



Smart Solar Grid

Abschlussbericht

- Förderrichtlinie: Verwaltungsvorschrift des Wirtschaftsministeriums und des Wissenschaftsministeriums zur Förderung der wirtschaftsnahen Infrastruktur und Eigenkapitalbasis von Unternehmen, des Technologietransfers und der Clusterbildung (VwV EFRE –Förderung 2007-2013) i.d.F. vom 11. Oktober 2010
- Ausschreibung: Förderung des Technologietransfers zwischen Hochschulen für angewandte Wissenschaften und KMU, vom 16. April 2012, Aktenzeichen 32-7532.40/44

Das Projekt Smart Solar Grid wird mit Mitteln des Europäischen Fonds für regionale Entwicklung und des Landes Baden-Württemberg gefördert.

Hochschule Ulm

**Institut für Energie- und Antriebstechnik
Eberhard Finckh Str. 11
89075 Ulm**

Kontakt:

Prof. Gerd Heilscher
heilscher@hs-ulm.de
0179-5978024

Projektleiter:

Tobias Kaufmann, M. Sc.

Zuständige Verwaltungsmitarbeiterin:

Andrea Geywitz

MitarbeiterInnen:

Holger Ruf, M. Eng.
Christoph Kondzialka
Konstantin Ditz, M. Eng.
Daniel Funk, M. Eng.
Falko Ebe, M. Eng.
Sarah Fischer
Tobias Girbig

Inhaltsverzeichnis

1	Zusammenfassung	6
2	Ziele des Projektes	6
3	Ergebnisse	7
3.1	AP1: Smart Meter für Photovoltaik.....	7
3.1.1	AP 1.1: Einbindung Protokoll.....	8
3.1.2	AP 1.2: Labortests.....	16
3.1.3	AP 1.3: Feldtests.....	22
3.2	AP2: Informationen für Netzbetriebsführung	26
3.2.1	AP 2.1: Anforderungsprofil Netzleitstelle.....	26
3.2.2	AP 2.2: Erweiterung PV-Monitoring System.....	28
3.2.3	AP 2.3: Anbindung an experimentelle Netzleitwarte	31
3.3	AP3: Monitoring Marktumfeld.....	33
3.3.1	AP3.1: Smart Metering & Abrechnung.....	33
3.3.2	AP 3.2: Photovoltaik Monitoring & EEG.....	34
3.3.3	AP 3.3: Netzbetriebsführung und Regulierung.....	35
3.4	AP4: Kommunikationsdienstleister.....	36
3.4.1	Entwicklungen seitens der Regulierung.....	37
3.4.2	AP 4.1: Entwicklung Marktrolle	39
3.4.3	AP 4.2: Machbarkeitsanalyse	40
3.4.4	AP 4.3: Demonstration in einem Testumfeld.....	41
4	Verwertung der Ergebnisse und Ausblick.....	44
5	Investitionen.....	45
5.1	Gleichspannungsnetzteile	45
5.2	OpenGWA	45
5.3	Feldtest (Zähler, Conexas, SolarLogs).....	45
6	Veröffentlichungen	46
6.1	Jahr 2013.....	46
6.2	Jahr 2014.....	46
6.3	Jahr 2015.....	46

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Gantt Chart für das Projekt "Smart Solar Grid" inklusive Meilensteine und Abhängigkeiten.	2
Abbildung 2: Das Smart Meter Gateway steht im Zentrum der Architektur. Die WAN Seite ist unten abgebildet, der HAN- und LMN-Bereich im oberen Abschnitt. Auf der WAN-Seite sind die unterschiedlichen Marktakteure abgebildet. Am oberen rechten Bildrand ist die voraussichtliche Entwicklung für die Zukunft abgebildet. Demnach werden immer mehr Kommunikationsaufgaben in den Wechselrichter verlagert.	3
Abbildung 3: Anwendungsbeispiel der IEC 61850 [IEC61850-7-1]	5
Abbildung 4: Grundlagen des konzeptionellen Klassenmodells ACSI [IEC61850-7-2]	6
Abbildung 5: Kategorien der in SunSpec enthaltenen Informationsmodelle	7
Abbildung 6: Beispielkonfiguration für einen 3-phasigen Wechselrichter	7
Abbildung 7: UML-Diagramm des Treibers für das generische KACO Protocol	10
Abbildung 8: Kombination der unterschiedlichen Softwarekomponenten mit Zuordnung zur Hardware. Die Zahlen an den Pfeilen geben die nacheinander folgende Schritte an, die notwendig sind um eine Verbindung zwischen Client und Server herzustellen	12
Abbildung 9: Testfeld 1 zeigt den Aufbau für den Test von SunSpec und dem proprietären Kaco Protokoll. Der Wechselrichter befindet sich rechts in der Mitte vom Bild. Darunter ist die Umschaltungseinheit für den Betrieb an einer Ost-West-PV-Anlage oder zweier Netzteile für den sonnenstandsunabhängigen Betrieb. Im Bild links befindet sich ein Easy Meter Zähler mit aufgesteckter Conexa Kommunikationseinheit.	15
Abbildung 10: Testfeld 2 mit zwei StecaGrid 2300, einem SolarLog 1000 und einer SPS Steuerung für die Wirkleistungsregelung in 4 Schritten (0%, 30%, 60%, 100%) unter Verwendung des Kommunikationsprotokolls IEC 61870-5-104	17
Abbildung 11: Schematischer Aufbau der Kommunikations- und Steuerungseinrichtung am Kindergarten Beimerstetten	18
Abbildung 12: Installationen am Kindergarten Sonnenschein in Beimerstetten. Installiert wurden die beiden Boxen links und rechts vom Wechselrichter	19
Abbildung 13: Installation im Kindergarten Lettenwald. Links im Bild ist der SolarLog. Die Conexa und ein wireless M-Bus Aufsteckmodul sind auf den Zählern im Zählerschrank installiert. Der Raspberry Pi ist auf dem Zählerschrank angebracht	20
Abbildung 14: SolarLog 1200 installiert im Projekthaus Ulm	21
Abbildung 15: Schematischer Aufbau des Einspeisemanagements	24
Abbildung 16: Beispiel Quellcode	25
Abbildung 17: Netzwerkverkehr zwischen IEC 61850Server und SolarLog	25
Abbildung 18: Anzeige am SolarLog 1000 PM	26

Abbildung 19: Verbindungsaufbau und schematische Darstellung der beteiligten Komponenten für den Feldtest. Verschlüsselung erfolgt über einen ssh-tunnel	27
Abbildung 20: Bildschirmfoto des "Metering Data Service" (MDS) der Firma Hessware. Zu sehen ist der wechsellspannungsseitigen Leistungsverlauf des KACO Wechselrichter im Labor der Hochschule Ulm für den Freitag, 19.12.2014	29
Abbildung 21: WAN Kommunikation zentral. Eine verschlüsselte Verbindung hin zum Smart Meter Gateway Administrator ist für die Netzleitwarte stellvertretend für die anderen externen Marktteilnehmer, den Messstellenbetreiber (MSB) und das virtuelle Kraftwerk, dargestellt.	33
Abbildung 22: WAN Kommunikation dezentral	34
Abbildung 23: Der Smart Meter Gateway steht im Zentrum der Architektur. Die WAN Seite ist unten abgebildet, der HAN- und LMN-Bereich im oberen Abschnitt. Auf der WAN-Seite sind die unterschiedlichen Marktakteure abgebildet. Am oberen rechten Bildrand ist die voraussichtliche Entwicklung für die Zukunft abgebildet. Demnach werden immer mehr Kommunikationsaufgaben in den Wechselrichter verlagert.	36

1 Zusammenfassung

Während der Antragsphase des Projektes Smart Solar Grid waren die das Projekt betreffende technischen Anforderungen seitens der Regulierungsbehörden nicht absehbar. Zu Beginn des Jahres 2013 wurden die TR-03109 und das Schutzprofil „Smart Meter Gateway PP“ veröffentlicht und hatten einen großen Einfluss auf die weiteren Ergebnisse, die im Rahmen des Projektes erzielt wurden.

Die im Projektantrag aufgezeigten Ziele konnten alle, auf Basis der im Projektzeitraum verfügbaren neuen Komponenten und der Vorgaben des BSI (Smart Meter Gateway, Smart Meter Gateway Administrator) erfüllt werden.

Smart Solar Grid konnte aufzeigen, wie ein Einspeisemanagementsystem der Zukunft auszusehen hat, welche Herausforderungen zu meistern sind und wie das Monitoring von PV-Anlagen durch diese Entwicklungen beeinflusst werden kann.

Des Weiteren konnte durch die dabei gewonnene Expertise ein Beitrag für die aktuellen Normungsgremien des FNN geleistet werden, welcher durch Herrn Prof. Engel der TU Braunschweig im entsprechenden Gremium platziert wurde.

Die im Projekt beschriebene Rolle des Kommunikationsdienstleisters wurde durch die TR-03109, die Entwürfe der Messsystemverordnung und andere Verordnungen als Smart Meter Gateway Administrator reglementiert.

Schon frühzeitig wurde von der Bundesnetzagentur in einer Stellungnahme klargestellt das die zukünftige Smart Meter Infrastruktur von den Netzbetreibern grundsätzlich auch als eine geeignete Lösung für das Einspeisemanagement akzeptiert werden muss. Im Rahmen des Projekts wurde demonstriert, dass sich ein Einspeisemangement auch unter den aktuellen Anforderungen des BSI und in Kombination mit der Nutzung der Modellierung und der Kommunikation auf Basis der IEC61850 umsetzen läßt.

2 Ziele des Projektes

Die Ziele des Projektes Smart Solar Grid waren folgende:

- Einbindung zweier Wechselrichterprotokolle und deren Test in Labor- und Feldtests
- Untersuchung der zukünftigen Anforderungen an eine Netzleitwarte
- Erweiterung eines PV-Monitoringssystems für das Einspeisemanagement, sowie dessen Anbindung an eine experimentelle Netzleitwarte inklusive Feldtest
- Ständiges Monitoring der aktuellen Entwicklungen im Bereich Smart Metering, Photovoltaik Monitoring & EEG und der Netzbetriebsführung & Regulierung.
- Beschreibung der Rolle eines Kommunikationsdienstleisters im Smart Grid der Zukunft

In Abbildung 1 ist das Gantt Chart aus dem Antrag zu sehen. Hier sind die Ziele des Projektes den entsprechenden Arbeitspaketen zugeordnet, sowie deren zeitliche Abhängigkeit gezeigt.

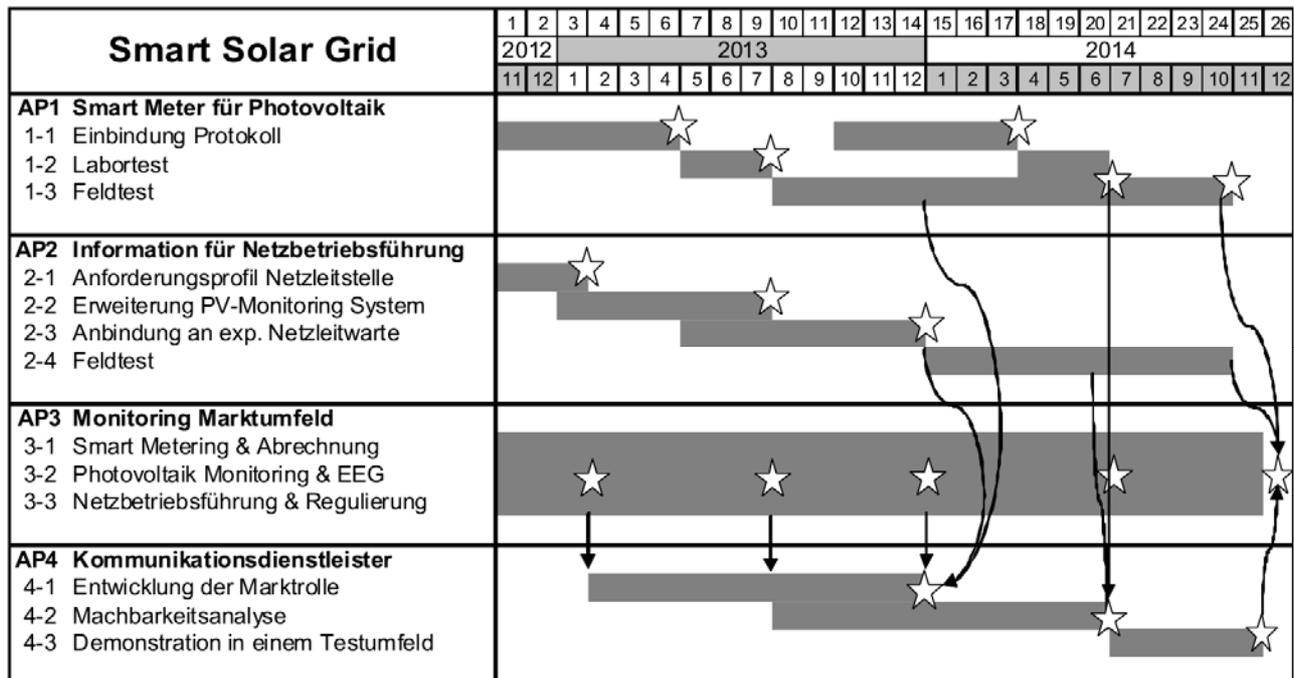


Abbildung 1: Gantt Chart für das Projekt "Smart Solar Grid" inklusive Meilensteine und Abhängigkeiten.

3 Ergebnisse

Die im Projekt Smart Solar Grid erzielten Ergebnisse werden im Folgenden den Arbeitspaketen zugeordnet. Da manche Ergebnisse zu mehreren Arbeitspaketen passen, sind entweder Verweise zu finden oder aber die Ergebnisse aus Sicht des jeweiligen Arbeitspaketes beschrieben.

3.1 AP1: Smart Meter für Photovoltaik

Das Arbeitspaket 1 besteht aus 3 wesentlichen Schritten:

1. Implementierung zweier Wechselrichterprotokolle
2. Labortest der implementierten Protokolle
3. Feldtest der implementierten Protokolle

Die beiden implementierten Wechselrichterprotokolle sind jedoch keine „Stand-alone“ Systeme und müssen von aussen angesprochen werden. Dafür mussten die bereits in der Energietechnik verwendeten Kommunikationsprotokolle hinsichtlich ihrer Einsatzfähigkeit für das Einspeisemanagement untersucht werden. Die Untersuchung erfordert natürlich auch die Überprüfung hinsichtlich des Einsatzes des Protokolles in der Smart Metering Infrastruktur, welche vom BSI in der TR-03109 beschrieben wird.

Dadurch wurde parallel zur Implementierung der Protokolle eine Architektur entwickelt, sowie die Kommunikationsprotokolle, welche in der Energiewirtschaft verwendet werden, hinsichtlich ihrer Einsatzfähigkeit in der Smart Metering Infrastruktur untersucht. Diese Ergebnisse werden in den Kapiteln **Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.**, **Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.** und **Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.** beschrieben. Die dafür vorgesehenen Architektur soll auch die Anbindung eines PV Monitoringsystems (SolarLog) aus Arbeitspaket 2 ermöglichen.

