

Abschlussbericht zum Verbundvorhaben

„econnect Germany“



Thema

„Stadtwerke machen Deutschland elektromobil –
von Aachen bis Leipzig, vom Allgäu bis nach Sylt“

Zuwendungsempfänger

Siemens Aktiengesellschaft

Förderkennzeichen

01ME12041

Autor

Alexander Schenk
Walter Sommer
Peter Sandkühler

Projektleiter

Peter Sandkühler

Berichtsdatum

15.08.2015

Gefördert durch:



Bundesministerium
für Wirtschaft
und Energie

aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages

Inhaltsverzeichnis

I.	ERGEBNISBERICHT - KURZDARSTELLUNG.....	7
1.	Aufgabenstellung	7
1.1	Einleitung	7
1.2	Erzielte Ergebnisse	9
1.3	Gewonnene Erkenntnisse	11
2.	Voraussetzungen, unter denen das Vorhaben durchgeführt wurde	13
3.	Planung und Ablauf des Vorhabens	14
4.	Stand der Wissenschaft und Technik	15
5.	Zusammenarbeit mit anderen Stellen	17
II.	ERGEBNISBERICHT - EINGEHENDE DARSTELLUNG	18
1	Erzieltes Ergebnis	18
1.1	Detaillierung der Anforderungen gemäß Aufgabenstellung	18
1.2	Gesamtsystem-Übersicht	20
1.3	Realisierung des Teilprojektes 1.3 (Demand Side Management)	22
1.3.1	Beschreibung der eingesetzten Komponenten	23
1.3.2	Realisierung der Strom- und Spannungsregelung	29
1.3.2.1	Konzept der Lastregelung	29
1.3.2.2	Implementierung der Lastregelung	33
1.3.2.3	Zustandsschätzung / Bearbeitung der Topologie	34
1.3.2.4	Zustandsschätzung	36
1.3.2.5	Funktion des Lastreglers	37
1.3.2.6	Abwurf einer Ladestation	39
1.3.3	Konzept der Spannungsregelung	40
1.3.4	Generierung des Ampelsignals	41
1.3.5	Implementierung des PLC Kommunikationsnetzes	45
2.	Erkenntnisse, voraussichtlicher Nutzen und Verwertbarkeit des Ergebnisses	48
2.1	Aus dem Feldtest gewonnene Erkenntnisse	48
2.2	Nutzen und Verwertbarkeit des Ergebnisses	50
3.	Ergebnisse Dritter	53
4.	Veröffentlichungen	54

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Projektzeitplan	14
Abbildung 2: Überlastung des Niederspannungsnetzes.....	15
Abbildung 3: System-Use Case	20
Abbildung 4: Informationsflüsse.....	21
Abbildung 6: Eingebauter Messsensor im Hausanschlusskasten	26
Abbildung 7: Skizze des ausgewählten Stranges im Demonetzgebiet.....	29
Abbildung 8: Vereinfachtes Beispiel zur Erläuterung des Lastregelungskonzepts	31
Abbildung 9: Model-Bearbeitung für die Kirchhoff Gleichungen	33
Abbildung 10: Topologie-Bearbeitung, Beseitigung unnötiger Knoten	35
Abbildung 11: Verteilnetzbetrieb und Ampelsignal.....	43
Abbildung 12: Kommunikation des Ampel-Zustandes.....	44
Abbildung 14: Smart Grid Migrationspfad	50

Abkürzungsverzeichnis

A	Ampere
BNetzA	Bundesnetzagentur
BSI	Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik
CENELEC	franz.: „Comité Européen de Normalisation Électrotechnique“
DGU	engl.: „Distributed Generation Unit“
DSL	engl.: „Digital Subscriber Line“
DSM e	engl.: „Demand Side Management System“
DÜN	Digitales Übertragungsnetz
e-car	engl.: „Electric Car“
EMCU	engl.: „E-Mobility Charging Unit“
e-Mobility	engl.: "Electromobility"
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
FAN	engl.: „Field Area Network“
GPRS	engl.: „General Packet Radio Service“
HA	Hausanschlusspunkt
HES	engl.: „Head End System“
HM	engl.: „Home Management System“
HW-Firewall	Hardware-Firewall
IC MOL CTE EVI	Siemens Abteilung (im Rahmen einer Umorganisation aufgelöst)
iONS	intelligente Ortsnetzstation
kBit/s	Kilobit pro Sekunde
KNX	Feldbus zur Gebäudeautomation.
kVA	Kilovoltampere
kW	Kilowatt
kWh	Kilowatt pro Stunde

LBME NRW	Landesbetrieb Mess- und Eichwesen Nordrhein-Westfalen
LMU	engl.: „Line Monitoring Unit“
MDM	engl.: „Meter Data Management“
P/U	Regelung der Wirkleistung in Abhängigkeit von der Spannung
PC	Personal Computer
PLC	engl.: „Power Line Communication“
PLC A-Band	PLC Verfahren im CENELEC A-Band (9 - 95 kHz)
PTB	Physikalisch Technischen Bundesanstalt
PV	Photovoltaik
Q/U	Regelung der Blindleistung in Abhängigkeit von der Spannung
R+jX	Komplexe Impedanz
RONT	Regelbarer Ortsnetztrafo
RWTH	Rheinisch-Westfälische Technische Hochschule
SIT	System-Integrationstest
STAWAG	Stadtwerke Aachen Aktiengesellschaft
TP	Teilprojekt
TS	Transaktionsserver
U/I	Spannung / Strom
VNB	Verteilernetzbetreiber
VPN	engl.: „Virtual Private Network“
WLAN	engl.: "Wireless Local Area Network"

I. Ergebnisbericht - Kurzdarstellung

1. Aufgabenstellung

1.1 Einleitung

Für das Forschungsprojekt e-connect sollte im Hub Aachen im Rahmen des Teilprojektes 1.3 die vorhandene Netzinfrastruktur der STAWAG (Niederspannungsebene) so adaptiert werden, dass sie in Zukunft für den Anschluss einer möglichst große Anzahl von Heimpladestation (Home Charger) geeignet ist. Ziel dabei war, durch aktives Überwachen, steuern und regeln einen nach heutigen Maßstäben erforderlichen Netzausbau so weit wie möglich zu verschieben. Dabei war zu berücksichtigen, dass im Netzgebiet bereits dezentrale Einspeiseanlagen (Photovoltaik) vorhanden waren. Darüber hinaus war für die flexible Tarifierung der elektrischen Energie ein entsprechendes Meteringsystem bereitzustellen, das den Anforderungen des Projektes, der PTB und der lokalen Eichbehörde entsprach. Das der Aufgabenstellung entsprechende Lösungskonzept sollte prototypisch entwickelt und im Rahmen eines Feldtests mit 10 bis 12 Elektroautos demonstriert werden. Die Details zu dieser Aufgabenstellung und zur Vollständigkeit die wesentlichen Aufgaben der anderen Konsortialpartner im Hub Aachen sind nachfolgend zusammengefasst.

- Siemens:
 - Bereitstellung einer rechtskonformen technischen Infrastruktur für die Verbrauchsdatenerfassung, die das dynamische Pricing der von den Feldtestkunden bezogenen Energie auf Basis einer Price Forward Curve unterstützt.
 - In Abstimmung und Mitarbeit der STAWAG und der PSI Entwicklung eines Konzepts für die Netzüberwachung mit speziellem Fokus auf das Niederspannungsnetz
 - Entwicklung von Steuer- und Regelalgorithmen (dezentral lauffähig in einer intelligenten Ortsnetzstation) für die Heimpladestationen zur Sicherstellung der Einhaltung der maximalen Strombelastbarkeit der Netzassets.

- Berücksichtigung der bereits vorhandenen dezentralen Einspeiseanlagen durch eine Spannungsregelung mit einem Stelltrafo als Stellglied.
- Bereitstellung eines Signals (Ampelsignal) zur Information der Feldtestkunden, falls es einen netzbedingten Eingriff in Ladevorgänge kommt.
- Integration der intelligenten Ortsnetzstation in die Leitwarte und damit in das von STAWAG und PSI vorgegebene Konzept für den zukünftigen Betrieb des Mittelspannungsnetzes, mit der Möglichkeit die Ortsnetzstation zu überwachen und Maximalwerte für den über die Ortsnetzstation aggregierten Ladestrom vorzugeben
- Lieferung folgender Komponenten mit entsprechend gegenüber den Standardprodukten modifizierten Funktionalitäten:
 - Smart Meter für die Haushalte (Feldtestkunden)
 - Smart Meter für die Ladestationen
 - Messsensor für den Einsatz in Hausanschlusskästen und Kabelverteilern
 - Komponenten für die intelligente Ortsnetzstation
 - Komponenten für die Zentrale bei den STW Aachen (Kommunikations-Front-End, Transaktionsserver und Meter Data Management)
- Kellendonk:
 - Konzept für das Management der Ladestationen, der lokalen Erzeugung und der lokalen Speicher, unter Berücksichtigung der vorgegebenen Tarifkurven und der Kundenvorgaben. Ziel war die Optimierung der Gesamtkosten für den Energiebezug aus Sicht der Feldtestkunden
 - Lieferung eines Home Management Gateway mit der oben angeführten Funktionalität, mit Schnittstellen für ein iPad (Bedienkonsole für Prosumer), zum Internet (Verbindung zum Energielieferanten), zum Haushaltszähler (über inhouse-PLC) und zur Ladestation

- Phoenix Contact:
 - Konzept für eine Heimpladestation unter Berücksichtigung der Projektanforderungen
 - Konstruktion und Lieferung der Heimpladestationen

