresponding measurement uncertainties- because some grid model uncertainties are not taken into account and as a result Kalman filter does not work optimally. Also the difference between the full state estimator and the “observable estimator” scenario shows that the step that uses all the system equations and impedances to find the state of the full grid introduces a significant error in the process. So the conclusion from this scenario is that the existence of some uncertainties of the grid model should be taken into consideration in the design of the algorithm.