3.1.1 AP 1.1: Einbindung Protokoll

Wie im Projektantrag vorgesehen wurde das generische KACO Protokoll für die Wechselrichterkommunikation mit neueren KACO Wechselrichtern implementiert. Des Weiteren viel die Entscheidung auf die Implementierung des Protokolls SunSpec, welches das Potential hat, einen neuen Standard im Bereich der Kommunikation mit Wechselrichtern zu werden. Nach Rücksprache mit der Firma Hessware wurden die

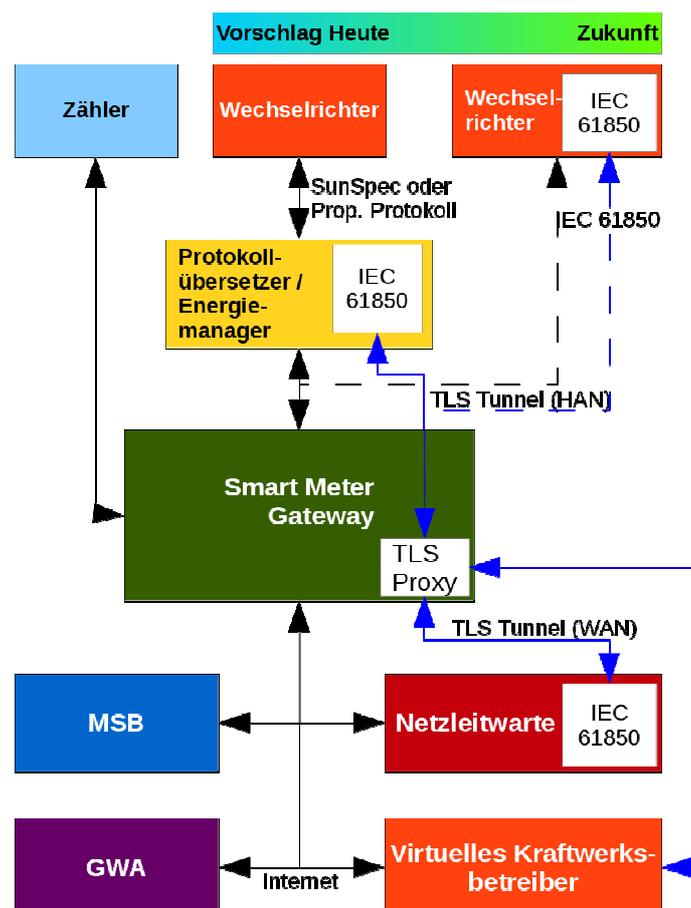


Abbildung 2: Das Smart Meter Gateway steht im Zentrum der Architektur. Die WAN Seite ist unten abgebildet, der HAN- und LMN-Bereich im oberen Abschnitt. Auf der WAN-Seite sind die unterschiedlichen Marktakteure abgebildet. Am oberen rechten Bildrand ist die voraussichtliche Entwicklung für die Zukunft abgebildet. Demnach werden immer mehr Kommunikationsaufgaben in den Wechselrichter verlagert

Treiber für die Kommunikation mit den Wechselrichtern auf Basis des QT Frameworks implementiert. Dies ermöglicht eine einfache Portierung auf eingebettete Systeme. Die Firma Hessware ist für die Entwicklung der Software auf der Conexa zuständig.

Entgegen des ursprünglichen Ziels der Integration aller Funktionen in einem Gerät wurden die Vorgaben des BSI (TR-03109) herangezogen. Diese fordert ein extra Gerät für das Einspeisemanagement. Diese extra Geräte wurden in Form eines Kleincomputers auf Basis eines Raspberry Pi realisiert. Der Vorteil eines Raspberry Pi ist das auf der Linuxdistribution Debian basierende Betriebssystem, welches auch in ähnlicher Form in eingebettete Systeme zum Einsatz kommt, was wiederum die einfache Portierbarkeit der Software auf andere linuxbasierte Zielplattformen erlaubt.

Weitere Details zur Implementierung der beiden Wechselrichterprotokolle befinden sich in den folgenden zwei Unterkapiteln.

Auf Basis der Vorgaben des BSI wurde eine Architektur entworfen, welche als Rahmenwerk für die weitere Entwicklung der Treiber und der Kommunikationsverbindung dient. Diese Architektur wurde mit den Projektpartnern intensiv diskutiert und auf mehreren Konferenzen und Tagungen vorgestellt. In Abbildung 2 ist die Architektur gezeigt.

Die Architektur unterscheidet ebenfalls zwischen den drei Netzwerken, lokales Messnetzwerk (LMN), Hausnetzwerk (HAN) und Weitbereichsnetzwerk (WAN), wie von der TR-03109 vorgegeben. Als zusätzliches Element kommt der Protokollübersetzer oder Energiemanager ins Spiel. Der Protokollübersetzer kann als vereinfachte Form eines Energiemanagers angesehen werden. Die Idee hinter einem Protokollübersetzer ist die Wandlung bzw. Übersetzung von einem Kommunikationsprotokoll in ein anderes. Angesichts der 150 unterschiedlichen Kommunikationsprotokolle, welche im Bereich des Wechselrichter vorherrschen, ist es unbedingt notwendig auf einen gemeinsamen Standard zu kommen, welche auch von den Netzleitwarten der Verteilnetzbetreiber gesprochen werden kann.

Nach eingehender Recherche bezüglich der Kommunikationsprotokolle von Verteilnetzbetreibern und Marktteilnehmer im Energiebereich wurden folgende Protokolle gefunden, welche aktuell im Betrieb eingesetzt werden:

- IEC 61850
- IEC 60870 - 5 – 101/104
- IEC 60970 / IEC 61968

Die Normenreihe IEC 60870 und IEC 61850 haben das gleiche Ziel und zwar die Kommunikation mit steuerbaren Geräten und Anlagen. Der Unterschied zwischen den beiden Normen besteht darin, dass in der IEC 61850 außer der Spezifikation der Kommunikation auch noch mehrere Normenteile enthalten sind, welche sich mit der Beschreibung von Geräten und Anlagen in der Energietechnik beschäftigen. Es ist auch eine eigene auf XML-basierende Beschreibungssprache definiert, mit welcher z.B. die unterschiedlichen Geräte wie Umspannwerk, Wechselrichter, Windkraftanlagen oder andere Betriebsmittel in der Energietechnik beschrieben werden können.

Somit bietet IEC 61850 nicht nur die Möglichkeit mit Betriebsmittel aller Art zu kommunizieren, sondern auch die Möglichkeit diese Betriebsmittel bei der Planung zu

beschreiben. Die Beschreibung kann auch in den Geräten gespeichert werden, so dass anders als bei der IEC 60870 die Daten der zu steuernden Anlage vor der Kommunikation noch nicht bekannt sein müssen. Damit ist zukünftig auch eine Plug and Play Lösung denkbar.

Die Normenreihen IEC 60970 / IEC 61968 beschäftigen sich ausschließlich mit der Beschreibung von Betriebsmitteln und Systemen in der Energietechnik. Es werden aktuell Ansätze entwickelt diese Beschreibungen auf standardisierte Kommunikationsprotokolle abzubilden, so dass es in der Zukunft auch zum Einsatz von IEC 60970 / IEC 61968 für die Kommunikation mit dezentralen Energieerzeugungsanlagen kommen kann.

Nach der Evaluation der vorgestellten Normenreihen und den darin beinhalteten Spezifikationen zur Kommunikation haben wir uns für den Einsatz IEC 61850 im weiteren Projekt entschieden, da es sich durch die Möglichkeit der Selbstbeschreibung der Komponenten im Gegensatz zu der Normenreihe IEC 60870 für die Kommunikation in Smart Grids der Zukunft eignet.

Im folgenden Kapitel folgt eine kurze Einführung zur Normenreihe IEC 61850.

IEC 61850

Für die Kommunikation mit einer steuerbaren Energiequelle ist ein für beide Kommunikationspartner bekanntes Protokoll notwendig. Die Normreihe IEC 61850 [IEC61850] enthält ein Protokoll mit dem Fokus auf der Kommunikation zwischen intelligenten elektronischen Geräten (IED, Intelligent Electronic Devices) von unterschiedlichen Herstellern im Bereich der Energiesystemen. Dafür besteht die Norm aus zwei Teilen, der Beschreibung von elektronischen Komponenten in der Energietechnik und der Kommunikation zwischen diesen Komponenten.

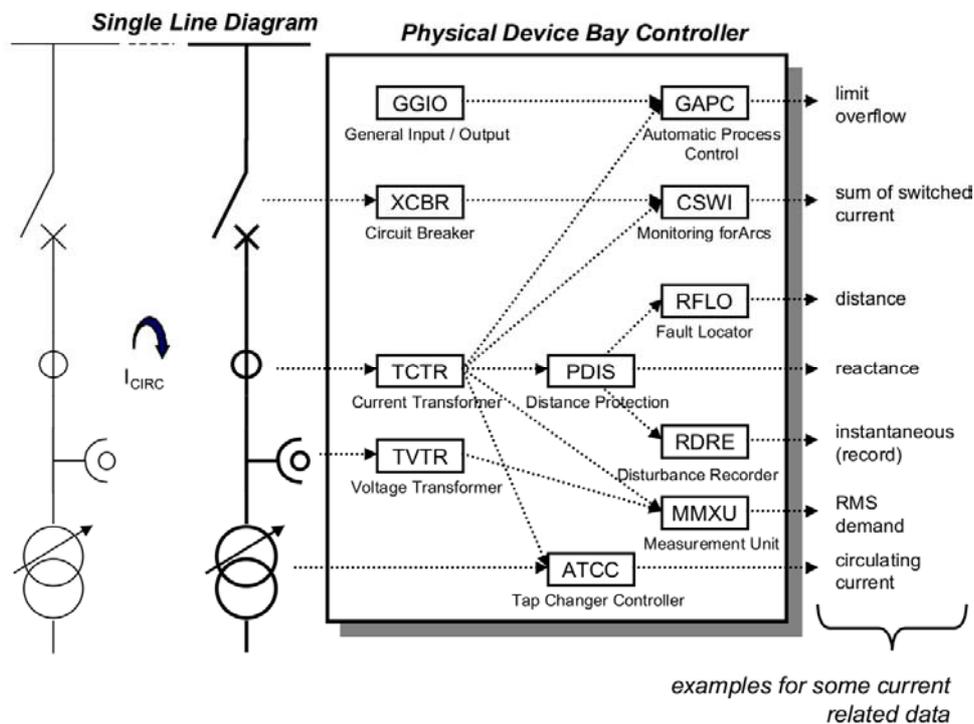


Abbildung 3: Anwendungsbeispiel der IEC 61850 [IEC61850-7-1]

Zur Beschreibung der Komponenten ist ein objektorientierter Ansatz gewählt worden. Für diesen Zweck wurde die Sprache SCL (System Configuration Description Language) entwickelt. Abbildung 4 zeigt den hierarchischen Aufbau der durch SCL beschriebenen Modelle. So besteht jedes Gerät (IED) aus einem Server, welcher mehrere logische Geräte (Logical Devices) beinhalten kann. Diese wiederum beinhalten mehrere logische Knoten (Logical Node), welche schlussendlich die Daten enthalten.

Dieser streng objektorientierter Ansatz ermöglicht es Funktionen von Geräten auf einer abstrakten Ebene einzeln zu beschreiben, so dass komplexere Anordnungen aus mehreren kleineren logischen Knoten oder logischen Geräte zusammengesetzt werden können. So beinhaltet zum Beispiel ein Wechselrichter einen Knoten für die Messung der Gleichstromseite, einen für die Wechselstromseite und einen Knoten für die Beschreibung der wechselrichtenden Funktion. Selbstverständlich sind noch weitere Knoten und Geräte je nach Ausstattung möglich. In Abbildung 3 ist eine Möglichkeit für die Anwendung der IEC 61850 auf ein konkretes Beispiel dargestellt. Die Namen in Großbuchstaben beschreiben logische Knoten, welche in den unterschiedlichen Normen der Normreihe IEC 61850 definiert sind.

In den letzten Jahren wurde diese Norm weiterentwickelt, so dass nun auch dezentrale Energiequellen (DER, distributed energy resources) unterstützt werden. Die dafür relevanten logische Knoten und Geräte wurden in der 61850-7-420 definiert. Die Abkürzung DER in der Norm IEC 61850 und die Abkürzung CLS in der technischen Richtlinie des BSIs bezeichnen die gleichen Systeme.

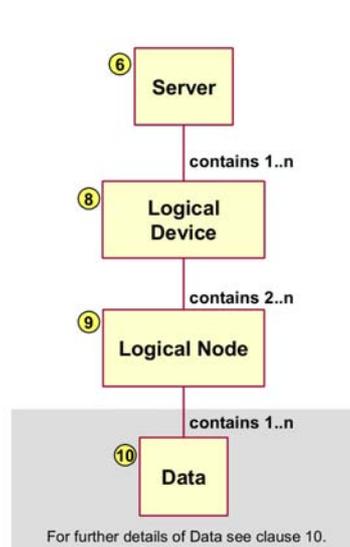


Abbildung 4: Grundlagen des konzeptionellen Klassenmodells ACSI [IEC61850-7-2]

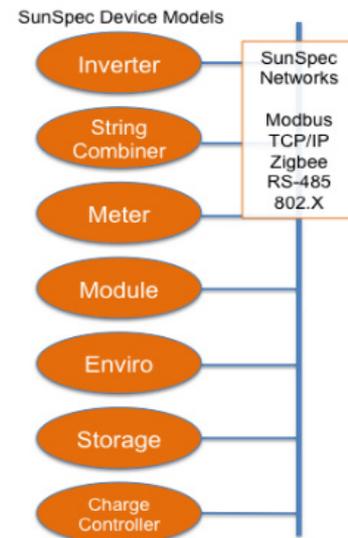


Abbildung 5: Kategorien der in SunSpec enthaltenen Informationsmodelle

Aktuelle Entwicklungen im Bereich der dezentralen Energiequellen zeigen, dass es einen Unterschied bei der Steuerung und Regelung von DERs im Vergleich zu zentralen Kraftwerken gibt. So sind für die Steuerung von dezentralen Energiequellen neue Konzepte erforderlich, welche eine autonome und koordinierte Steuerung zur gleichen Zeit ermöglichen. Diese Anforderungen wurden im technischen Report IEC 61850-90-7 aufgegriffen und umgesetzt. Es wird erwartet, dass dieser technische Report in naher Zukunft in die IEC 61850-7-420 übernommen wird.