- RWTH:
 - Zusammen mit der STAWAG Auswertung der Messwerte die mit der prototypisch ausgerollten Sekundärtechnik im Verteilnetz aufgezeichnet wurden

- smartlab:
 - Entwicklung eines Tarifierungskonzepts zusammen mit Schleupen STAWAG und Siemens
 - Klärung der rechtlichen und eichtechnischen Rahmenbedingungen

- Schleupen:
 - Umsetzung des Tarifierungskonzepts zusammen mit STAWAG, Kellendonk und Siemens
 - Lieferung der für das Tarifierungskonzept benötigten zentralen Komponenten

- PSI:
 - Konzept für die zukünftige Betriebsführung des Mittelspannungsnetzes
 - Einbindung der intelligenten Ortsnetzstation in das Leitsystem der STAWAG

1.2 Erzielte Ergebnisse

Eine geeignete Metering Infrastruktur die den Anforderungen des Projekts, der PTB und des LBME entsprach, konnte bereitgestellt werden. Es wurden sowohl die Verbrauchswerte der Feldtestkunden im 15 Minuten Raster erfasst, mittels PLC Kommunikation zu einem Datenkonzentrator übertragen und von dort über GPRS/DSL Verbindung in die Zentrale der STAWAG gesendet. Dort wurden die Verbrauchsdaten auf Plausibilität überprüft, ggf. fehlende Daten

(z.B. durch Kommunikationsausfälle) durch Ersatzwerte ergänzt und dem SAP System der STAWAG über eine Web-Service Schnittstelle übergeben. Der bei den Feldtestkunden montierte Smart Meter (Verrechnungszähler) verfügte über eine Inhouse Schnittstelle, die so modifiziert wurde, dass sie für den vorgesehenen Datenaustausch mit dem Home Management Gateway von Kellendonk geeignet war.

Die Strom- und Spannungsregelung wurde auf Basis der Verfügbarkeit von dezentralen Messwerten, ermittelt durch eine im Feld verteilte Sensorik, konzipiert. Dabei wurde im Rahmen des Projektes eine spezielle Stromregelung entwickelt und zum Patent angemeldet, die einen Schutz der Infrastruktur vor Stromüberlastung sicherstellt, ohne dass dafür alle Netzknoten gemäß Kirchhoffscher Regel gemessen werden müssen. Diese wurde um eine bereits aus dem Forschungsprojekt IRENE verfügbare Spannungsregelung, die gemäß Projektanforderungen angepasst wurde, ergänzt. Beide Regelalgorithmen wurden auf einer Linux Plattform in der Ortsnetzstation implementiert. Für die Bereitstellung der oben genannten Messwerte wurde ein spezieller Messsensor mit integrierter PLC Kommunikation prototypisch entwickelt, der hinsichtlich seiner mechanischen und elektrischen Ausprägung für den Einbau in Hausanschlusskästen und Kabelverteilern geeignet war. Aufgrund der positiven Erfahrungen mit der hohen Verfügbarkeit von Messwerten über das PLC Kommunikationsverfahren, erfolgte bereits außerhalb des Projektes eine Überleitung des Messensors von einem Prototyp in ein Serienprodukt.

Für die Anbindung der Heimpladestationen an die intelligente Ortsnetzstation wurde von Siemens ein aufgrund einer modifizierten Firmware nicht geeichter Zähler zur Verfügung gestellt und von Phönix Contact in die Heimpladestation eingebaut. Die Aufgabe dieses Zählers war die Bereitstellung der Leistungswerte für laufende Ladevorgänge und das Abschalten der Ladestation über ein eingebautes Relais falls eine vorgegebene Reduktion der Ladeleistung aufgrund von Fehlern nicht wirksam wird (Not-Aus Funktion)

Die Einbindung der intelligenten Ortsnetzstation in das Leitsystem und in die Mittelspannungsbetriebsführung erfolgte gemäß den Vorgaben von STAWAG/PSI.

Das gesamte System, bestehend aus den Lieferanteilen von Siemens und den anderen Konsortialpartnern, wurde im Rahmen eines Integrationstests am Gelände der STAWAG getestet. Ausgenommen davon war die Spannungsregelung die mangels Messwerte nur simuliert wurde

Im Feldeinsatz hat sich gezeigt, dass die implementierten Strom- und Spannungsregelungen nicht ausgereizt werden konnten, d. h. es traten aus folgenden Gründen keine netzbedingten Eingriffe in Ladevorgänge auf:

- Die mögliche maximale Ladeleistung pro Auto war mit 22kW begrenzt. Die Speicherkapazität der eingesetzten Elektroautos lag zwischen 20 und 30kWh. Damit lag die Ladezeit pro Auto bei voller Leistung und vollständig entladener Batterie im Bereich von etwa einer bis eineinhalb Stunden. Die Nennleistung des Trafos in der Ortsnetzstation betrug 630kVA
- Es gab *keine* ausgeprägte Gleichzeitigkeit bei den einzelnen Ladevorgängen, d.h. die Autos wurden statistisch über einen Tag gesehen eher gleich verteilt und eher kurzzeitig genutzt. Daher entstand durch den Feldtest auch keine signifikante Mehrbelastung des Netzes.
- Die Feldtestkunden waren gegenüber der ursprünglichen Intention auf mehrere Abgänge der Ortsnetzstation verteilt. Damit kam es auch im Kabelnetz zu keinen erkennbaren Problemen.

1.3 Gewonnene Erkenntnisse

Die heute üblichen Ansätze zur Netzplanung und die Abschätzung der noch verfügbaren Netzressourcen gehen mangels konkreter Auslastungsdaten meist von Worst Case Szenarien aus. Diese können, vor allem im Einzelfall, zu beliebig falschen Ergebnissen führen. Dieser Sachverhalt wird noch durch die Tatsache verstärkt, dass für die erstmalige Verbreitung neuer Technologien und Veränderungen des Marktumfeldes keine langjährigen Erfahrungswerte vorliegen und es damit auch schwer fällt die zukünftigen Worst Case Szenarien im Detail zu beschreiben. Wenn man dann noch von einer Überlagerung von neuen Technologien bei gleichzeitiger Änderung des Marktumfeldes durch dynamische Tarifmodelle ausgeht, dann wird eine

Prognose der zukünftigen Netzauslastung gänzlich unmöglich. Ein möglicher Weg dieses Spannungsfeld aufzulösen und welchen Beitrag dazu die Ergebnisse aus dem Projekt beigetragen haben, ist im Teil III, Kapitel 2 des Ergebnisberichts zusammengefasst.

Eine weitere wesentliche Erkenntnis war, dass sich die eingesetzte Schmalband-PLC Kommunikation für den Aufbau eines kostengünstigen Kommunikationsnetzes für die gestellte Aufgabe bewährt hat.

STAWAG beabsichtigt auch, die Messsensoren zur Vertiefung der Problematik weiterhinim Netz zu belassen und auch Erkenntnisse aus anderen Netzbereichen zu gewinnen.

2. Voraussetzungen, unter denen das Vorhaben durchgeführt wurde

Bei Einreichung des Projekts ist man davon ausgegangen, dass zum Zeitpunkt des Projektstarts alle Rahmenbedingungen für den Einsatz von Smart Metern in Deutschland, sowie das BSI Schutzprofil in einer weitgehend finalen Fassung vorliegen. Da sich diese Annahmen leider nicht bestätigt haben, wurden zu Projektbeginn die vorliegenden Fakten analysiert und die Rahmenbedingungen für das Projekt wie folgt festgesetzt:

- Für die Erfassung des Energieverbrauchs der Haushalte, die am Feldversuch teilnahmen, waren in Deutschland zugelassene Lastgangzähler mit der für das Projekt erforderlichen Funktionalität und den erforderlichen Schnittstellen notwendig. Eine prototypische Entwicklung eines BSI konformen Zählers inklusive einer entsprechenden Zulassung war im Rahmen des Projektes aus oben angeführten Gründen nicht möglich. Daher wurde auf bestehende Zähler zurückgegriffen, deren Zulassung eine Modifikation der nicht eichtechnisch relevanten Funktionalität zuließ. Damit konnten schließlich alle Projektanforderungen abgedeckt werden. Im Rahmen des Projektes wurde zusätzlich noch ein Konzept erstellt, wie die im Projekt realisierte Infrastruktur in eine BSI konforme Infrastruktur übergeleitet werden kann.
- Eine weitere Herausforderung war die Bereitstellung von netzdienlichen Messwerten am Netzanschlusspunkt der Feldtestkunden. Technisch gesehen hätte man dafür einen Smart Meter so modifizieren können, dass er neben den Energieverbrauchs- bzw. Einspeisedaten auch netzdienlichen Messwerte bereitstellt. Davon wurde jedoch abgesehen, weil einerseits die damalige Version des BSI Schutzprofils keine Bereitstellung von Messwerten in einer Ortsnetzstation vorsah und andererseits durch die Deregulierung des Messwesens in Deutschland nicht sicher gestellt ist, dass Metering Service Provider zukünftig grundsätzlich nur Messgeräte verbauen, die auch netzdienliche Messwerte liefern und diese dem Netzbetreiber auch uneingeschränkt zur Verfügung stehen. Daher wurde beschlossen, einen Sensor mit integrierter Kommunikation zu entwickeln, der sowohl mechanisch als auch elektrisch für einen Einsatz in Hausanschlusskästen (Hoheitsgebiet des Netzbetreibers) geeignet ist.