Folgende Wechselrichterfunktionen wurden im IEC 61850-90-7 aufgegriffen:

- unverzügliche Kontrollfunktionen (z.B. trennen / verbinden, Wirkleistungsregelung, Änderung des Power Faktors)
- Q(U) Kontrollmethoden
- P(f) Kontrollmethoden
- dynamische Blindleistungsunterstützung
- P(U) Kontrollmethoden
- Q(P)
- und weitere

3.1.1.a SunSpec Alliance Interoperability Specification

Die „SunSpec Alliance Interoperability Specification“, im folgenden Text mit SunSpec abgekürzt, ist eine standardisierte Alternative zu proprietären Kommunikationsprotokollen. SunSpec ist durch das US-Energieministerium finanziert und bei der Einführung neuer

Wechselrichter für PV-Anlagen in den USA inzwischen Pflicht. Die SunSpec Alliance hat sich zum Ziel gesetzt, durch die Entwicklung von Standards in der Kommunikationstechnik die Kosten für Realisierung, Aufbau, sowie Betrieb und Wartung von verteilten Energieerzeugern zu reduzieren. Der Standard orientiert sich dabei an der Normenreihe IEC 61850, allerdings optimiert hinsichtlich mehr Einfachheit mit der Absicht schneller in den CLS verfügbar zu sein. Dabei hilft, das SunSpec auf dem etablierten Modbus Protokoll aufsetzt, welches viele Hersteller schon in ihren Geräten zum Einsatz bringen.

Das Sunspec-Protokoll definiert für die Kommunikation mit einem CLS verschiedene Informationsmodelle und darin das Abbilden der Daten in den Modbus-Registern. Ein CLS wird durch eine Sammlung von einem oder mehreren dieser Informationsmodelle abgebildet. In Abbildung 5 sind die Kategorien der derzeit im Standard enthaltenden

Name	ID
Common Model	1
Inverter 3-Phase Model	103
Immediate Controls Model	123
▪	
▪	
End Model	184

Abbildung 6: Beispielkonfiguration für einen 3-phasigen Wechselrichter

Informationsmodelle (SunSpec Device Models) aufgelistet. Neben vordefinierten Informationsmodellen mit gängigen CLS-Funktionalitäten wie Wechselrichter oder Temperaturmessung gibt es für Hersteller, welche sich an der SunSpec Alliance beteiligen die Möglichkeit, eigene Informationsmodelle, sogenannte Vendor Specific Models, mit in den Standard aufnehmen zu lassen.

Jedes der Informationsmodelle besitzt einen Header mit der eindeutigen ID sowie der Gesamtlänge der Daten die das Informationsmodell abbildet. Diese Gesamtlänge ist immer im Speicher reserviert, selbst wenn einige der Daten als „nicht implementiert“

gekennzeichnet sind.

Da ein CLS durch eine beliebige Anzahl an Informationsmodellen beschrieben wird, ist es so möglich beim Auslesen der Daten von Modell zu Modell zu gehen, ohne dass die Gegenstelle im Vorfeld die genaue Anzahl sowie Reihenfolge der zur Verfügung stehenden Informationsmodelle wissen muss.

Damit eine Datenabfrage zuverlässig funktioniert sind in der Spezifikation mehrere Anforderungen festgelegt. Es gibt zwei Informationsmodelle die implementiert werden müssen, das „Common Model“ sowie das „End Model“. Innerhalb des „Common Model“ stehen mindestens die Informationen zu Hersteller, Typenbezeichnung und Seriennummer. Optional können noch Angaben zu im Gerät verbauten Optionen oder aufgespielten SW-Versionen gemacht werden. Das „End Model“ legt das Ende des SunSpec-Datenbereichs fest. In Abbildung 6 wird eine Beispielkonfiguration an Informationsmodellen für einen 3-phasigen Wechselrichter dargestellt.

Im CLS liegen die Daten als Abfolge von Modbus Registern vor. Bei Implementierung des Informationsmodells 103 „3-phasiger Wechselrichter“ sind die in Tabelle 1 aufgeführten Register verpflichtend.

SunsSpec ID	Description
A	AC Current [Amps], Sum of active phases
AphA	Phase A Current, Connected Phase
AphB	Phase B Current, Connected Phase
AphC	Phase C Current, Connected Phase
PhVphA	Phase Voltage AN
PhVphB	Phase Voltage BN
PhVphC	Phase Voltage CN
W	AC Power [Watts]
Hz	Line Frequency [Hz]
WH	AC Energy [WattHours]
TmpCab	Cabinet Temperature [°C]
St	Operating State, Enumerated value of operating state
Evt1	Event1, Bitmask value of event fields

Tabelle 1: Auflistung der verpflichtend zu implementierenden Register im Informationsmodell 103 "Inverter 3-Phase" (lesend)

Für die Wirkleistungsbegrenzung muss ein Wechselrichter das Informationsmodell 123 „Immediate Inverter Controls“ implementiert haben. Dabei sind die Register aus Tabelle 2 verpflichtend.

SunsSpec ID	Description
Conn	Enumerated value of connection control
WMaxLimPct	Set power output to specified level
WMaxLim_Ena	Enumerated value of throttle enable/disable control
OutPFSet	Set power factor to specific value - cosine of angle.
OutPFSet_Ena	Enumerated value of fixed power factor enable/disable control
VArPct_Ena	Enumerated value of percent limit VAr enable/disable control

Tabelle 2: Auflistung der verpflichtend zu implementierenden Daten im Informationsmodell 123 "Immediate Inverter Controls" (schreibend)

Implementiert wurde das SunSpec-Protokoll als C++-SW-Komponente mittels Qt4, libmodbus sowie XML.

Dazu ist mittels des Moduls QtXml aus der Qt4-Bibliothek ein XML DOM Parser implementiert, der die durch SunSpec vorgegebenen Information Models einliest und in eine interne Datenstruktur überführt. Die interne Datenstruktur wird erst zur Laufzeit beim erstmaligen Einlesen der Daten aus einem SunSpec-fähigen CLS angelegt. Dabei wird für

jedes enthaltene Information Model die entsprechende Spezifikationsdatei eingeladen und mittels XML Parser die interne Datenstruktur angelegt. So kann durch ein einfaches Aktualisieren der SunSpec XML-Definitionsdateien immer die aktuelle bzw. gewünschte Version des SunSpec-Standards verwendet werden. Insbesondere die Anzahl und Verfügbarkeit von „Vendor Specific Models“ (herstellerspezifische Informationsmodelle) wird sich mit der Zeit Stück für Stück erhöhen.

Die Schnittstelle der SW-Komponente SunSpec ist dabei die Klasse SunspecDevice mit zentralen Funktionen wie der Initialisierung des Datenmodells und Kommunikation mit dem CLS sowie dem Auslesen der Daten vom CLS.

Die übertragenen Daten sind dabei in der Größenordnung von unter einem Kilobyte pro CLS. Die Daten für jedes Information Model bestehen aus dem Header mit ID und Länge (4 Byte) und den Nutzdaten (festgestellt je Information Model). Insgesamt summieren sich die zyklisch abgerufenen Daten beispielsweise für das in Abbildung 6 gezeigtem CLS auf 4 Bytes für die SunSpecID, 136 Bytes für das „Common Model“, 104 Bytes für das „Inverter 3-Phase Model“, 52 Bytes für das „Immediate Controls Model“ sowie weitere 4 Bytes für das „End Model“ (welches nur aus dem Header besteht). Das ergibt für eine Abfrage eine Datenmenge von 300 Bytes.

3.1.1.b Generisches Kaco Protokoll

Das generische Protokoll der Firma Kaco new Energy bietet Möglichkeiten zum Lesen und Schreiben von Daten und Informationen von einem Teil der Wechselrichter von Kaco New Energy.

Folgende schreibende Befehle werden unterstützt:

- Wirkleistungsreduktion
- fixe Blindleistungsvorgabe
- fixer Cosinus Phi
- Blindleistungsregelung in Abhängigkeit der Spannung ($Q(U)$)
- Cosinus Phi in Abhängigkeit zur Leistung ($\cos\phi(P)$)

Folgende Informationen können aus dem Wechselrichter ausgelesen werden:

- Gleichspannung (für jeden Maximum Power Point Tracker einzeln)
- Gleichstrom (für jeden Maximum Power Point Tracker einzeln)
- Wechselspannung (für jede Phase einzeln)
- Wechselstrom (für jede Phase einzeln)
- Wechselspannungsleistung gesamt
- Gleichspannungsleistung gesamt
- eingestellter $\cos\phi$
- Schaltungsboardtemperatur
- Tägliche Einspeiseleistung

Alles diese Informationen können mit dem entwickelten Treiber gesteuert werden.

Der Treiber baut auf das QT4 Framework und auf die Smart Metering Plattform Framework der Firma Hessware auf und ist somit portierbar auf alle Linux Plattformen. Aktuell werden x86, x64 und ARM als Hardwareplattform unterstützt.

Der Treiber kann auf Grund von Geheimhaltungsvereinbarungen, die mit Kaco geschlossen werden mussten, nicht unter einer offenen Lizenz veröffentlicht werden. Lediglich der Lesende Teil ist von diesen Beschränkungen ausgenommen.

Details zum Treiber

Der Treiber ist objektorientiert entwickelt und ist über eine API steuerbar. Abbildung 7 zeigt den Aufbau des Treibers in einem UML Diagramm.

Der Treiber ist so aufgebaut, dass auch andere Wechselrichterprotokolle umgesetzt werden können. Diese zeigt sich dadurch, dass die Mutterklasse des Treibers die Klasse Inverter ist. Daraus leitet sich die Klasse KACO ab, welche selbst als Unterklasse die Klasse für das generische Kaco Protokoll hat.

Die benötigten Daten für die Klasse GenericKacoProtocol sind in einer extra dafür entwickelten Containerklasse mit dem Name KacoDataStruct ausgelagert, welche die unterschiedlichen getter & setter Funktionen beinhaltet, um auf die einzelnen Variablen zuzugreifen.

Da angenommen wird, dass jeder Kaco Wechselrichter über eine serielle Schnittstelle verfügt besitzt die Klassen Kaco über ein Attribut, welches die serielle Schnittstelle beinhaltet.

Die Daten werden per Zeitschaltuhr automatisiert jede Sekunde erneuert. Eine noch geringere Auflösung ist nicht sinnvoll, da der Kaco Wechselrichter intern die Daten jede Sekunde erneuert.

Des Weiteren werden Werte zur Leistungsreduzierung jede Minute geschrieben, da nach 5 Minuten ohne wiederholtem Senden des Befehls zur maximalen Leistung zurückgekehrt wird.

3.1.2 AP 1.2: Labortests

Die Labortests wurden im Labor für dezentrale Energiesysteme an der Hochschule Ulm durchgeführt. Folgendes Equipment wurde dafür genutzt

- 1x Kaco Powador 10 TL3
- 2x Steca StecaGrid 2300
- 1x Raspberry Pi
- 1x SolarLog 1000

Eingesetzte Software:

- Socat
- stunnel
- libiec61850
- selbst entwickelte Treiber (SunSpec, generisches Kaco Protokoll)

3.1.2.a Software und Hardware für den Labortest

In diesem Abschnitt wird der Hardware- und Softwareaufbau für die Labortests im Detail beschrieben. Für den Test der Treiber wurden zwei unterschiedliche Teststationen aufgebaut. An einer Teststation wird die Kommunikation über das generische Kaco Protokoll und SunSpec getestet. Am anderen Testaufbau wird das Einspeisemanagement mit dem SolarLog 1000 getestet. Der Aufbau für den Test mit dem SolarLog 1000 wird bereits hier vorgestellt und später in Kapitel **Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden. Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.** referenziert.

Softwarearchitektur

Die Software wird in zwei Teilen erklärt. Im ersten Teil wird das Verfahren für den Kommunikationsaufbau mit einem externen Marktteilnehmer, in diesem Fall einer Netzleitwarte, und dem Einspeisemanagementsystem aufgezeigt.

Im zweiten Teil wird das Zusammenspiel der entwickelten Treiber mit der Kommunikationsnorm IEC 61850 beschrieben.

Kommunikationsaufbau im Kontext der deutschen Smart Metering Infrastruktur (BSI TR-03109)

Für die erfolgreiche Etablierung eines Kommunikationskanals zwischen einem externen Marktteilnehmer, wie zum Beispiel einer Netzleitwarte, und einem Einspeisemanagementsystems unter Verwendung des Kommunikationsprotokolls IEC 61850 birgt die eine oder andere Schwierigkeit.

Das Kommunikationsprotokoll IEC 61850 baut auf einer Server Client Kommunikation auf Basis des „Transport Control Protocol“ (TCP) auf. Hierbei ist das Gerät, das Funktionen zum Steuern anbietet der Server und der Client verbindet sich zu diesen Systemen, um die entsprechende Befehle absetzen zu können.

Nach der TR-03109 ist es jedoch nicht gestattet Verbindungen über den Smart Meter Gateway von außen zuzulassen; es dürfen nur Verbindungen aus dem HAN aufgebaut werden. Dies hat zur Folge, dass der Server eine Verbindung zum Client aufbauen muss, über die er dann seine Steuerbefehle erhält.

Abbildung 8 stellt eine Möglichkeit vor, die es erlaubt eine Verbindung von einem Server zu einem Client aufzubauen.

Dabei nimmt das Programm Socat eine zentrale Stelle ein. Socat ist ein sogenanntes bidirektionales Kommunikationsrelay, welches Quellen und Senken unterschiedlichster Natur miteinander verknüpft. So kann socat zum Beispiel eine serielle UART Schnittstelle über einen TCP-Server im Netzwerk zur Verfügung stellen.

Um die Schnittstelle des IEC 61850 Servers im Protokollübersetzer mit der Netzleitwarte zu verbinden wurden zwei socat-Instanzen gestartet. Die eine als „doppelten Client“ (rote Box) und die andere als „doppelten Server“ (grüne Box). Für den Verbindungsaufbau verbindet sich der „doppelte Client“ über den SOCKSv5 Server im Smart Meter Gateway mit dem „doppelten Server“ in der Netzleitwarte. Damit wird die Kommunikationsschnittstelle des IEC 61850 Server in die Netzleitwarte gemappt und es kann auf der anderen Schnittstelle des „doppel Server“ auf den IEC 61850 Server im Protokollübersetzer zugegriffen werden.

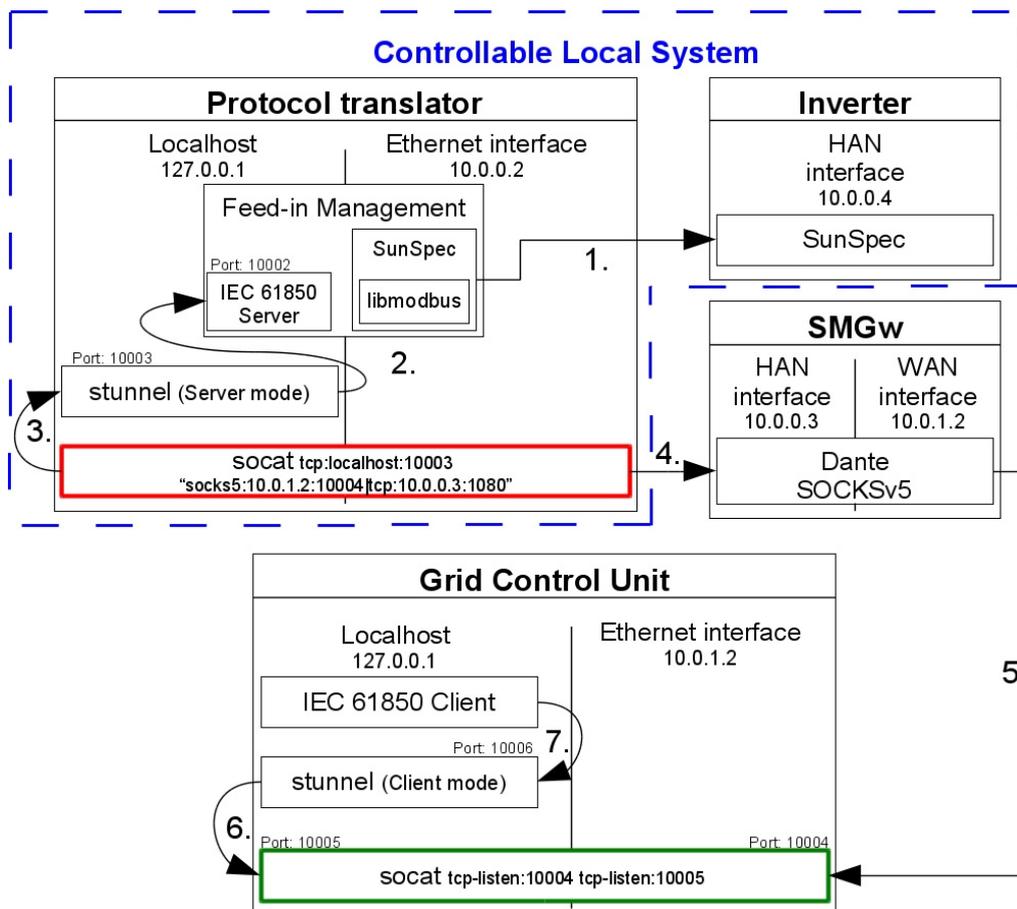


Abbildung 7: Kombination der unterschiedlichen Softwarekomponenten mit Zuordnung zur Hardware. Die Zahlen an den Pfeilen geben die nacheinander folgende Schritte an, die notwendig sind um eine Verbindung zwischen Client und Server herzustellen

Für die Ende-zu-Ende Verschlüsselung des Kommunikationskanals wird stunnel eingesetzt. Stunnel ist ein Kryptographie-Wrapper, welcher jegliche TCP-Kommunikation verschlüsseln kann. Hierbei werden wieder zwei Instanzen benötigt; eine im Protokollübersetzer und eine in der Netzleitwarte. Stunnel kümmert sich auch selbständig, um die Authentifizierung der Gegenstelle auf Basis von kryptografischen Zertifikaten.

Zusammenspiel der entwickelten Treiber

Die im Rahmen von Arbeitspaket eins und Arbeitspaket zwei entwickelten Treiber müssen mit dem IEC 61850 Server zusammenspielen. So müssen Steuerbefehle, die vom IEC 61850 Server empfangen werden, an die entsprechende API des Treibers weitergeleitet werden, so dass zum Beispiel eine Wirkleistungsreduzierung im Wechselrichter auch ausgeführt wird.

In Text 1 ist die Ausgabe der entwickelten Software für den Fall eines Aufrufes mit ungültigen oder fehlenden Parameter zu sehen. Hierbei wird deutlich, dass das entwickelte Einspeisemanagement beim Start mit den entsprechenden Optionen aufgerufen werden muss. So muss beim Start des Programms entschieden werden, über welches Protokoll die über IEC 61850 empfangenen Befehle weitergeleitet werden sollen. Des Weiteren muss der TCP-Port des IEC 61850 Server angegeben werden.

In Abhängigkeit des gewählten Protokolls (generisches Kaco Protokoll, SunSpec, SolarLog Power Management) müssen die IP-Adresse oder die serielle Schnittstelle und Baudrate angegeben werden.

Here are the options for the program `iec61850server`.

`-p` defines the port on which the `iec61850` server is accessible

`"solarLog"`, `"sunSpec"`, `"kaco"` defines the protocol to use for communicating with IEDs

`-ip xxx.xxx.xxx.xxx:port` defines the ip and the port of the IED to communicate with

`-s /dev/yourSerialDevice` defines the serial device to use for communicating with the IED

`-b baudrate` defines the baudrate for the serial device

Only one protocol can be selected at a time!

Each protocol can access only one interface (serial or ethernet)! `"kaco"` protocol only supports serial communication.

Examples:

`-p 10002 solarLog -ip 141.59.x.x:502`

`-p 10002 kaco -s /dev/pts/x -b 9600`

`-p 10002 sunSpec -ip 141.59.x.x:502`

Text 1: Startmeldung der Einspeisemanagementssoftware beim Aufruf mit ungültigen oder fehlenden Parameter

In Abhängigkeit des ausgewählten Programms werden die über IEC 61850 empfangenen Befehle an den entsprechenden Treiber weitergeleitet. Dieser Treiber kodiert dann die Nachricht in ein für den Empfänger verständliches Format und übermittelt diese über Modbus/TCP oder eine serielle RS485 Schnittstelle.

Die SCL-Datei, in welcher die Beschreibung des IEC 61850 Servers steht, ist eine statische Datei, die die für die entwickelten Treiber erforderlichen logische Geräte und Knoten zur Verfügung stellt. Diese Datei kann im laufenden Betrieb nicht geändert werden, jedoch können Anpassungen vorgenommen werden, welche jedoch eine erneute Übersetzung des Programmcodes erfordern. Leider bietet der eingesetzte Open Source IEC 61850 Stack keine anderen Möglichkeiten.

3.1.2.b Laboraufbau

Für die Labortests wurden zwei unterschiedliche Prüfstände aufgebaut, um die entwickelten Treiber zu testen und die entwickelte Gesamtarchitektur einer Machbarkeitsstudie zu unterziehen.

SunSpec, proprietäres Kaco Protokoll, IEC 61850 Prüfstand

Für den Test des SunSpec Protokolls und des proprietärem Kaco Protokolls wurde von Kaco new Energy ein Powador 10 TL 3 mit aktueller Firmware zur Verfügung gestellt.



Abbildung 8: Testfeld 1 zeigt den Aufbau für den Test von SunSpec und dem proprietären Kaco Protokoll. Der Wechselrichter befindet sich rechts in der Mitte vom Bild. Darunter ist die Umschaltungseinheit für den Betrieb an einer Ost-West-PV-Anlage oder zweier Netzteile für den sonnenstandsunabhängigen Betrieb. Im Bild links befindet sich ein Easy Meter Zähler mit aufgesteckter Conexa Kommunikationseinheit.

An diesen Wechselrichter wurde eine Ost-West PV-Anlage, welche auf dem Hochschuldach installiert ist, angeschlossen. Für den sonnenstandsunabhängigen Betrieb wurden zwei AC/DC Netzteile angeschafft. Der Aufbau ist in Abbildung 9 zu sehen. Die Umschaltung zwischen den Netzteilen und der Ost-West Anlage erfolgt über

Gleichspannungstrennschalter, welche auf die hohen Spannungen von bis zu 1000V Gleichspannung ausgelegt sind.

Die Umsetzung der Protokolle wurde zweistufig getestet. Für die Tests während der Entwicklungsphase wurde die serielle RS 485 Schnittstelle mit Hilfe des Programms socat auf den Entwicklungsrechner gespiegelt. Damit konnte direkt aus der Entwicklungsumgebung heraus auf den Wechselrichter zugegriffen werden.

Nach den erfolgreichen Treiberimplementierungen wurde die gesamte Software auf einen Raspberry Pi gepackt und dort ausgeführt. Der Raspberry Pi ist in Abbildung 9 zwischen dem Zählerschrank und dem unteren Teil des Wechselrichters zu erkennen. Hier wurde die Softwarekombination aus IEC 61850, SunSpec und dem generischen KACO

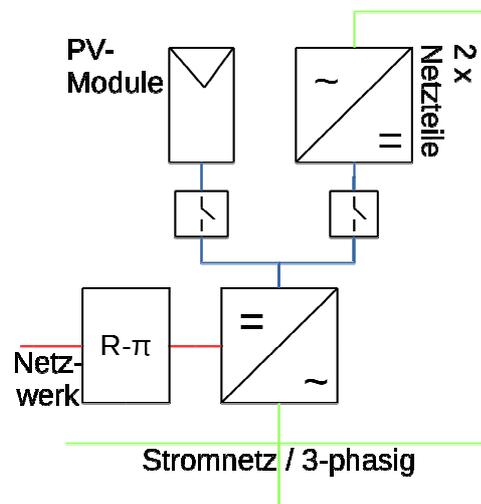


Abbildung 9: Aufbau des Labortestfeldes mit den beiden Netzteilen

Wechselrichterprotokoll ausgeführt und getestet.

SolarLog 1000PM, IEC 61850, IEC 60870-5-104 Prüfstand

Für den Labortest des Treibers für das Einspeisemanagement mit dem SolarLog 1000 PM wurden 2 StecaGrid 2300 der Firma Steca installiert. An diesen Wechselrichter sind jeweils Modulfelder mit 1,7 kWp Leistung angeschlossen.

Zusätzlich zum Test des Treibers für die Steuerung des SolarLogs über Modbus TCP wurde im Rahmen einer Studienarbeit ein Einspeisemanagementsystem auf Basis der Norm 60870-5-104 aufgebaut. Hierfür wurde eine Wago SPS angeschafft, welche über vier potentialfreie Kontakte an den SolarLog angeschlossen ist. Über diese vier potentialfreie Kontakte kann die Wirkleistung des Wechselrichters in vier Stufen (0%, 30%, 60% und 100%) gesteuert werden. Die Wago SPS bringt von Haus aus eine IEC 60870 Schnittstelle mit, die über die grafische Oberfläche der SPS konfiguriert werden kann.

Die Gegenstelle war ein IEC 60870 Client der Firma Mayr, welche im Rahmen des Projektes angeschafft wurde. Im Rahmen der Projektarbeit wurde erfolgreich über IEC 60870, Relais und SolarLog die Wirkleistung der Wechselrichter stufenweise geschaltet.

Abbildung 11 zeigt den Ausschnitt des Laboraufbaus, welcher für das Schalten über IEC 60870 und das Einspeisemanagement mit dem SolarLog aufgebaut wurde. Links im Bild befindet sich die Zählerstelle inklusive Kommunikationseinrichtung (Conexa 1.0).



Abbildung 10: Testfeld 2 mit zwei StecaGrid 2300, einem SolarLog 1000 und einer SPS Steuerung für die Wirkleistungsregelung in 4 Schritten (0%, 30%, 60%, 100%) unter Verwendung des Kommunikationsprotokolls IEC 61870-5-104

3.1.3 AP 1.3: Feldtests

Für den Feldtest der Treiber wurden drei Objekte im Raum Ulm ausgesucht. Diese Objekte haben jeweils eine PV-Anlage installiert und es sind bereits elektrische Zähler verbaut, welche eine Erweiterung mit einem Smart Meter Gateway zulassen.

Bei den Objekten handelt es sich um folgende Gebäude:

- Kindergarten Sonnenschein
- Kindergarten Lettenwald
- Projekthaus Ulm

Die Gebäude und deren Besonderheiten sind in den folgenden Kapiteln näher erläutert.



Abbildung 12: Installationen am Kindergarten Sonnenschein in Beimerstetten. Installiert wurden die beiden Boxen links und rechts vom Wechselrichter

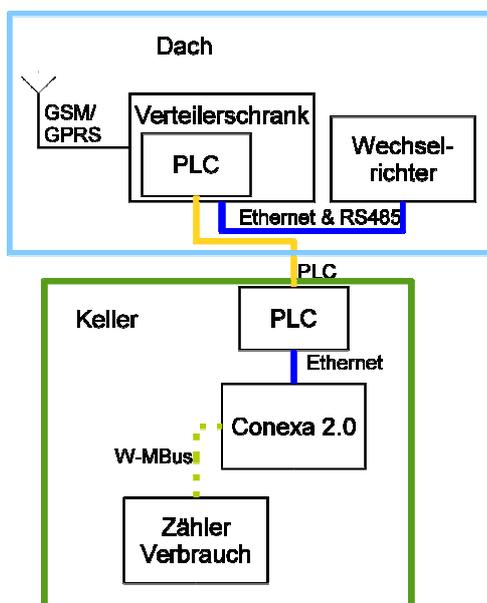


Abbildung 11: Schematischer Aufbau der Kommunikations- und Steuerungseinrichtung am Kindergarten Beimerstetten

3.1.3.a Kindergarten Sonnenschein

Der Kindergarten Sonnenschein ist in Beimerstetten, einer kleinen Gemeinde nördlich des Ulmer Stadtgebietes. Dieser Standort wurde auf Grund des nahezu baugleichen Wechselrichters ausgewählt. Hier ist ebenfalls ein Kaco Powador Wechselrichter installiert, jedoch in einer größeren Leistungsklasse mit 18 kW.

Für die Installation wurde aus Empfangsgründen ein UMTS Router auf dem Dach installiert, welcher über eine Powerline Verbindung mit der Conexa im Keller kommuniziert. Über RS485 und Ethernet kann mit dem Wechselrichter kommuniziert werden. In Abbildung 12 ist der schematische Aufbau der Kommunikations- und Steuerungseinrichtung zu sehen.

Abbildung 13 zeigt den Aufbau am Flachdach des Kindergarten Sonnenscheins. Hierfür wurden zwei Boxen angebracht, welche die Kommunikationstechnik und Platz für die Verkabelung enthält.

3.1.3.b Kindergarten Lettenwald

Der Kindergarten Lettenwald befindet sich in der Nähe der Hochschule (ca 2 km entfernt) im Stadtteil Böfingen. Auf dem Dach des Kindergarten ist eine PV mit einer Gesamtleistung von 30 kWp installiert.

Die Anlage wurde durch einen SolarLog 1200 PM und einen Raspberry Pi erweitert. Dies ermöglicht das Ausführen der Einspeisemanagement Software im Raspberry Pi. Alle Zähler im Kindergarten Lettenwald wurden mit einem Kommunikationsmodul erweitert, so dass die Messwerte auf der „Metering Data Service“-Plattform von Hessware angeschaut werden können.



Abbildung 13: Installation im Kindergarten Lettenwald. Links im Bild ist der SolarLog. Die Conexa und ein wireless M-Bus Aufsteckmodul sind auf den Zählern im Zählerschrank installiert. Der Raspberry Pi ist auf dem Zählerschrank angebracht

3.1.3.c Projekthaus Ulm

Das Projekthaus Ulm ist ein bewohntes Einfamilienhaus, welches bereits in der Bauphase mit modernster Technologie ausgestattet wurde.