3. Planung und Ablauf des Vorhabens

Das Projekt wurde unter der Führung von Smart Lab geplant und eingereicht. Siemens war durch den Bereich IC MOL CTE EVI vertreten. Nach der Förderzusage kam es leider im Hause Siemens zu einer Restrukturierung verbunden mit einem Teilausstieg aus dem Bereich e-Mobility, die dazu führte, dass wesentliches Know How und Basisprodukte aus dem Bereich Ladestationen und Lademanagement nicht mehr zur Verfügung standen. Daher war der Konsortialführer gezwungen, das Konsortium durch die neuen Partner Phoenix Contact und Kellendonk zu erweitern, um das fehlende Know How und fehlende Lösungen zu ergänzen und damit den Projekterfolg sicherzustellen. In dieser neuen Konstellation übernahm Siemens nur mehr die Netzintegration, Phoenix Contact die Heimladestationen und Kellendonk das Home- / Lademanagement. Durch die Suche nach neuen Partnern und die anschließende Projektneuplanung entstand ein Zeitverzug von etwa 6 Monaten. Dieser ist in der nachfolgenden Abbildung durch den Balken „Restrukturierung“ dargestellt.

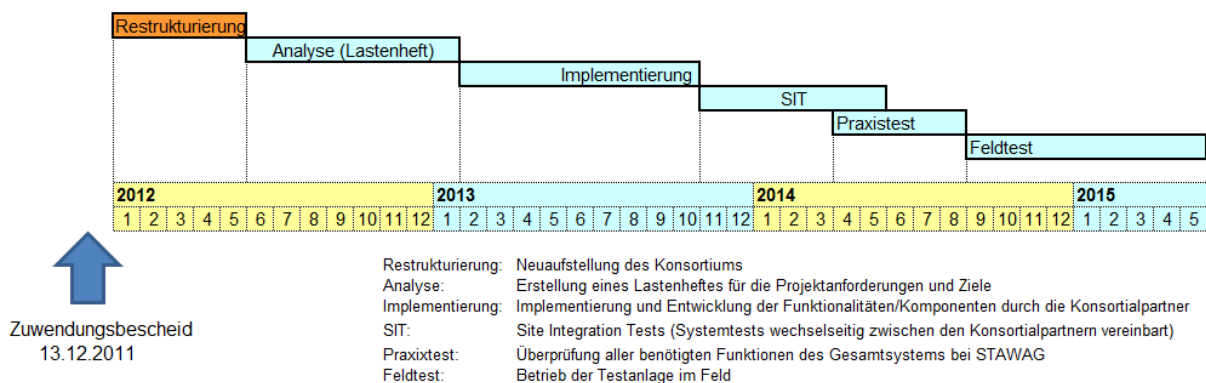


Abbildung 1: Projektzeitplan

In Folge haben sich sowohl in der Implementierungsphase an mehreren Stellen kleinere Zeitverzögerungen ergeben. Diese waren durch die Komplexität und den zu Beginn des Projektes ungeschätzten Abstimmungsbedarf der Konsortialpartner untereinander begründet. Ebenfalls auf die Komplexität des Themas waren die Verzögerungen im System-Integrationstest (SIT) und dem Praxistest zurückzuführen, die mehrfach in Schleifen zu durchlaufen waren, bis alle benötigten Funktionen fehlerfrei zur Verfügung standen.

4. Stand der Wissenschaft und Technik

Zu Beginn des Projektes war klar, dass die Integration von dezentraler Erzeugung (wie im Feldtestgebiet teilweise vorhanden) und neuen großen Lasten (Home Charger) zu Spannungsproblemen führen kann. Dazu gab es neben einschlägigen Publikationen und Simulationsergebnissen auch bereits Forschungsprojekte (z. B. Irene / Allgäu) die sich mit dieser Thematik beschäftigten und die auch schon konkrete Lösungswege durch Spannungsregler mit den Stellgrößen Q/U, P/U und Trafo mit Stufensteller zeigten.

Eine weitere Herausforderung bei der oben genannten Integration bestand in der Tatsache, dass die heute üblichen Schutzkonzepte in der Niederspannung mit steigender Penetration von dezentraler Erzeugung und zusätzlichen großen Lasten zunehmend wirkungslos werden. Dieser Sachverhalt ist in der nachfolgenden Abbildung dargestellt

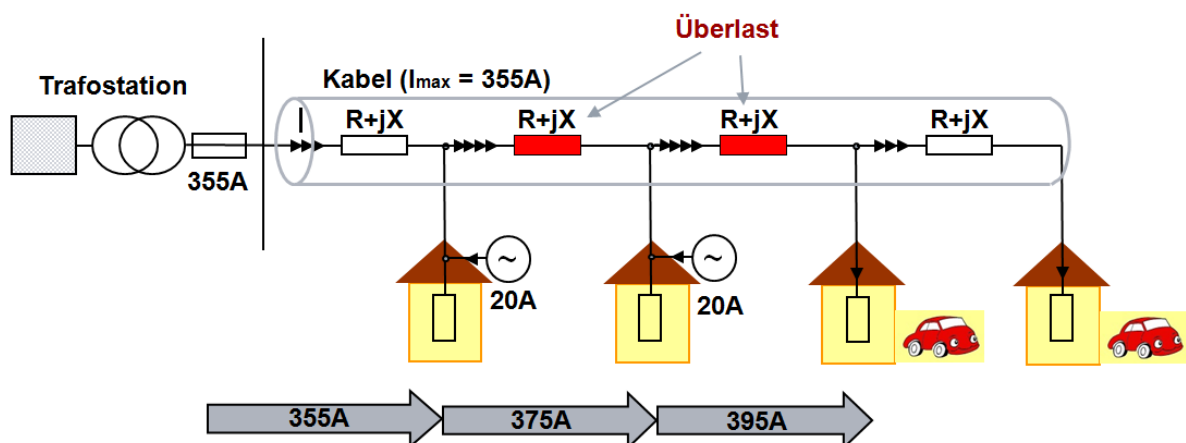


Abbildung 2: Überlastung des Niederspannungsnetzes

In dem gezeigten Beispiel liefert die Ortsnetzstation bereits aufgrund von hohen Lasten den höchst zulässigen Strom von 355A . Gleichzeitig liefern die den Elektroautos vorgelagerten Haushalte mit ihren PV Anlagen ebenfalls mit Maximalleistung ihre Energie Richtung Elektroautos. In diesem Fall kommt es zu einer Überlastung der beiden rot dargestellten Leitungsabschnitte, ohne dass diese Überlast in der Trafostation erkennbar wird.

Damit werden in Zukunft nicht nur neue Schutzkonzepte notwendig, sondern auch steuernde / regelnde Maßnahmen, die ein Ansprechen von Schutzeinrichtungen, welches mit Stromausfällen verbunden ist, verhindern.

Zu diesem Thema waren zu Projektbeginn keine Problemlösungsansätze bekannt.

Ebenfalls neu war die Auslegung einer praktikablen Version des BNetzA Ampelmodells, das zur Kundeninformation im Falle des Eingriffs des Netzes bei Erreichen der Netzgrenzen in Transaktionen zwischen Prosumern und Markt dient.

5. Zusammenarbeit mit anderen Stellen

Im Rahmen des Projektes wurde unter der Leitung von Smart Lab mit dem „Landesbetrieb Mess- und Eichwesen Nordrhein-Westfalen“ (LBME NRW) und der „Physikalisch Technischen Bundesanstalt“ (PTB) Kontakt aufgenommen. Ziel war die Genehmigung der Feldtestanordnung und des Tarifmodells.

Nach eingehender Diskussion mit beiden Unternehmen und Bereitstellung von entsprechenden beschreibenden Dokumenten wurde die Genehmigung erteilt.

II. Ergebnisbericht - Eingehende Darstellung

1 Erzieltes Ergebnis

1.1 Detaillierung der Anforderungen gemäß Aufgabenstellung

Bereitstellung des Stromverbrauchs der am Feldtest teilnehmenden Haushalte auf Basis von 15 Minuten Zeitreihen für das SAP System der STAWAG als Basis für die Kundenverrechnung. Die Auslesung aller Zeitreihen musste mindestens einmal täglich erfolgen.

- Bereitstellung folgender Informationen für das Home Management Gateway über eine Inhome-Schnittstelle des für die Verrechnung eingesetzten Smart Meters:
 - Aktuell aus dem Netz bezogene Leistung des Haushalts
 - Pro Stunde Übertragung der Zeitreihen der jeweils letzten 12 Stunden auf Basis von 15 Minuten Energiewerten für die Verifikation von Rechnungen
 - Maximal zulässige Leistungswerte für das Laden der Elektroautos

- Die Integration von Heimpladestationen (Home Charger) in das Niederspannungsnetz der STAWAG mit speziellem Fokus auf:
 - Die Sicherstellung der Einhaltung des von der Norm EN 50160 vorgegebenen Spannungsbandes bei Maximierung der Penetration mit Elektroautos und PV Anlagen
 - Die Vermeidung von lokaler Überlastung von Netzassets (Einhaltung der maximal zulässigen Strombelastung) durch entsprechende Begrenzung des Ladestroms bei Erreichen der Grenzwerte der Infrastruktur.
 - Abwurf von Ladestationen im Falle eines Netzengpasses und dem Versagen der Regelfunktion über das Home Management System und den Ladestations-Controller (Not-Aus)
 - Erzeugung und Weiterleitung eines Signals zum Home Management System zur Kundeninformation bei Eingriffen in die Ladevorgänge durch

- das Netz (BNetzA – Ampel). Dieser Punkt wurde im Laufe des Projektes revidiert, da sich herausgestellt hat, dass im DSM System die
- Information Leistungsbegrenzung ja/nein und der Leistungswert ausreichend ist. Daher wurde die Ampelfarbe gemäß der Beschreibung in Kapitel 1.4 vom Home Management Gateway aus dem Wert der vorgegebenen Leistungsbegrenzung abgeleitet und über das iPad zur Anzeige gebracht.
- Meldung der Ampelfarbe gelb oder rot pro Kunde, abgeleitet aus der Ladeleistungsbegrenzung und Meldung der Ampelfarbe pro Abgang an das Leitsystem der STAWAG
- Informationstechnische Integration der Ortsnetzstation in das Leitsystem der STAWAG, mit der Möglichkeit, einen Maximalwert für den über die Ortsnetzstation aggregierten Ladestrom vorzugeben.