- 2x3 kW Wärmepumpe
- 9 kWp PV-Anlage
- Lüftung mit Wärmepumpe

- 4 kWh Batteriespeicher (wird zur Zeit erweitert)



Abbildung 14: SolarLog 1200 installiert im Projekthaus
Ulm

- Messtechnik zur Erfassung von Leistungswerten in Sekundenauflösung

Im Rahmen des Projektes Smart Solar Grid wurde die PV-Anlage um ein SolarLog 1000 und einem Raspberry Pi erweitert. Des Weiteren wurde eine Conexa am PV-Zähler installiert. Durch die Erlaubnis der Nutzung des Internetzugangs im Haus musste keine zusätzliche Kommunikationseinheit installiert werden.

Auf dem Raspberry Pi ist die entwickelte Einspeisemanagementsoftware installiert, welche genutzt werden kann, um über IEC 61850 eine Reduzierung der Einspeiseleistung vorzunehmen.

3.1.3.d Ergebnisse des Feldtests

Der ursprüngliche Plan der Zusammenführung aller Funktionalitäten in einem Gerät, der Conexa, wurde im Projekt erst gegen Ende verworfen, als mangelnde Ressourcen dazu führten, das Einspeisemanagement in ein extra Gerät auszulagern. Daraufhin wurden die 3 Feldtestobjekte mit Raspberry Pis erweitert, auf welchen die Software ausgeführt werden kann.

Dazu wurde die Software für den Raspberry Pi neu kompiliert und anschließend mit den entsprechenden Parameter ausgeführt. Durch das Fehlen eines Smart Meter Gateways

wurde anstelle des verschlüsselten Kanals vom Smart Meter Gateway ein direkter verschlüsselter Kanal vom Raspberry Pi zu einem Server aufgebaut, über welchen der IEC 61850 Server auf dem Raspberry Pi erreichbar ist.

Folgende Erkenntnisse wurden beim Feldtest gewonnen, die an unsere Projektpartner weitergegeben wurden:

- Mobilfunkverbindungen sind grundsätzlich instabil und es kommt zu einem häufigen Verbindungsabbruch. Dies erfordert ein automatisches Erkennen des Verbindungsabbruchs und ein Neuaufbau der Verbindung
- IEC 61850 ist geeignet und erlaubt eine standardisierte Übertragung über das Internet
- Informationen aus dem Wechselrichter können bereitgestellt werden. Diese Informationen sind Spannung (DC- und AC-seitig), Leistung, Energie und weitere Wechselrichter spezifische Messwerte.
- PLC Lösungen für die Kommunikation zwischen Wechselrichter/Controllable Local System und einem Router/Smart Meter Gateway sind möglich und stabil.
- Kleine, kostengünstige und sparsame eingebettete Systeme sind ausreichend leistungsstark für den Einsatz als Einspeisemanagementsystem bzw. als Controllable Local System.

Die mit dem Feldtest gewonnenen Informationen werden in weiterführenden und angrenzenden Forschungsprojekten berücksichtigt und die aufgeworfenen Forschungsfragen werden gemeinsam mit den Projektpartnern und in anderen Forschungsprojekten weiterbearbeitet.

3.2 AP2: Informationen für Netzbetriebsführung

Das Arbeitspaket 2 beschäftigt sich mit der Integration der dezentralen Einspeisemanagementanlagen in die Netzleittechnik der Verteilnetzbetreiber.

Dafür wurden zum einen bestehende Netzleittechniksysteme untersucht und darauf basierend Anforderungen an die Netzleittechniksysteme der Zukunft formuliert und zum anderen die Erweiterung eines bestehenden Monitoringsystems der Firma Solare Datensysteme.

Im nächsten Schritt erfolgt die Erweiterung der experimentellen Netzleitwarte für die Anbindung dezentraler Einspeisemanagementsystemen auf Basis der Kommunikationsnorm IEC 61850.

3.2.1 AP 2.1: Anforderungsprofil Netzleitstelle

Aufgrund der zunehmenden Anzahl an dezentralen Erzeugungsanlagen, überwiegend Photovoltaikanlagen, im Niederspannungsverteilstromnetz werden sich die Anforderungen an die Verteilnetzbetreiber maßgeblich ändern. Anhand der derzeitigen Entwicklungen lässt sich erkennen, dass sich die regionalen Stadtwerke zukünftig intensiver an der Netzregelung und –Stabilisierung beteiligen müssen. Daraus resultieren wachsende technische Anforderungen an die Netzleittechnik im Niederspannungsverteilstromnetz.

Ein exemplarisches Anforderungsprofil für eine Netzleitstelle der Zukunft befindet sich im Anhang.

3.2.1.a Steigende Datenmenge

Aktuell werden im Verteilnetz ausschließlich Messungen an den Hochspannung/Mittelspannung-Transformatoren durchgeführt und in der Netzleitwarte verarbeitet. Um einen stabilen Netzbetrieb gewährleisten zu können wird es notwendig werden, die Mittelspannung/Niederspannung-Transformatoren ebenfalls mit Messtechnik auszustatten und die Energieflüsse zu überwachen. Zusätzlich müssen ab 2017 alle Photovoltaikanlagen mit einer Nennleistung > 7kWp mit Smart Metern ausgestattet werden. Hieraus erfolgt eine immense Steigerung der in der Netzleitwarte zu verarbeitenden Datenmenge. Die Messdaten von den Transformatoren und Smart Metern müssen in Echtzeit in die Netzleitwarte eingelesen und verarbeitet werden können. Daraus resultierend muss eine Erweiterung der in der Leittechnik eingesetzten Soft- und Hardware erfolgen. Des Weiteren muss eine entsprechende Anzahl an bidirektionalen Kommunikationskanälen vorhanden sein.

3.2.1.b Kommunikationsschnittstellen

Derzeit erfolgt die Abregelung von Photovoltaikanlagen über das Kommunikationsprotokoll nach IEC60870-5-104 oder über Rundsteuerempfänger. Für die zukünftigen Anforderungen sind die Möglichkeiten über dieses Protokoll nicht mehr ausreichend, da es in der Zukunft notwendigen Automatisierungen nicht mehr gerecht wird.

Nach Vorgaben durch das BSI muss zukünftig die Kommunikation mit dezentralen Erzeugungsanlagen (CLS) über ein sogenanntes Smart Meter Gateway erfolgen. Die Kommunikation zwischen CLS und externen Marktteilnehmer muss über einen verschlüsselten TLS-Tunnel erfolgen. Um einen unautorisierten Zugriff durch dritte zu vermeiden ist der Kommunikationsaufbau nur über einen Smart Meter Gateway Administrator möglich. Hierzu muss in der Leitwarte eine Schnittstelle implementiert werden, über die es möglich ist mit einem Smart Meter Gateway Administrator zu kommunizieren.

Des Weiteren wird es notwendig sein eine weitere Schnittstelle für die Kommunikation mit den Smart Metern und CLS-Komponenten in der Leitwarte zu implementieren. Nach Erkenntnissen aus diesem Projekt empfiehlt sich hierfür eine Kommunikationsschnittstelle nach der IEC61850. Diese erfüllt die zukünftigen Anforderungen. Über die IEC61850 ist es auch möglich, einen automatisierten Anschluss von CLS-Komponenten umzusetzen, was den hohen Personalaufwand, der heutzutage notwendig ist vermeiden lässt.

3.2.1.c Common Information Model (CIM) Profil

Ein weiterer wichtiger Bestandteil für einen kostengünstigen Betrieb der Verteilnetze wird ein einheitliches CIM-Profil für die Verteilnetzebene sein. Heutzutage existiert ein ähnliches Profil auf Übertragungsnetzebene und wurden von der ENTSO-E definiert. Für die Verteilnetzebene existiert das wenig genutzte CDPSM. Durch die wachsende Komplexität in den Verteilnetzen werden Netzberechnungen zunehmend wichtiger. Über

eine einheitliche CIM-Schnittstelle lassen sich Netztopologien automatisiert in die Leitwarte einlesen und neue Bauteile schnell und einfach einpflegen.

3.2.2 AP 2.2: Erweiterung PV-Monitoring System

Nachdem der Projektpartner Solare Datensysteme im April 2014 seinen Austritt aus dem Projekt Smart Solar Grid erklärt hatte, konnte die Erweiterung des PV-Monitoring System nicht mehr wie ursprünglich geplant durchgeführt werden.

Es wurde beschlossen die zusätzliche Software, anders als geplant, außerhalb des Monitoringsystems zu implementieren und die Modbus Schnittstelle des SolarLogs zu nutzen. Über die Modbus Schnittstelle können folgende Parameter gelesen oder geschrieben werden

- Wechselspannungsleistung
- Gleichspannungsleistung
- Durchschnitt der Gleichspannung aller Wechselrichter
- Durchschnitt der Wechselspannung aller Wechselrichter
- Summe der Tagesenergie
- Summe der Tagesenergie vom Vortag
- Monatlicher Ertrag
- Jahres Ertrag
- Energieertrag gesamt
- Reduzierung der Wirkleistung in %
- Einstellen des $\cos\phi$
- Setzen der Blindleistung in % bezogen auf die Nominalleistung

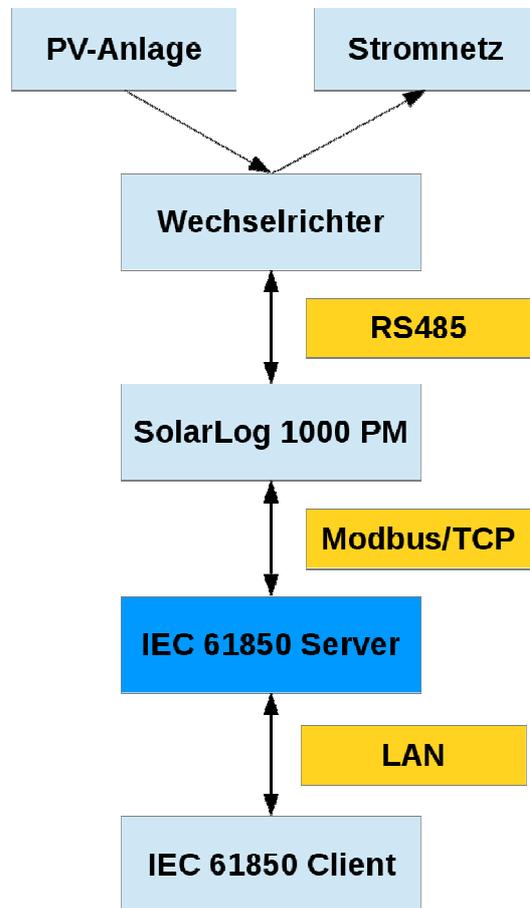


Abbildung 15: Schematischer Aufbau des Einspeisemanagements

Um auf die oben genannten Funktionen und Daten zuzugreifen wurde ebenfalls ein Treiber implementiert, welcher den Zugriff über Modbus auf die einzelnen Register ermöglicht.

Das Einspeisemanagement mittels SolarLog 1000 PM wird über die Anbindung des Datenloggers an das Netzwerk realisiert. Der SolarLog 1000 PM selbst ist verantwortlich für die Kommunikation und die Begrenzung der Einspeiseleistung der angeschlossenen Wechselrichter.

```
solarpm->connectModbusTCP("141.59.43.181", 502);

solarpm->setPLimit_active(1);
solarpm->setPLimit(36);
```

Abbildung 16: Beispiel Quellcode

Um die Daten des SolarLog 1000 PM auszuwerten, müssen zunächst die Befehle des IEC 61850 Clients in ein für den SolarLog 1000 PM verständliches Protokoll übersetzt werden. Der SolarLog 1000 PM verwendet das Netzwerkprotokoll Modbus/TCP. Die Übersetzung der Befehle in das Netzwerkprotokoll Modbus/TCP wurde auf der Softwareplattform des IEC 61850 Servers realisiert. In Abbildung 16 ist der schematische Aufbau des Einspeisemanagements dargestellt.

Um die Kommunikation zwischen dem IEC 61850 Server und dem SolarLog 1000 PM zu starten, muss die Verbindung hergestellt werden. Der SolarLog 1000 PM hat im Netzwerk eine zugewiesene IP Adresse und durch das verwendete Netzwerkprotokoll Modbus/TCP

Source	Destination	Protocol	Info
141.59.43.181	141.59.46.128	Modbus/TCP	response: trans: 4; unit: 255, func: 4: Read input registers
141.59.46.128	141.59.43.181	Modbus/TCP	query: trans: 5; unit: 255, func: 6: Write single register
141.59.43.181	141.59.46.128	Modbus/TCP	response: trans: 5; unit: 255, func: 6: Write single register

<ul style="list-style-type: none"> Frame 542: 78 bytes on wire (624 bits), 78 bytes captured (624 bits) on interface 0 Ethernet II, Src: FujitsuT_2e:13:88 (90:1b:0e:2e:13:88), Dst: BeckIpc_a5:91:e5 (00:30:56:a5:91:e5) Internet Protocol Version 4, Src: 141.59.46.128 (141.59.46.128), Dst: 141.59.43.181 (141.59.43.181) Transmission Control Protocol, Src Port: 39809 (39809), Dst Port: asa-appl-proto (502), Seq: 49, Ack: 233, Len: 12 Modbus/TCP <ul style="list-style-type: none"> transaction identifier: 5 protocol identifier: 0 length: 6 unit identifier: 255 Modbus <ul style="list-style-type: none"> function 6: Write single register reference number: 10000 	<p style="color: green; font-weight: bold;">Register Adresse</p>
--	--

Data	
0000	00 30 56 a5 91 e5 90 1b 0e 2e 13 88 08 00 45 10 .0V.....E.
0010	00 40 2e b1 40 00 40 06 97 4b 8d 3b 2e 80 8d 3b .@..@.@. .K.;...
0020	2b b5 9b 81 01 f6 06 2d 1b 3a 54 2d 8e 3c 80 18 +.....:T-.<..
0030	00 73 74 de 00 00 01 01 08 0a 00 3d 35 a6 01 d7 .st.....95...
0040	02 84 00 05 00 00 05 ff 06 27 10 00 01'.

Übertragener Wert

Abbildung 17: Netzwerkverkehr zwischen einem IEC 61850 Server und einem SolarLog auf Basis von Modbus TCP. Zu sehen ist ein Schreibbefehl an das Register 10000 mit dem Wert 1

einen festen Port.

Der SolarLog 1000 PM speichert die Daten der Wechselrichter in Registern. Jedes Register hat seine eigene festgelegte Adresse. Die Register sind unterteilt in „Power

Management“ und „Live Data compact“. Wobei nur die Register im Power Management gelesen und beschrieben werden können.

Abbildung 17 zeigt einen Auszug aus dem Quellcode wie die Wirkleistungsbegrenzung realisiert wurde. Bevor das entsprechende Register „PLimit“ für die Wirkleistungsbegrenzung beschrieben werden kann, muss im Register „setPLimit_active“ der Wert „1“ stehen. Das Register „PLimit“ begrenzt die Wirkleistung auf den angegebenen Wert in Prozent. Die Begrenzung der Blindleistung ist mit dem SolarLog ebenfalls möglich.

Abbildung 18 zeigt die Aufzeichnung des Netzwerkverkehrs zwischen IEC 61850 Server und SolarLog 1000 PM beim aktiv setzten des Registers „setPLimit_active“. Der aktuelle Wert der Wirkleistungsbegrenzung kann am Display des SolarLog abgelesen werden, siehe Abbildung 19

Die Tests des Treibers für die Kommunikation mit dem SolarLog 1000PM wurden an dem in Kapitel 3.1.2.b vorgestellten Laboraufbau durchgeführt.



Abbildung 18: Anzeige am SolarLog 1000 PM

3.2.3 AP 2.3: Anbindung an experimentelle Netzleitwarte

Durch die Verwendung der deutschen Smart Metering Infrastruktur auf Basis der Technischen Richtlinie TR 03109 und dem Smart Meter Gateway Schutzprofil ist es notwendig einen Smart Meter Gateway Administrator einzusetzen, um zum einen die Smart Meter Gateways zu konfigurieren und zum anderen die an Smart Meter Gateways angeschlossene CLS (Controllable Local Systems) freizuschalten. Zwar sind aktuell noch keine Smart Meter Gateways in Deutschland am Markt verfügbar, jedoch soll die entwickelte Architektur und die entwickelten Systeme so designt werden, dass sie ohne oder nur mit geringer Anpassung in die Smart Metering Infrastruktur integriert werden können.

Ein zentraler Bestandteil der Smart Metering Infrastruktur ist der Smart Meter Gateway Administrator (GWA). Er ist für die Einrichtung, die Administration, die Wartung und den Betrieb der Smart Meter Gateways und der angeschlossenen Zähler verantwortlich. Des Weiteren ist er auch derjenige, der CLS-Komponenten freischalten kann. Somit ist er ein unverzichtbarer Bestandteil für das Testen der Kommunikationsverbindungen von CLS-Komponenten, da ohne ihn keine Freischaltung möglich ist.

Die Freischaltung der CLS-Komponente für die Kommunikation mit der Außenwelt ist ein wichtiger Schritt für die Anbindung von PV-Anlagen an die experimentelle Netzleitwarte, was zur Entscheidung für die Anschaffung eines Open-Source GWA beitrug.

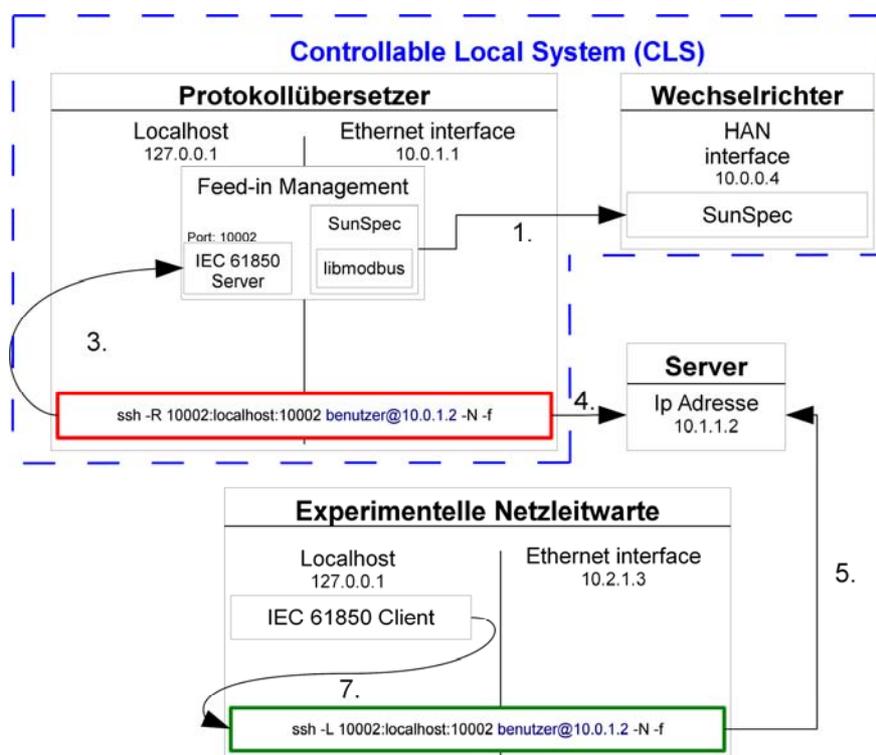


Abbildung 19: Verbindungsaufbau und schematische Darstellung der beteiligten Komponenten für den Feldtest. Verschlüsselung erfolgt über einen ssh-tunnel

Somit wurde die experimentelle Netzleitwarte an der Hochschule Ulm durch den open-source Smart Meter Gateway Administrator der Firma Hessware erweitert.

Der Vorteil einer open-source Lösung ist die Möglichkeit eigene Erweiterungen zu testen oder forschungsspezifische Anpassungen vorzunehmen, welche aktuell noch keine wirtschaftliche Bedeutung, sehr wohl aber eine große Bedeutung für die Forschung haben. Dies ist zum Beispiel bei der Integration von CLS Komponenten der Fall. Hier gibt es bis jetzt keine verfügbaren Funktionen, welche aber auf Grund der open-source Lizenz selbständig integriert werden können.

Die im Projekt getestete Lösung arbeitet mit einer TLS-Verschlüsselung über einen ssh-tunnel. Dabei verbindet sich der IEC 61850-Server (CLS) über einen ssh Tunnel zu einem Server. Nachdem diese Verbindung besteht, verbindet sich der Client ebenfalls mit dem Server und greift auf die Schnittstelle des IEC 61850-Servers zu. Der Verbindungsaufbau ist somit analog zu dem Verbindungsaufbau in Abbildung 8. Hier wird ebenfalls vom IEC 61850 Server ein Tunnel in Richtung Leitwarte aufgebaut, auf welchen der IEC 61850 Client von der anderen Seite zugreift. Der Verbindungsaufbau ist in Abbildung 20 gezeigt.

3.2.3.a IEC 61850

Die Anbindung des Monitoringsystems an die experimentelle Netzleitwarte erfolgt über das standardisierte Protokoll der Normenreihe IEC 61850. Die Normenreihe IEC 61850 ist bereits im Kapitel 0 beschrieben.

3.3 AP3: Monitoring Marktumfeld

Arbeitspaket 3 untersucht die neue Marktrolle eines Kommunikationsdienstleisters im Bereich des Smart Meterings und Einspeisemanagement. Dazu wurde über die gesamte Projektlaufzeit Kongresse und Konferenzen besucht, um sich über die aktuelle Entwicklungen in diesem Bereich zu informieren.

Das Arbeitspaket unterscheidet dabei in drei unterschiedliche Bereiche

- Entwicklung im Bereich intelligente Zähler und Abrechnung
- Entwicklung im Bereich dezentrale Energiesysteme, Photovoltaik-Monitoring und EEG
- Entwicklung im Bereich Netzbetriebsführung und der Regulierung

3.3.1 AP3.1: Smart Metering & Abrechnung

Am 18.3.2013 veröffentlichte das BSI eine Sammlung von Dokumenten unter dem Namen TR-03109. Dabei handelt es sich um eine technische Richtlinie, welche den Einsatz sogenannter Smart Meter Gateways beschreibt.

Das Ziel der technischen Richtlinie ist die Spezifizierung eines sicheren Informations- und Kommunikationsnetzes für das Smart Grid der Zukunft. Das Hauptaugenmerk der ersten Version ist die Kommunikation zwischen Smart Meter Gateway und Zähler, sowie die Administration der Smart Meter Gateways durch den Smart Meter Gateway Administrator.

Des Weiteren wird ausgestaltet wie die Messdaten zu den Messstellenbetreibern verschickt werden müssen.

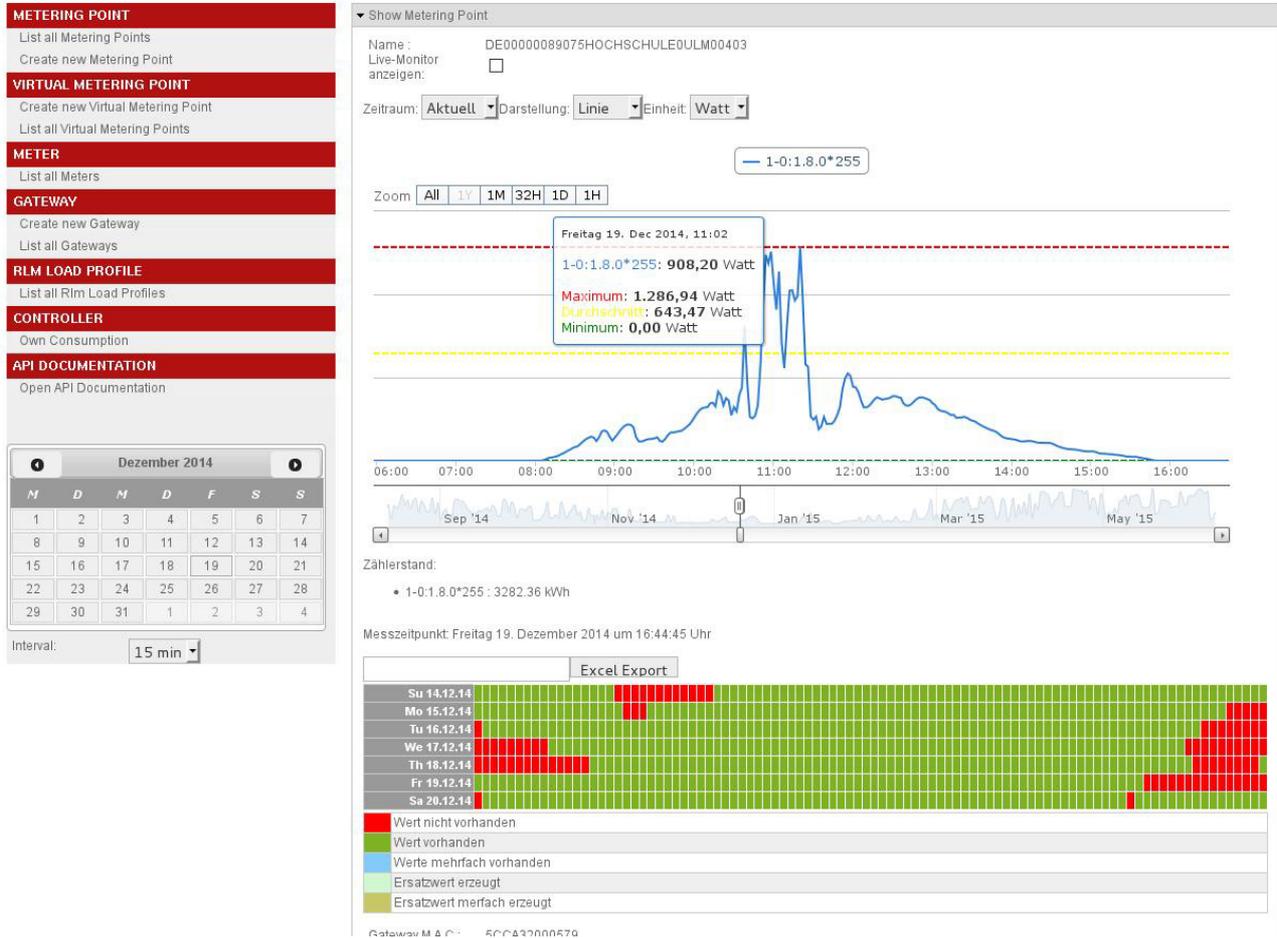


Abbildung 20: Bildschirmfoto des "Metering Data Service" (MDS) des OpenGWA. Zu sehen ist der wechselspannungsseitigen Leistungsverlauf des KACO Wechselrichter im Labor der Hochschule Ulm für den Freitag, 19.12.2014

In Abbildung 21 wird eine Weboberfläche zur Visualisierung von Messdaten gezeigt. Zum Einsatz kommt hier der „Metering Data Service“ (MDS) in der Oben GWA.

Die Abrechnung erfolgt auf Basis der Daten die vom Smart Meter Gateway an den Messstellenbetreiber gesendet werden.

3.3.2 AP 3.2: Photovoltaik Monitoring & EEG

Dieses Arbeitspaket ist unterteilt in Monitoring und EEG

3.3.2.a Monitoring

Abbildung 21 zeigt ebenfalls eine Möglichkeit zur primitiven Überwachung von PV-Anlagen. Primitiv, weil aktuell nur die Leistungswerte der PV-Anlagen erfasst werden können. Wechselrichterstatusinformationen, welche nur direkt ausgelesen werden können, können mit diesem System noch nicht erfasst und auch nicht dargestellt werden.

Durch die Erfassung der Leistungswerte mehrerer Anlagen könnte durch die Verknüpfung mit Metadaten (Ausrichtung, Neigung, Installierte Leistung der PV-Anlagen) eine Überwachung der Leistung der PV-Anlagen erfolgen. Dies würde eine genauere Überwachung der PV-Anlagen als durch herkömmliche Monitoringsysteme erlauben, jedoch wäre der oben beschriebene Nachteil damit nicht behoben.

Voraussetzung für diese Art des Monitoring ist der Einbau eines extra Zählers für die Erzeugungsleistung der PV-Anlage.

Durch den zusätzlichen Einbau eines Gerätes mit den in AP 1 entwickelten Protokolle als CLS Komponente (Steuerbox) erlaubt es diesen Nachteil zu beheben. Somit könnte Monitoring und Einspeisemanagement kombiniert werden. Die CLS Komponente hat jedoch die gleichen Herausforderungen wie die Monitoringhersteller, dass die nicht genormte Kommunikation mit Wechselrichter einen erheblichen Aufwand bei der Implementierung der inzwischen 150 verschiedenen Wechselrichterhersteller bedeutet. Durch die geplante Einführung von SunSpec in den Vereinigten Staaten wird diese Barriere jedoch bald beseitigt, auch wenn anfangs auch nur für den lesenden Zugriff.

3.3.2.b Erneuerbare Energien Gesetz

Im Rahmen der EEG-Novelle haben sich die Vorgaben für den Einbau von Fernsteuertechnik in eine PV-Anlage im Vergleich zur letzten Version des Erneuerbaren Energien Gesetz nicht geändert. Es besteht immer noch die Pflicht für den Einbau bei Anlagen größer 30 kWp, wobei Anlagen größer 100 kWp zusätzlich die Ist-Einspeiseleistung übertragen müssen. Anlagen mit einer installierten Leistung kleiner gleich 30 kWp können entweder die Leistung am Netzanschlusspunkt beschränken lassen oder eine Fernsteuertechnik verbauen. (vgl. §9 EEG)

Neu im EEG 2014 hinsichtlich des Einspeisemanagements von PV-Anlagen ist der §36. Er schreibt vor, dass verbaute intelligente Messsysteme nach §21d des Energiewirtschaftsgesetzes für die Übertragung der Ist-Einspeisung und für die „ferngesteuerte Reduzierung der Einspeiseleistung“ zu verwenden sind.

Die im Folgenden vorgestellten Architekturen erfüllen diese Anforderung. Die Labor- und Feldtestaufbauten die im Rahmen des Projektes „Smart Solar Grid“ an der Hochschule Ulm aufgebaut worden sind, erfüllen auf Grund der fehlenden Verfügbarkeit von intelligenten Messsystemen (Smart Meter Gateway + intelligenter Zähler) diese Anforderungen noch nicht, können jedoch mit der Verfügbarkeit von zertifizierten Smart Meter Gateways umgebaut werden.