1.2 Gesamtsystem-Übersicht

Das Gesamt-System wurde von drei Aktoren bedient, wobei die Rolle „Strom-Kunde“ in ihrer Spezialisierung als „Fahrzeug-Nutzer“ für die Modellierung einen weiteren Aktor darstellte. Abbildung 3 zeigt dabei die einzelnen Use Cases der Aktoren, welche vom System bedient wurden.

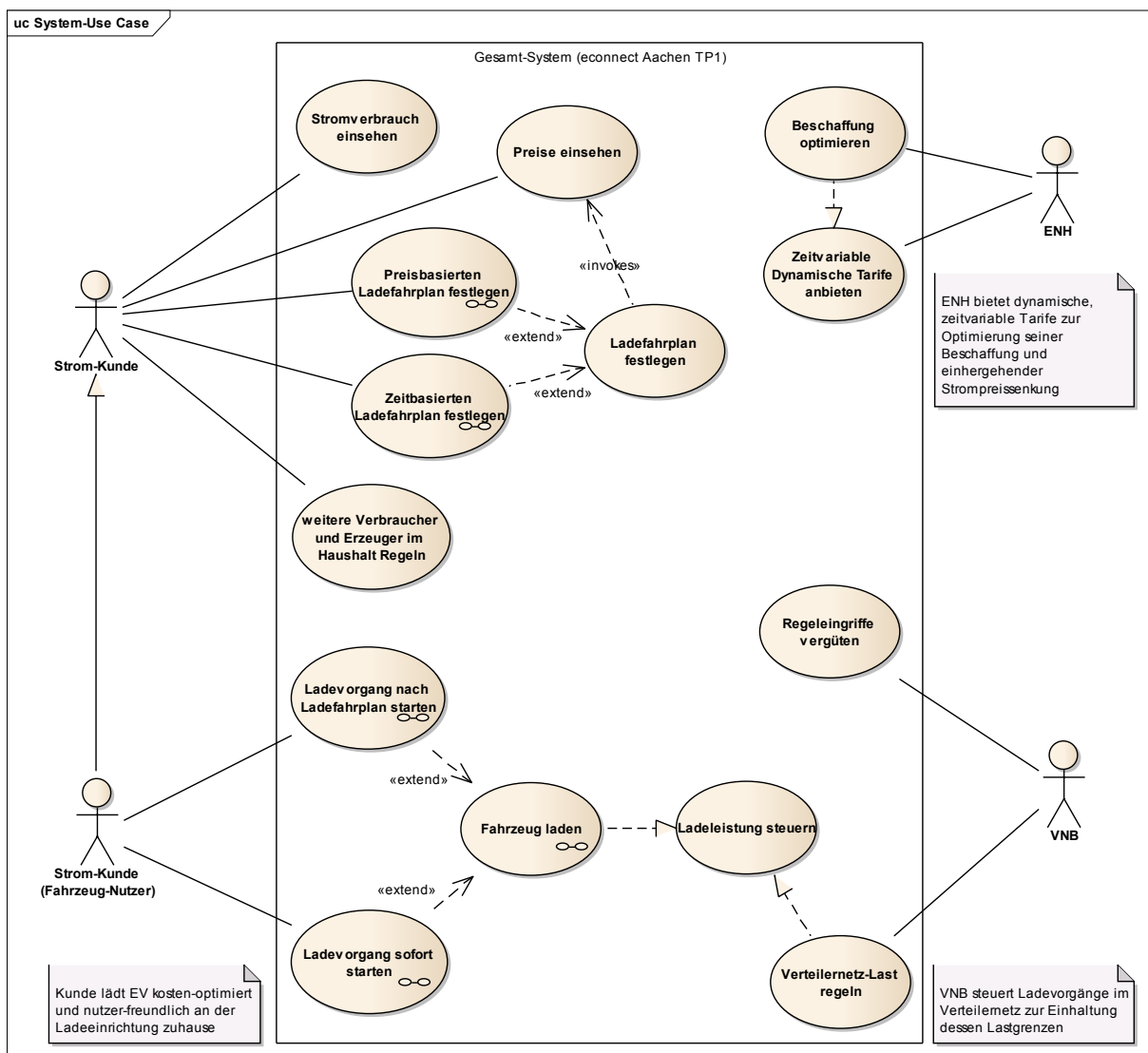


Abbildung 3: System-Use Case

Das Gesamt-System bestand aus drei Teilsystemen, welche in den drei Arbeitspaketen „Smart Pricing“, „Home Management“ und „Demand Side Management“ entwickelt wurden. Im laufenden Betrieb tauschten diese Systeme verschiedene Informationen miteinander aus. Abbildung 4 zeigt die Informationsflüsse die zwischen den drei Teilsystemen stattfanden. Zur besseren Darstellung ist der Ladevorgang in dieser Abbildung aus dem Home Management System herausgelöst.

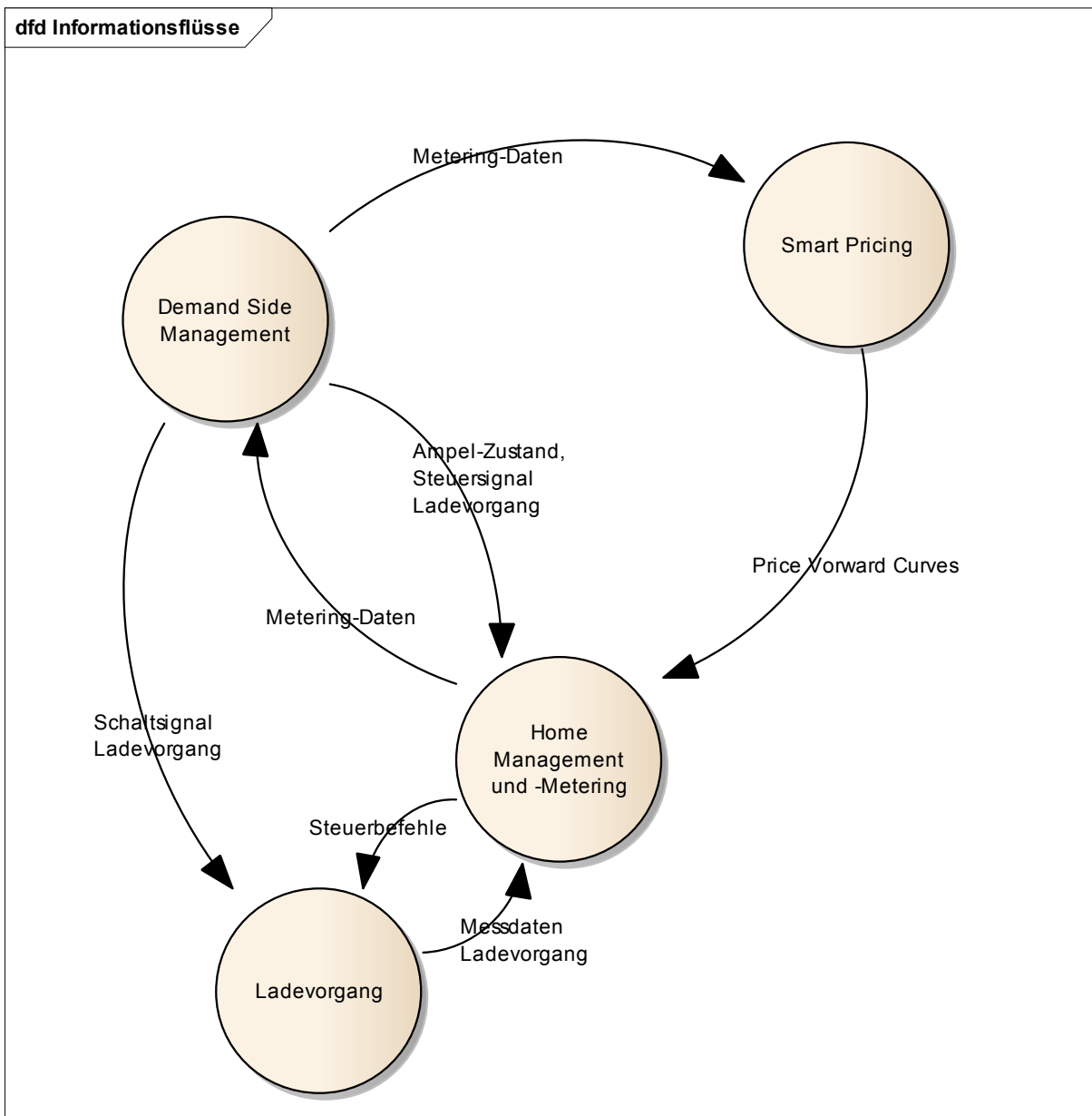


Abbildung 4: Informationsflüsse

1.3 Realisierung des Teilprojektes 1.3 (Demand Side Management)

Die Darstellung in Abbildung 5 zeigt die schematische (technische) Darstellung der Gesamtarchitektur für die Teilprojekte. Sie soll nur als grobe Übersicht dienen. Details des Beitrags von Siemens zum Gesamtprojekt (Teilprojekt 1.3) sind in den folgenden Kapiteln enthalten.