3.3.3 AP 3.3: Netzbetriebsführung und Regulierung

Mehrere Studien aus dem vergangenen Jahr, die sich mit dem Netzausbau und möglichen Kostenreduktionen durch den Einsatz von Informations- und Kommunikationstechnologie beschäftigt haben, bestätigten eine mögliche Kostenreduktion durch den Einsatz intelligenter Messsysteme beim Netzausbau in Folge erhöhter Einspeisung dezentraler Energiequellen.

Zwei dieser Studien und deren Kernaussagen bezüglich des Einspeisemanagements werden in den folgenden Abschnitten kurz vorgestellt.

3.3.3.a Verteilnetzstudie „Moderne Verteilernetze für Deutschland“ des BMWi

Die vom Bundesministerium für Wirtschaft und Energie beauftragte Verteilnetzstudie "Moderne Verteilernetze für Deutschland" empfiehlt eine flächendeckende Ausstattung von Windkraft- und PV-Anlagen mit einem Erzeugungsmanagement. Es wird auch konkret darauf hingewiesen, dass eine Ausstattung von Windkraft- und PV-Anlagen kleiner als 30 kWp sinnvoll sei, da ansonsten nur die Hälfte der maximalen Einsparungen beim Netzausbau möglich wären.

Gleichzeitig erkennt die Studie einen Bedarf hinsichtlich der Normung der Kommunikation von intelligenten Messsystemen mit lokalen steuerbaren Anlagen (Controllable Local System) (\parencite{Verteilnetzstudie2014} Seite 75). Dieser Aspekt wird im Bezug auf PV-Anlagen in den folgenden Kapiteln aufgegriffen.

3.3.3.b dena-Smart-Meter-Studie

Die dena Smart Meter Studie untersucht aufbauend auf der Kosten-Nutzen-Analyse von Ernst & Young die spezifischen Kosten für Netzbetreibertypen (Stadt, Halbstadt, Land) durch den Rollout von intelligenten Messsystemen und intelligenten Zählern. Ein intelligentes Messsystem ist ein intelligenter Zähler in Kombination mit einem Kommunikationsmodul (Smart Meter Gateway). Im Rahmen der Studie wird auch der spezifische Nutzen von intelligenten Messsystemen hinsichtlich der daraus resultierenden Möglichkeiten zur Reduzierung der Netzausbaukosten untersucht.

Die zentrale Aussage im Bezug auf die Reduzierung der Netzausbaukosten ist eine mögliche Reduktion der notwendigen Investitionen bis 2030 um 34% durch den Einsatz von intelligenten Messsystemen in den in der Studie untersuchten synthetischen Netzen.

3.4 AP4: Kommunikationsdienstleister

Um das Ziel einer drastischen Senkung der Investitions- und Betriebskosten für Abrechnung (Zähler), Betriebsführung (PV-Monitoring), und Netzbetriebsführung dezentraler Einspeiser (Einspeisemanagement) am Netzanschlusspunkt bei gleichzeitiger deutlicher Leistungssteigerung insbesondere für die Betriebsführung von Nieder- und Mittelspannungsnetzen zu erreichen, ist eine technische und organisatorische Kooperation notwendig.

Die technische Kooperation erfolgt über ein gemeinsames Kommunikationsinterface am Netzanschlusspunkt. Die TR-03109 konsultierend wird klar, dass dieser Netzzugangspunkt durch den Smart Meter Gateway kontrolliert wird. Er ist für Kommunikationsverbindungen zum Schalten von Lasten oder Erzeugern und für die Übertragung von Messdaten zuständig.

Die Kommunikationsverbindung des Smart Meter Gateways wird über die Netzentgelte bezahlt.

Die Marktrolle des Smart Meter Gateway Administrators ist seitens der Regulierung klar geregelt. Interessant sind hier zukünftige Rollen für die Administration von CLS Komponenten. Diese CLS unterliegen nicht den strengen Sicherheitsanforderungen des

Smart Meter Gateways, müssen jedoch auch gewartet, administriert und überwacht werden.

3.4.1 Entwicklungen seitens der Regulierung

Für die Betrachtung der Marktrolle ist eine Betrachtung der in der TR-03109 vorgeschriebenen Kommunikationsverbindungen eines Smart Meter Gateways notwendig.

Der Smart Meter Gateway unterscheidet zwischen drei unterschiedlichen an ihn angeschlossenen Netzwerken:

- WAN (Wide Area Network): Das Weitbereichsnetzwerk, im Volksmund auch als Internet bezeichnet
- HAN (Home Area Network): Das lokale Netzwerk zu Hause. Vergleichbar mit dem Netzwerk hinter einer FritzBox
- LMN (Local Metrological Network): Ein abgeschlossenes Netzwerk nur für den Einsatz von Zählern aus den unterschiedlichen Gewerken (Gas, Wärme, Strom, ...)

Für die Entwicklung einer Marktrolle ist die WAN Kommunikation entscheidend. Daher wird diese in den folgenden Abschnitten näher beleuchtet.

Die Rolle in der WAN Kommunikation des Smart Meter Gateways ist aktuell noch nicht abschließend definiert. Die aktuellen Vorgaben lassen sich folgende Varianten für die WAN Kommunikation ableiten:

- Smart Meter Gateway Administrator als Datendrehscheibe. Alle Kommunikation zwischen einem externen Marktteilnehmer und dem Smart Meter Gateway laufen über den Smart Meter Gateway Administrator. Dies wird auch „Y-Kommunikation“ genannt.
- Smart Meter Gateway Administrator als Ansprechpartner für einen Verbindungsaufbau zu Smart Meter Gateways. Diese Variante wird auch als „X-“ beziehungsweise „Sternkommunikation“ bezeichnet.

Der Unterschied zwischen diesen beiden Varianten ist, dass bei der zentralen Kommunikation nicht nur der Kommunikationsaufbau über den Smart Meter Gateway Administrator stattfindet, sondern dass auch die verschlüsselte Kommunikation über den Smart Meter Gateway Administrator abläuft.

3.4.1.a Zentrale Kommunikation: Smart Meter Gateway Administrator als Datendrehscheibe

Bei der zentralen Kommunikation wird der Smart Meter Gateway Administrator als Ansprechpartner für alle WAN Teilnehmer verwendet. In Abbildung 22 ist eine mögliche Architektur für dieses Szenario dargestellt. Der Smart Meter Gateway Administrator ist der zentrale Kommunikationspartner für alle an der Verbindung beteiligten Stellen.

Für den Transport der Daten sind zwei Verschlüsselungsszenarios möglich:

1. Durchgehende Verschlüsselung vom externen Marktteilnehmer über den Smart Meter Gateway Administrator bis zum Smart Meter Gateway
2. Smart Meter Gateway Administrator kann Daten entschlüsseln, bevor er sie verschlüsselt an den Smart Meter Gateway weitersendet.

Die erste Verschlüsselungsmethode ist die bevorzugte Methode, wenn es um die Übertragung von datenschutzrechtlich relevanten Daten geht. Dabei werden die Daten jeweils mit dem kryptographischen Schlüssel des Empfängers verschlüsselt. Der Smart Meter Gateway Administrator kann auf diese Art und Weise die Daten nicht im Klartext sehen.

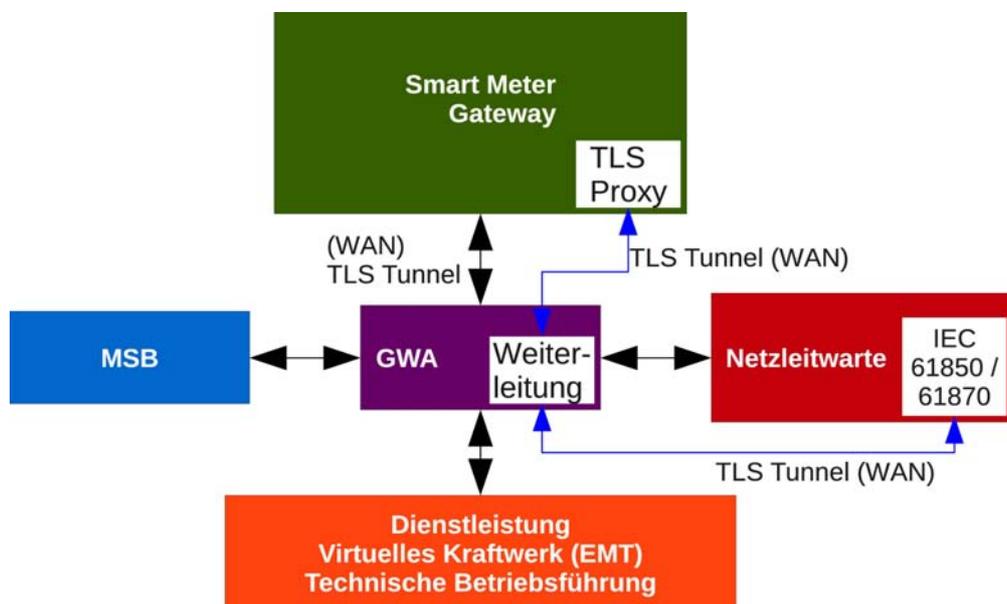


Abbildung 21: WAN Kommunikation zentral. Eine verschlüsselte Verbindung hin zum Smart Meter Gateway Administrator ist für die Netzleitwarte stellvertretend für die anderen externen Marktteilnehmer, den Messstellenbetreiber (MSB) und das virtuelle Kraftwerk, dargestellt.

Die zweite Methode kann für Mehrwertdienste des Smart Meter Gateway Administrators verwendet werden. Dabei bietet der Smart Meter Gateway Administrator eine Dienstleistungsschnittstelle für externe Marktteilnehmer an. Ein möglicher Mehrwertdienst im Rahmen des Einspeisemanagement wäre z.B eine einheitliche Schnittstelle für den Netzbetreiber über den er an Smart Meter Gateways angeschlossene PV-Anlagen steuern kann. Der Smart Meter Gateway Administrator darf jedoch selbst nicht steuernd eingreifen. Somit wäre es für den Netzbetreiber unerheblich auf welchen Kommunikationskanälen und mit welchen Kommunikationsprotokollen die Steuerbefehle zur PV-Anlage geleitet werden. Die Firma BTC bietet mit ihrem Advanced Metering Management (AMM) System eine solche Schnittstelle an.

3.4.1.b Dezentrale Kommunikation: Smart Meter Gateway als Verbindungsinitiator

Bei der dezentralen Kommunikation ist der Smart Meter Gateway Administrator nur für den Verbindungsaufbau zwischen externen Marktteilnehmern und den Smart Meter Gateways zuständig. Die Abbildung 23 zeigt einen solchen Aufbau. Dabei kommunizieren alle Teilnehmer über das Internet miteinander. Nach dem Aufbau eines Kommunikationskanals mit Hilfe des Smart Meter Gateway Administrators besteht eine direkte verschlüsselte Verbindung zwischen dem jeweiligen externen Marktteilnehmer und dem entsprechenden Smart Meter Gateway.

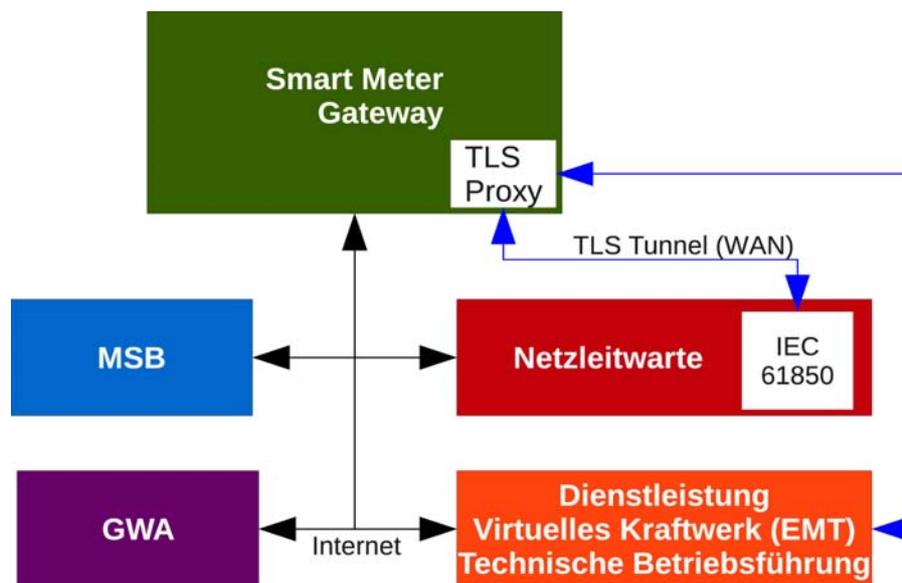


Abbildung 22: WAN Kommunikation dezentral

3.4.2 AP 4.1: Entwicklung Marktrolle

Durch die TR-03109 ist die Marktrolle des Smart Meter Gateway Administrators vorgegeben und reglementiert. Daher sind Geschäftsmodelle die zusätzliche Dienste anbieten nicht im Rahmen des Smart Meter Gateway Administrators möglich.

Die Betriebs- und Investitionskosten für den Smart Meter Gateway Administrator sollen durch den Messstellenbetrieb gedeckt werden. Hierfür schlägt das Eckpunktepapier des Bundeswirtschaftsministerium eine regulierte Obergrenze 100 Euro pro Jahr für den Einbau und den Betrieb von Intelligente Messsysteme.

Offene Punkte, die von den Regulierungsbehörden noch nicht beantwortet sind:

- Kosten für übertragene Daten (ct/kB) über den WAN Anschluss des Smart Meter Gateways. Szenarien dafür, sind CLS Komponenten, welche Daten kryptographisch gesichert übertragen müssen, wie z.B. Einspeisemanagement.
- Für wen ist die Nutzung der kryptographisch gesicherten WAN-Verbindung des Smart Meter Gateways vorgeschrieben.

- Administration von CLS Komponenten. Nach aktuellem Stand der TR-03109 fällt die Administration von CLS Komponenten nicht in den Aufgabenbereich des Gateway Administrators. Daher muss die Administration von CLS Komponenten von einem extra „CLS-Administrator“ erfolgen. Dies ist erforderlich, wenn zum Beispiel mehrere Marktteilnehmer (Netzbetreiber, virtuelles Kraftwerksbetreiber) auf eine Steuerung von einer PV-Anlage zugreifen wollen. Hier muss geregelt werden, wer Zugriff bekommt und wer welche Rechte hat.

Diese offene Punkte müssen noch in weiteren Verordnungen geregelt werden. Auf Grund der Ungewissheit, wie diese offenen Punkte bewertet und bearbeitet werden, sowie den strikten Regulierungen ist es schwierig hier weitere Marktrolle unabhängig der regulierten Marktrolle zu erarbeiten.