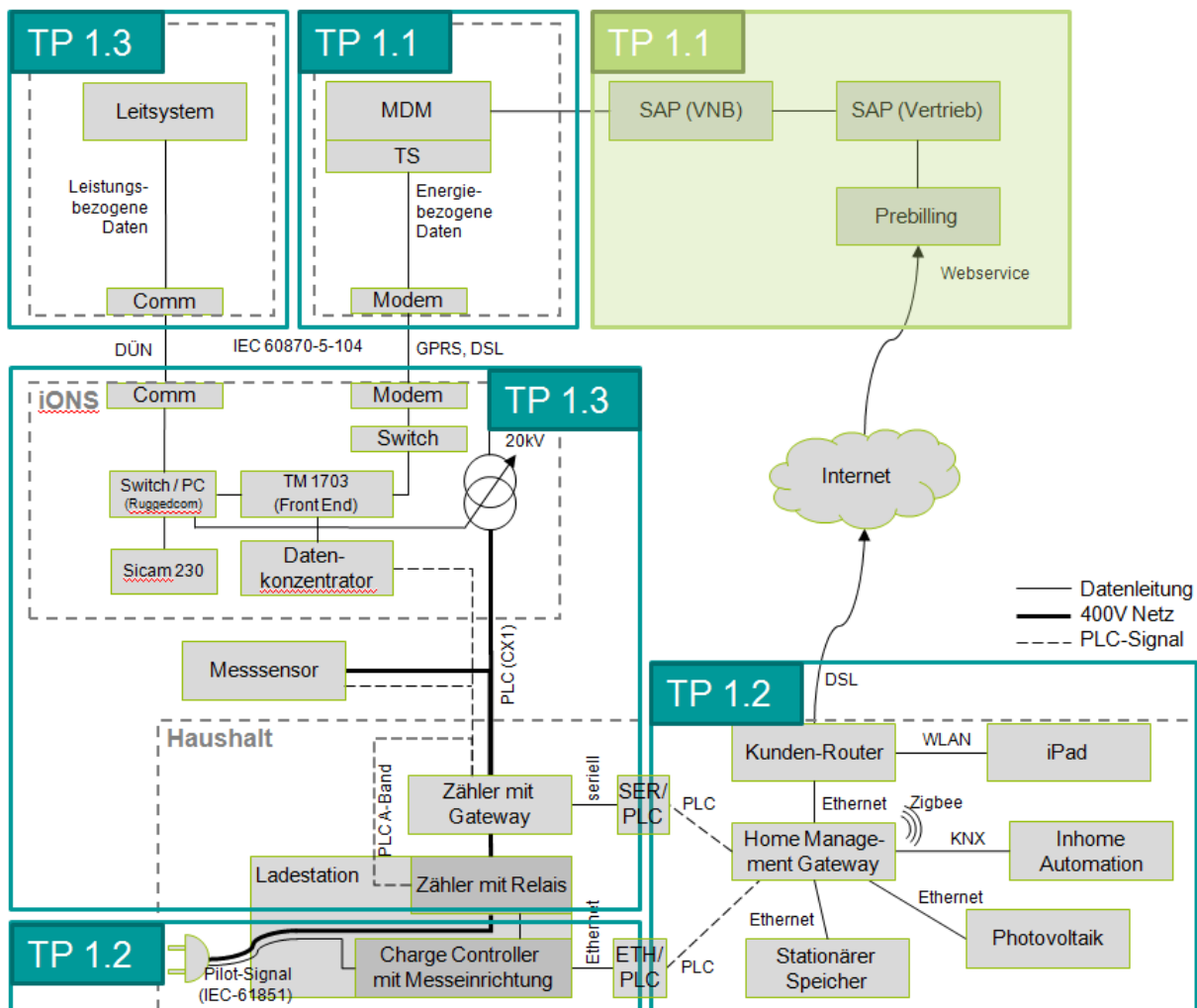


Abbildung 5: Anlagenübersicht

Die in Abbildung 5 dargestellten Systeme lassen sich in zwei Funktionsgruppen aufteilen:

- a) Das Demand Side Management System (DSM) zur Regelung der Ladeleistung und der Spannung mit dem Ziel der der Maximierung der

Transportkapazitäten des Verteilnetzes unter Einhaltung der EN 50160, zusammengefasst im Teilpaket 1.3 (Siemens)

- b) Das Home Management System (HM) zur Ansteuerung von Lasten inkl. Heimpladestation und Erzeugungsanlagen inkl. Batterie im Kundenbereich, zusammengefasst im Teilpaket 1.2 (Kellendonk, Phönix Contact)
- c) Das Smart Pricing System zur Erzeugung und Kommunikation der dynamischen Preise an den Kunden sowie der Rechnungsstellung, zusammengefasst im Teilpaket 1.1 (Schleupen, Smartlab, STAWAG)

Die Systeme interagierten miteinander und bildeten aus Sicht des Benutzers eine Einheit. Aus Sicht des VNB hatte das DSM eine sicherheitsrelevante Funktion zum Schutz des Stromnetzes inne, während das HM der Beeinflussung und Regelung des Kundenbedarfs diente. Im Folgenden werden die Anforderungen an das Demand Side System beschrieben.

1.3.1 Beschreibung der eingesetzten Komponenten

Da im Netzbereich des Feldtestgebietes PV Anlagen vorhanden waren und zusätzlich die Heimpladestationen integriert werden mussten, umfasste das DSM sowohl eine Spannungsregelung inklusive eines regelbaren Ortsnetztrafos, als auch eine Strombegrenzung für Ladevorgänge für den Fall, dass die Gefahr einer Überlastung der Netzinfrastruktur (Kabel, Trafo) bestand. Darüber hinaus mussten ebenfalls über das DSM die Strom-Verbrauchswerte der Testkunden erfasst und zur Zentrale der STAWAG übertragen werden. Die Kernelemente des DSM Systems gemäß Abbildung 3 waren:

- Infrastruktur in der Ortsnetzstation:
 - In der Ortsnetzstation wurden folgende Komponenten Eingesetzt:
 - Datenkonzentrator:
 - Er dient als Modem für die PLC Kommunikation mit den Zählern und Messsensoren und er bündelt die Daten von den einzelnen Zählern und Messsensoren in einen Datenstrom (Konzentratorfunktion) Richtung

Zentrale, bzw. im Feldtest aus sicherheitstechnischen Überlegungen Richtung TM1703.

- TM1703:
Das TM1703 teilt den Datenstrom des Datenkonzentrators in „Metering spezifische Daten, die zum TS/MDM übertragen werden und in Automatisierungsdaten die zum Leitsystem der STAWAG gesendet werden. Die Ausgabe der beiden Datenströme erfolgt über zwei getrennte Ethernet Schnittstellen zwischen denen aufgrund des Designs der Hardware kein IP Forwarding möglich ist. Das TM 1703 arbeitet somit als Firewall gemäß den Anforderungen der STAWAG um das Metering Netz und das Automatisierungsnetz sicher zu trennen.
- Switch/PC (Ruggedkom):
Bei dieser Komponente der Firma Ruggedcom handelt es sich um einen Switch mit integrierter PC Funktionalität, die für die prototypische Implementierung der für e-connect erforderlichen Strom- und Spannungsregelung herangezogen wurde
- Sicam 230:
Diese Komponente diente zur lokalen Erfassung und Speicherung von Mess- und Betriebsdaten
- Switch:
Dieser Switch wurde für die Bereitstellung eines Wartungszugangs vorgesehen
- Für e-connect benötigte Funktion in der Ortsnetzstation
 - Lokale Spannungsregelung und Strombegrenzung mit einem Stelltrafo und den steuerbaren Heimpladestationen als Aktoren.
Als Basis für die Steuer- und Regelfunktionen dienten Messwerte von im Niederspannungsnetz verteilten Messsensoren und von den Messzählern die in den Ladestationen verbaut wurden
 - Die Berechnung eines Leistungsgrenzwert pro Ladestation als Ausgangsgröße des Stromreglers inklusive einer Überwachung der Einhaltung von vorgegebenen Grenzwerten)
 - Die Aufsummierung der Leistungen aller gerade aktiven Ladevorgänge und Übertragung der Summenleistung, zusammen mit der

Gesamtleistung die über die Ortsnetzstation fließt, an das Leitsystem der STW Aachen

- Gleichmäßiges Abregeln aller laufenden Ladevorgänge aufgrund eines vom Leitsystem vorgegebenen maximalen Leistungswertes für die Ortsnetzstation (= Engpass in den Netzebenen oberhalb der Ortsnetzstation)
- Abwurf von Ladestationen die einen vorgegebenen Grenzwert nicht eingehalten haben.

■ Messsensor:

Für das Projekt wurde von einem zukünftigen Marktmodell ausgegangen, bei dem die Verbrauchsdatenerfassung (Metering) und der Verteilnetzbetrieb gemäß der Deregulierung des Messwesens durch unterschiedliche Marktteilnehmer erfolgt. Damit kann ein Netzbetreiber nicht davon ausgehen, dass in Zukunft Zähler netzdienliche, leitungsbasierte Messwerte für eine detaillierte Netzüberwachung (z. B. Netzasymmetrie) und für lokale Steuer- und Regelaufgaben an den Stellen im Netz, wo sie benötigt werden, verfügbar sind. Daher wurde ein eigener Messsensor für das Niederspannungsnetz entwickelt. Die Herausforderungen dabei waren:

- Bereitstellung eines elektronischen U/I Messwerkes, das die zeitrichtige Abtastung des Spannungs- und Stromsignals ermöglichte. Die Abtastwerte dienten als Eingangsgröße für ein Rechenwerk, dessen Funktion über eine fernladbare Firmware festgelegt wird, und das nach den jeweiligen Anforderungen U, I und daraus abgeleitete Messgrößen wie z.B. P, Q,... bilden kann.
- Mechanik und Umgebungsbedingungen:
Nachdem die Kabeln in einem städtischen Niederspannungsnetz, abgesehen von den Ortsnetzstationen, nur in Kabelverteilkästen und Hausanschlusskästen zugänglich sind, musste für den Messsensor eine entsprechende Bauform gefunden werden. Darüber hinaus war die Einhaltung aller Sicherheitstechnischen Vorschriften erforderlich. Neben dem mechanischen Design war bei der Auslegung des elektronischen Designs auch auf den erforderlichen erweiterten Temperaturbereich (die Kabelverteilkästen stehen im Freien) zu achten. In der nachfolgenden Abbildung ist ein Messsensor eingebaut in einen Hausanschlusskasten dargestellt.



Abbildung 6: Eingebauter Messsensor im Hausanschlusskasten

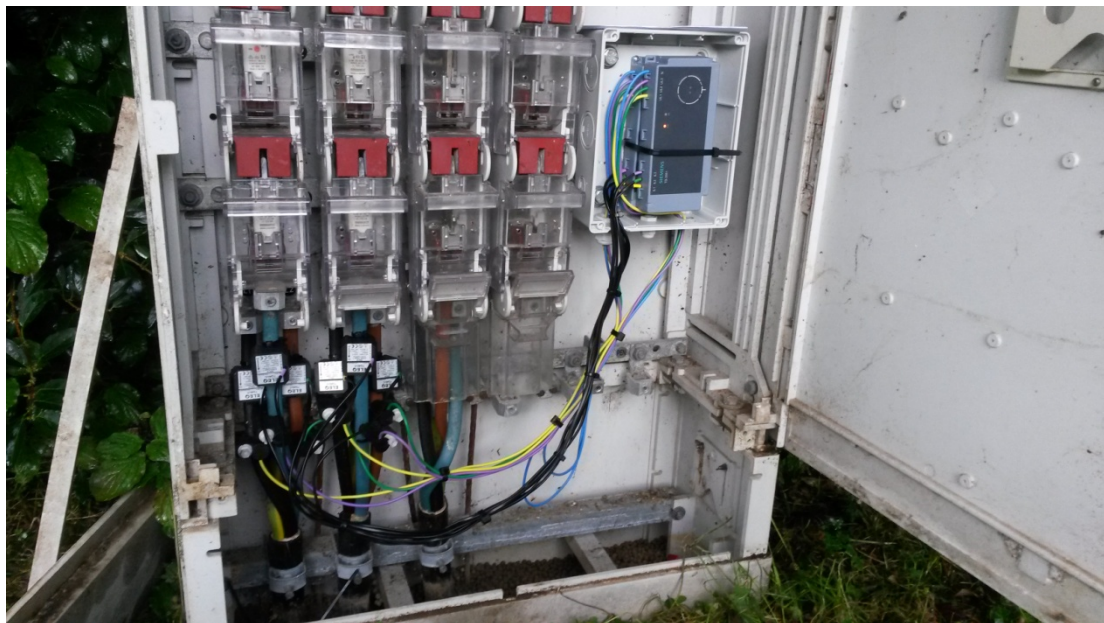


Abbildung 7: Eingebauter Messsensor im Kabelverteilerschrank

- **Messeinrichtung für die Ladestation (Zähler mit Abschaltrelais)**

Basis für die Messeinrichtungen in den Ladestationen war ein elektronischer Smart Meter mit zusätzlich eingebauten Relais (zur Realisierung der Not-Aus Funktion) und mit verkürztem Klemmendeckel. Für diesen wurde eine spezielle Firmware zur laufenden Übermittlung von Leistungs- und Stromwerten zur Ortsnetzstation sowie zur direkten Ansteuerung eines Relais für die „Not-Aus Funktion“ von der Ortsnetzstation entwickelt.
- **Zähler mit Gateway**

Bei diesem Zähler handelte es sich um einen geeichten und in Deutschland zugelassenen Smart Meter, der die bidirektionale Erfassung der Energieflüsse in Form von 15 Minuten Lastgängen mit einer Speichertiefe von 60 Tagen ermöglichte. Darüber hinaus verfügte dieser Smart Meter über eine inhouse Schnittstelle, die so modifiziert wurde, dass darüber neben den aktuellen Leistungs- und Verbrauchswerten auch ein Leistungsgrenzwert für Ladevorgänge an das Home Management Gateway weitergegeben werden konnten. Dieser Zähler wurde von der STAWAG anstelle des vorhandenen Haushaltszählers bei den Feldtestkunden montiert.
- **Head End System (HES) und Meter Data Management (MDM):**

Bei diesen Komponenten handelte es sich um Standard-Komponenten aus dem Metering Portfolio von Siemens, die projektspezifisch angepasst wurden. Im Wesentlichen hatten sie folgende Funktionen:

 - HES (es bestand aus 2 Komponenten)
 - Ein Kommunikations-Front-End (TM1703), das aus Sicherheitsgründen im speziellen Fall der Architektur des Kommunikationsnetzes für den Feldtest in der Ortsnetzstation verbaut und dessen Funktion unter dem entsprechenden Punkt bereits beschrieben wurde.
 - Dem Transaktionsserver (TS), der die tägliche Abfrage von Zählerdaten steuerte und organisierte, sowie die Administration von Metering Komponenten und Messsensoren (Parametrierung, Überwachung, ..) ermöglichte.

- Das MDM
Das Meter Data Management (MDM) war für die Bereitstellung und Aufbereitung der Verbrauchsdaten von den Feldtestkunden für das überlagerte SAP System der STAWAG in der vereinbarten Form (15 Minuten Lastgänge, Web-Service Schnittstelle) verantwortlich. Dazu zählte auch die Datenspeicherung, die Datenvalidierung und die Bildung von Ersatzwerten im Falle einer Nicht-Erreichbarkeit einzelner Zähler.
- Kommunikationsnetz
Das Kommunikationsnetz war in die Bereiche FAN (Field Area Network) und Backhaul Area gegliedert
 - FAN
Dieser Bereich diente der Anbindung aller Zähler und Messsensoren an den Datenkonzentrator in der Ortsnetzstation. Er wurde mit einem von Siemens entwickelten PLC Verfahren im CENELEC A-Band, das nach dem Master-Slave Prinzip mit einer verschlüsselten Datenübertragung arbeitet, ausgerüstet. Dieses Verfahren wurde speziell für eine hohe Verfügbarkeit der Datenverbindung und für die zuverlässige Übertragung von Messwerten optimiert und ist mittlerweile als CENELEC Standard (CLC/TS 50590 und CLC/TS 52056-8-7) verfügbar.
 - Backhaul Area
Dieser Bereich umfasste zwei Teilnetze:
 - Das für die Prozesskommunikation speziell gesicherte IP Netzwerk, das über eine Glasfaseranbindung und ein entsprechendes Modem zur Verfügung stand
 - Ein Netzwerk für die Übertragung von Verbrauchsdaten, an das die Ortsnetzstation über ein DSL Modem und einen VPN Tunnel angebunden wurde.

Die beiden Netzwerke wurden über die im TM1703 verfügbare HW-Firewall getrennt.