Folgende Aufgaben muss ein Smart Meter Gateway Administrator nach der TR-03109 und der Messsystemverordnung übernehmen:

- Installation,
- Inbetriebnahme,
- Konfiguration,
- Administration,
- Überwachung und
- Wartung des Smart Meter Gateway und der informationstechnischen Anbindung von Messgeräten und anderen an das Smart Meter Gateway angebotenen technischen Einrichtungen

Näheres regelt der §7 der Messsystemverordnung (Vorliegend in der Entwurfsfassung vom 13.03.2013).

Eine mögliche weitere Marktrolle kann der CLS-Administrator sein. Da verbaute CLS Komponenten nicht in den Zuständigkeitsbereich des Smart Meter Gateway Administrators fallen, sind diese Komponenten vom Besitzer (im Falle eines Einspeisemanagementsystems der Verteilnetzbetreiber) zu administrieren, warten und regelmäßig mit Softwareupdates zu versorgen. Da es sich wirtschaftlich schwierig gestaltet, dass jeder Besitzer von CLS Komponenten einen eigenen CLS-Administrator betreibt, kann hier eine weitere Marktrolle entstehen. Dies muss aber seitens der Regulierung noch genauer spezifiziert werden, wie sie sich die unterschiedlichen Rollen vorstellt und ausgestalten will.

3.4.3 AP 4.2: Machbarkeitsanalyse

Abbildung 24 zeigt die im Rahmen des Projektes vorgeschlagene Architektur, welche auch im Rahmen einer Machbarkeitsstudie veröffentlicht wurde.

Dabei ist der Smart Meter Gateway die Datendrehscheibe innerhalb des Hauses, welcher sowohl direkt an Zähler und indirekt über eine Steuerbox oder direkt an den Wechselrichter angeschlossen ist.

Der Unterschied zwischen der direkten und der indirekten Verbindung mit dem Wechselrichter besteht in der Steuerbox. Bei der direkten Variante kann davon ausgegangen werden, dass die Funktionalitäten der Steuerbox direkt in den Wechselrichter implementiert wurde.

Bezüglich der im Projektantrag in Abbildung 5 gezeigten Architekturen sind seitens der WAN-Kommunikation ist, wie in den Kapiteln 3.4.1.a und 3.4.1.b vorgestellt, auch beide Lösungen denkbar.

Die Verteilnetzstudie des BMWi setzt für den Einbau einer Steuerbox (Protokollübersetzer) einen Preis von 450€ an. Des Weiteren werden Kosten von 195€-265€ für den Einbau eines Smart Meter Gateways und 30€ im Jahr für die Kommunikationskosten veranschlagt.

3.4.4 AP 4.3: Demonstration in einem Testumfeld

Abbildung 21 zeigt die Visualisierung des Kaco Wechselrichters im Labor der Hochschule Ulm. Auf Grund noch fehlender Funktionen in der Software und in den Geräte (SMGw-Admin, SMGw, CLS) konnte die BSI Konzeption in einem praxisnahen Test nicht geprüft werden. Diese Tests sollen in den geplanten Folgeprojekten gemeinsam mit der Industrie getestet werden.

Es konnten lediglich die Einzelkomponenten, soweit möglich, getestet werden und somit die Machbarkeit des Gesamtkonzeptes demonstriert werden.

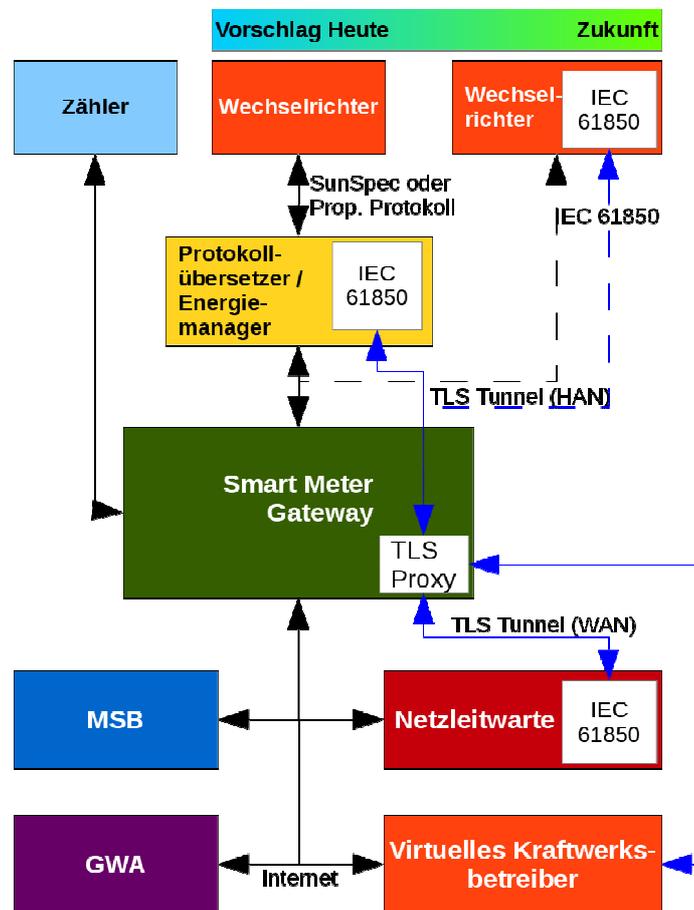


Abbildung 23: Der Smart Meter Gateway steht im Zentrum der Architektur. Die WAN Seite ist unten abgebildet, der HAN- und LMN-Bereich im oberen Abschnitt. Auf der WAN-Seite sind die unterschiedlichen Marktakteure abgebildet. Am oberen rechten Bildrand ist die voraussichtliche Entwicklung für die Zukunft abgebildet. Demnach werden immer mehr Kommunikationsaufgaben in den Wechselrichter verlagert.

Folgende Einzeltests wurden durchgeführt:

- Überwachung des Wechselrichters auf Basis der Daten eines intelligenten Messsystems (Smart Meter Gateway & Smart Meter)
- Steuerung des WR auf Basis der entwickelten Software. Hierbei kommen sowohl proprietäre Protokolle (generisches KACO Protokoll, SolarLog Power Management) als auch offene Protokolle (SunSpec, IEC 61850) zum Einsatz. Hierbei kann die Funktionsweise des Protokollübersetzers gezeigt werden. Die SOCKSv5 Funktionalität des SMGW wurde durch ein extra Rechner dargestellt, auf welchem ein DANTE SOCKSv5 Server installiert wurde (siehe Abbildung 8). Die experimentelle Netzleitwarte sendete die Befehle mit einem IEC 61850 Client.

Folgende Lücken müssen für eine Demonstration des Gesamtsystems geschlossen werden:

- Paarung von CLS und Smart Meter Gateway initiiert vom Gateway Administrator
- Verfügbarkeit von fertigen und zertifizierten Smart Meter Gateways
- Entwicklung eines CLS Administrator für die Verwaltung von CLS Komponenten
- Zusätzliche Protokolle zur Sicherung der Verbindungsstabilität bei GSM-Verbindungen

Da für den Test der Marktrolle diese Funktionalitäten zur Verfügung stehen müssen, kann erst nachdem diese Hard- und Software erhältlich ist, die Demonstration von möglichen Dienstleistungen/Markttrollen im Labor getestet werden.

4 Verwertung der Ergebnisse und Ausblick

Die im Projekt Smart Solar Grid gewonnenen Erfahrungen und Ergebnisse werden zusammen mit den beteiligten Projektpartnern in weiteren Forschungsprojekten genutzt.

Aktuell ist ein gemeinsames Projekt mit der Firma Hessware in der Antragsphase, in der die CLS Entwicklung auf Basis der Ergebnisse von Smart Solar Grid vorangetrieben werden soll. Hierbei ist eine Demonstration mit unterschiedlichen Stadtwerken geplant. Dabei soll auch Meteocontrol als Monitoringhersteller für PV-Anlagen Projektpartner sein, um zum einen das Monitoring zusammenzuführen und zum anderen nahezu alle Wechselrichter steuern zu können.

Des Weiteren fließen die Ergebnisse in weitere Forschungsprojekte ein. Hier zu nennen sind:

- ESOSEG (Entwicklung einer Middleware zur Vereinfachung des Systemlandschaft von Verteilnetzbetreiber)
- NATHAN-PV (Entwicklung von IEC 61850 basierten Überwachungseinheiten für Niederspannung-Transformatoren. Diese sollen später mit Smart Meter Gateways ausgestattet werden, um eine einfache Integration in die IT des Verteilnetzbetreibers zu ermöglichen.)
- Schaufenster Solar (Im kommenden Forschungsprojekt Schaufenster Solar, plant die Hochschule Ulm die gewonnenen Ergebnisse einfließen zu lassen und neue Erkenntnisse für das Smart Grid der Zukunft zu gewinnen.)

Die in Smart Solar Grid gewonnenen Ergebnisse wurden auf mehreren nationalen und internationalen Konferenzen veröffentlicht. Um die Ergebnisse dem internationalen Fachpublikum zu präsentieren, wurde eine peer-review Veröffentlichung geschrieben, welche, falls positiv evaluiert, Anfang November auf einer IEEE-Konferenz vorgestellt wird. Durch die Mitwirkung im IEA PVPS Task 14 wurden die Konzepte und Ergebnisse bei den letzten beiden Projekttreffen in Kyoto (November 2014) und Wien (Mai 2015) vorgestellt.

Eine Liste mit den Veröffentlichungen im Rahmen des Projektes Smart Solar Grid befindet sich in Kapitel **Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.**

5 Investitionen

Im Folgenden werden die wesentlichen Investitionen in der Projektlaufzeit erläutert

5.1 Gleichspannungsnetzteile

Für den Laboraufbau wurden zwei Gleichspannungsnetzteile mit einer Gesamtleistung von 16 kW beschafft. Diese Gleichspannungsnetzteile wurden an die beiden MPP Tracker des Wechselrichters angeschlossen.

Die beiden Netzteile sind notwendig, um unabhängig der aktuellen Einstrahlung Tests mit dem Wechselrichter durchzuführen. So können z. B. Ost-West Anlagen besser dargestellt werden. Mit der Ansteuerung der Netzteile lassen sich unterschiedliche Einstrahlungsverläufe und auch dynamische Änderungen der Solareinstrahlung durch schnelle Wolkenzüge simulieren.

5.2 OpenGWA

Für den Test der Smart Meter Infrastruktur ist ein Smart Meter Gateway Administrator notwendig. Da die Anforderungen an Smart Meter Gateway Administratoren von der BSI noch nicht vollständig abgeschlossen sind war es wichtig ein Produkt auszuwählen das flexibel erweiterbar ist und laufend an den Stand der Technik angepasst werden kann:

- Sicherstellung der Aktualisierung durch Updates
- Erweiterung mit neuen Funktionen in der Zukunft
- Erweiterbarkeit durch eigene Software

In der Ausschreibung wurde deshalb eine OpenSource Lösung gefordert. Trotz Öffentlicher Ausschreibung und direkter Einladung mehrere potentieller Firmen ging für den geforderten Leistungsumfang nur ein Angebot der Firma Hessware ein. Wie gefordert wurde die Software nach dem Kauf unter einer GPLv3 veröffentlicht.

Dies ermöglicht auch anderen Forschungseinrichtungen den Aufbau eines Smart Meter Labors mit geringem finanziellen Aufwand.

Erweiterungen des OpenGWA sind bereits in zwei Projektanträgen (GridPredict in Kooperation mit dem ZSW und ESOSEG in Kooperation mit der TU München geplant.

5.3 Feldtest (Zähler, Conexas, SolarLogs)

Für den Feldtest wurden mehrere Zähler, Conexas, SolarLogs, Raspberry Pis und W-Mbus Module angeschafft. Damit wurde nach dem Laboraufbau auch ein Feldtest in mehreren PV-Anlagen im Feld möglich.

6 Veröffentlichungen

Insgesamt wurden auf Basis der Forschungsergebnisse im Projekt Smart Solar Grid folgende Veröffentlichungen publiziert.

6.1 Jahr 2013

Heilscher, Gerd: **“SmartSolarGrid - Vom Zähler zum Kommunikationsinterface für intelligente Netze“**; EU-EFRE-MWK Projekttreffen, 25. Feb. 2013, Stuttgart.

Heilscher, Gerd; **„Kommunikationsdienstleistungen für Solarstromanlagen „Der Babelfisch für die Photovoltaik“**; 28. Symposium Photovoltaische Solarenergie. 06. März bis 08. März 2013, Kloster Banz, Bad Staffelstein, Germany.

6.2 Jahr 2014

T. Kaufmann, G. Heilscher, S. Hess, R. Müller, M. Gerdes, F. Meier und M. Gmehlin, **“Einspeisemanagement mit dem Smart Meter Gateway”**, in 29. Symposium Photovoltaische Solarenergie, OTTI, Hrsg., Bd. 1. Band, Regensburg, 2014.

T. Kaufmann, G. Heilscher, S. Hess, R. Müller, M. Gerdes, F. Meier und M. Gmehlin, **“Smart Metering Lösungen für PV Anlagen”**, 2. Deutsche Photovoltaik-Sicherheitstagung: Sicherheits- und Schutzkonzepte für PV-Anlagen und Batteriespeichersysteme, 9.10 – 10.10.2014, Berlin

T. Kaufmann, G. Heilscher, S. Hess, R. Müller, M. Gerdes, F. Meier, M. Gmehlin, **„The impact of Smart Meter to Monitoring of PV Systems“**, Quality of PV Power Systems – from project development to operation, 2.6 – 3.6.2014, Munich-Dornach.

G. Heilscher, T. Kaufmann, **„Stellungnahme zum Grundsatzpapier Kommunikations- und Steuerungsschnittstellen der PG Steuerungsschnittstellen des FNN vom 12.03.14, FNN Grundsatzpapier Kommunikations-Steuerschnittstellen“**

G. Heilscher, T. Reindl, **“IEA-PVPS Task 14: Kyoto meeting ST5 Communication & Control for High Penetration PV”** IEA PVPS Task 14 Meeting, 22-23. November 2014, Kyoto Japan.

6.3 Jahr 2015

T. Kaufmann, G. Heilscher, C. Kondzialka, S. Hess, R. Müller, T. Girbig, H. Ruf, M. Casel, M. Gerdes, F. Meier, M. Gmehlin, J. Benken, J. Littwin, **„Stand der Technik: Einspeisemanagement mit dem Smart Meter Gateway“** in 30. Symposium Photovoltaische Solarenergie, OTTI, Hrsg., Bd. 1. Band, Regensburg, 2015.

Christoph Kondzialka, Tobias Kaufmann, Gerd Heilscher, Roland Müller, **„Kommunikation von SunSpec-fähigen Wechselrichtern mit IEC61850-Systemen“** in 30. Symposium Photovoltaische Solarenergie, OTTI, Hrsg., Bd. 1. Band, Regensburg, 2015.



Under Review:

T. Kaufmann, C. Kondzialka, S. Hess, G. Heilscher, „Feed-in Management Using German Smart Metering Infrastructure: PoC Utilizing IEC 61850 and SunSpec“, 2015 IEEE International Conference on Smart Grid Communications, Miami.