1.3.2 Realisierung der Strom- und Spannungsregelung

1.3.2.1 Konzept der Lastregelung

Beschreibung des ausgewählten Stranges des Demonetzgebietes

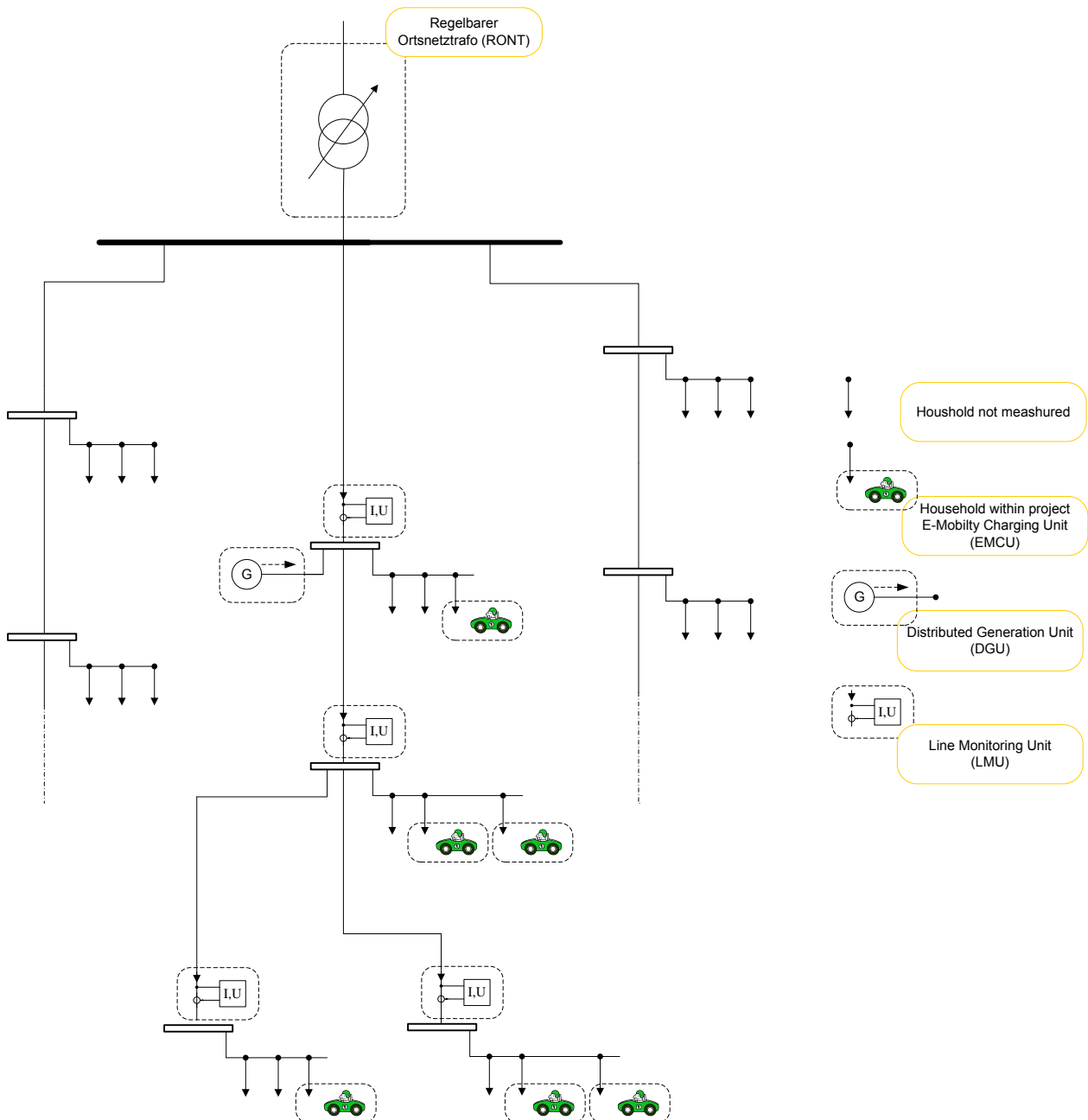


Abbildung 8: Skizze des ausgewählten Stranges im Demonetzgebiet

In einem ausgewählten Strang eines Niederspannungsnetzwerkes wurden teilnehmende Haushalte mit dem im Lastenheft beschriebenen Equipment ausgerüstet. Wesentliche Komponenten für die Regelung waren dabei die schaltbare bzw. drosselbaren Ladestellen für Elektrofahrzeuge (Aktor) inkl. der messtechnischen Erfassung des aktuellen Ladestromes. In Abbildung 8 sind diese ausgewählten Haushalte bzw. die jeweils relevante Ladestelle als EMCU – E-Mobility Charging Unit bezeichnet.

Zusätzlich wurde die aktuelle Einspeiseleistung aller Erzeugungsanlagen im betrachteten Strang mittels Messsensor erfasst. In Abbildung 8 werden diese als DGU – Distributed Generation Unit bezeichnet.

Kernelement für die Regelung waren im Netz verteilte Messsensoren, die in möglichst vielen Verteilerschränken des ausgewählten Stranges eingesetzt wurden. Dieser Messsensor wird im nachfolgenden als Line Monitoring Unit (LMU) bezeichnet.

Beispiel zur Beschreibung des Regelungskonzepts

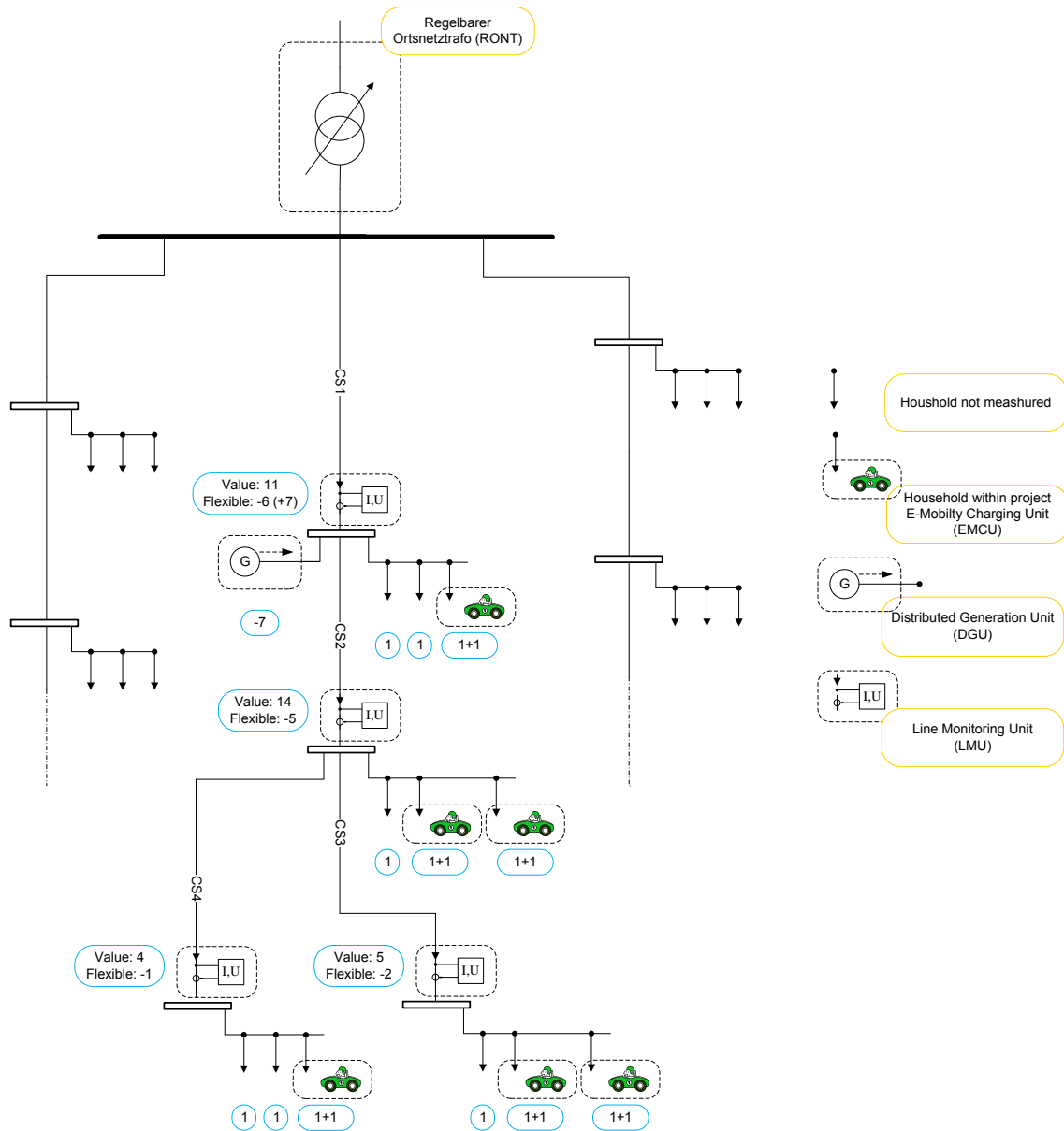


Abbildung 9: Vereinfachtes Beispiel zur Erläuterung des Lastregelungskonzepts

Das Beispiel aus Abbildung 9 soll das Prinzip der Regelung anhand einfacher Lastannahmen erläutern. Die blau umrandeten Felder bei den nicht am Projekt teilnehmenden Haushalten zeigen jeweils eine Lastaufnahme von 1. Die ausgewählten Haushalte haben eine nicht beeinflussbare Last von 1 und noch eine aktuelle, flexible Last von 1 durch die EMCU, also die Ladung eines Elektrofahrzeuges. Die LMU des Kabelsegments CS4 zeigt eine Summenbelastung von 4 wobei die Regelung auch über die Information verfügt (inkl. Topologieinformation), dass davon 1 flexibel, also reduzier- bzw. abschaltbar wäre.

Aus dem Beispiel erkennt man nun auch, dass in diesem Fall das Kabelsegment CS2 mit 14 das am stärksten belastete ist, da durch Einspeisung (DGU) das von der Transformatorsammelschiene kommende Kabelsegment CS1 nur mit 11 belastet wird. Würde man z.B. eine Ausbauvariante wählen, in der nur eine Messung an den Transformatorabgängen durchgeführt wird, so würde diese höhere Belastung von CS2 nicht ersichtlich werden. Man müsste zusätzlich alle Einspeisungen durch DGU im Strang messtechnisch erfassen um eine Worst Case Abschätzung vornehmen zu können. In dem Fall wäre dann die maximale Belastung eines Kabelsegments in diesem Strang die Summe der einfließenden Leistungen, für das Beispiel also $11 + 7 = 18$. Der „Vollausbau“ mit LMUs in jedem Verteilerkasten würde wie oben angegeben für CS2 nur 14 ergeben. Dieses Konzept kann somit beliebig kaskadiert werden. Je mehr Kabelverteilerkästen mit zusätzlichen LMUs ausgestattet werden, desto geringer kann diese Reserve aufgrund der sinkenden Unsicherheit werden.

Nun wird angenommen, dass die Nennkapazität der einzelnen Kabelsegmente jeweils 12 beträgt. Das bedeutet, nur die für CS2 „wirksamen“ EMCU, in dem Fall 5, müssen insgesamt eine Last von 2 einsparen, was eine Reduktion der Ladeleistung um 40% bedeuten würde. Für die zuvor beschriebenen Minimalausbauvariante (zur Erinnerung → hier war die Maximalbelastung mit 18 abgeschätzt) hieße das, dass alle EMCU im Gebiet die Last von 6 gemeinsam zu reduzieren hätten, also alle EMCU komplett abgeschaltet werden müssten.

1.3.2.2 Implementierung der Lastregelung

Annahmen:

Das Netz hat eine reine Baumstruktur, es gibt keine Vermaschung;

Verluste auf den Leitungen sind vernachlässigbar im Vergleich zu den Leistungen der Verbraucher und Erzeuger.

Als Konsequenz wurde als Lastflussrechnung eine einfache Aufsummierung der Leistungen realisiert. Die Elemente der Summe hängen von der Netztopologie ab, wie im Beispiel gemäß Abbildung II-5 gezeigt. Die Spannungen und auch die Leitungsimpedanzen spielen keine Rolle, sie kommen in der Berechnung nicht vor.

Die Kirchhoff-Gleichungen können in Form einer Matrixmultiplikation geschrieben werden:

S_n – am Knoten n eingespeiste/verbrauchte Leistung,

M_m – Messwert der Leistung, die durch Leitung m fließt.

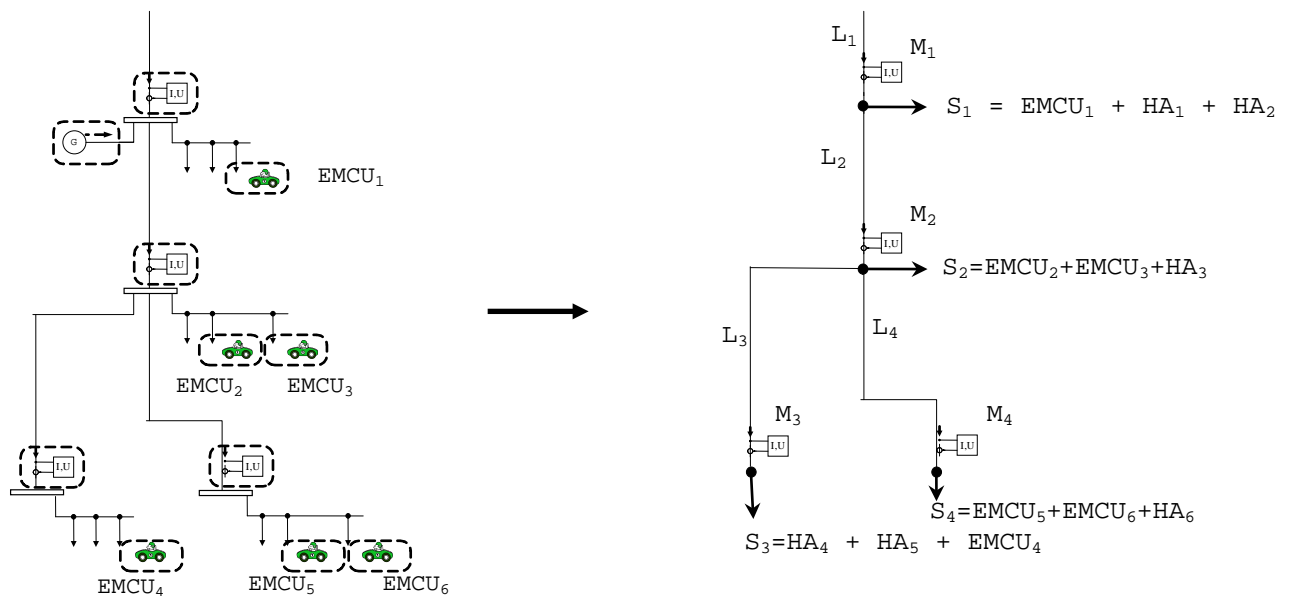


Abbildung 10: Model-Bearbeitung für die Kirchhoff Gleichungen

$$M=C*S$$

Formel 1

$$\begin{bmatrix} -M_1 \\ -M_2 \\ -M_3 \\ -M_4 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 & 1 \\ 0 & 1 & 1 & 1 \\ 0 & 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} S_1 \\ S_2 \\ S_3 \\ S_4 \end{bmatrix}$$

Formel 2

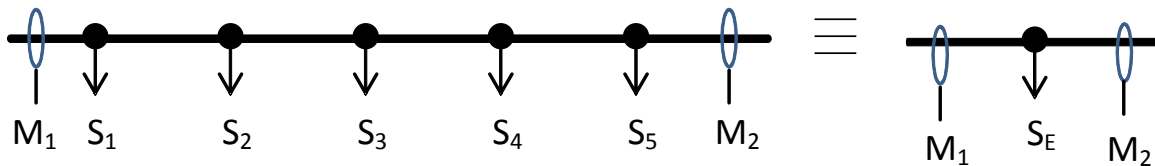
Für das Vorzeichen der Leistungen wird das Verbraucherzählpfeilsystem verwendet: positiv für Leistungen die einen Knoten verlassen, negativ für Leistungen die in einen Knoten fließen. Wenn zum Beispiel S_1 in Abbildung 10 einen Verbraucher darstellt, dann ist S_1 positiv, und wenn er ein Erzeuger ist, dann ist S_1 negativ. M_1 ist positiv wenn Leistung von Knoten 2 zu Knoten 3 fließt, und M_1 ist negativ wenn Leistung von Knoten 3 zu Knoten 2 fließt. Das Vorzeichen von M_1 in Formel 2 ist Minus, da die Summe alle Ströme die in einem Knoten hinein fließen (oder heraus fließen) ist null.

Die Belastung der 3 Phasen in Niederspannungs-Verteilnetzen ist in der Regel asymmetrisch. Daher musste die Lastregelungs-Berechnung für die 3 Phasen getrennt durchgeführt werden. Dabei wurde näherungsweise eine vernachlässigbare Kopplung zwischen den Phasen angenommen, weil die Kopplungsparameter nicht bekannt waren. Die asymmetrische Belastung beeinflusst die Koppelleistung im Falle der Strombetrachtung nur schwach. Es wurden die drei Phasen unabhängig voneinander berechnet; d. h. dasselbe Problem wurde dreimal gelöst, wobei bekannt sein muss, welche EMCU auf welcher Phase einspeist bzw. welche EMCU dreiphasig angebunden ist.

1.3.2.3 Zustandsschätzung / Bearbeitung der Topologie

In Verteilnetzen ist gewöhnlich die Anzahl der Messstellen viel kleiner als die Zahl unbekannter Erzeuger und Verbraucher. Daher ist das Zustandsschätzungs-Problem oft undefiniert, d.h. nicht alle Leistungen können aus den Messungen eindeutig errechnet werden. Ein Beispiel dafür sind die mit erheblicher Unsicherheit behafteten Zustände (Verbrauchswerte) der einzelnen Haushalte. Sie können nur als Summenleistung berechnet werden.

Es war daher gerechtfertigt, in der Topologie die Anzahl der Knoten und Leitungen zu reduzieren. Diese Bearbeitung führte zu keinem Informationsverlust.



wobei, $S_E = S_1 + S_2 + S_3 + S_4 + S_5$

Abbildung 11: Topologie-Bearbeitung, Beseitigung unnötiger Knoten

Die Topologie-Vereinfachung verringert die Anzahl der Unbekannten und macht so die Zustandsschätzung deterministisch. Die Unbekannten $S_1 \dots S_N$ sind die Leistungen an den Knoten. Um das angestrebte lineare Gleichungssystem zu bekommen muss die Topologie so bearbeitet werden, dass die Zahl der Unbekannten und die Zahl der Messungen gleich sind. Die Verbindungsmatrix C beschreibt, ob eine Messung M_m von einer Leistung S_n beeinflusst wird oder nicht; C muss quadratisch und umkehrbar sein.

Die Topologie sollte so bearbeitet werden, dass eine Schätzung der Leistungen über die kritischen Leitungen möglich wurde, d.h. dass alle kritischen Leitungen, also Leitungen an denen eine Verletzung des maximalen Leistungswertes stattfinden konnte, repräsentiert waren.

Konkret, höchste Priorität für die Zustandsschätzung hatten die Leistungsmessungen an den Verteilerkästen (LMU), siehe Abbildung II-5. Nachdem diese alle vorhanden waren, war das Problem eindeutig definiert und die Topologie konnte wie in Abbildung 11 vereinfacht werden. Im Falle des Fehlens von Verteilerkasten-Messungen, hätten Hausanschluss- (HA), e-car- (EMCU) und Erzeuger- (DGU) Messungen dazu benutzt werden können, um diese zu berechnen oder zu schätzen. Die Messungen an den Anschlüssen (HA, EMCU, DGU) konnten auch zur Steigerung der Plausibilität der Messungen an Verteilerkästen benutzt werden.

Zum Beispiel, Messung M_4 (mit Minuszeichen, weil der Strom in den Knoten fließt) muss mindestens so groß sein wie die Summe der 2 EMCU die an den Knoten angeschlossen sind.

Zusammengefasst, für die Zustandsschätzung wurden die Messungen aller LMU benötigt. Die Topologie wurde in der Weise bearbeitet, dass Elemente zusammengefasst wurden (HA, EMCU, DGU), die zusammenhingen und deren Leistungen nicht voneinander mit Messungen unterscheidbar waren. Die übrigen Messungen, z.B. bei HA, EMCU und DGU, die nicht direkt in dem Gleichungssystem vorkommen, wurden zur Erhöhung der Plausibilität der Messungen verwendet.

1.3.2.4 Zustandsschätzung

Wie im vorhergehenden Abschnitt beschrieben, wurde die Zustandsschätzung rechnerisch in nur zwei Schritten sehr einfach:

Empfang zeitsynchroner Messungen; Plausibilisierung der Messungen.
Ergänzung von fehlenden Messungen mit adaptiertem Profil.

Berechnung der Leistungen an den Knoten:

$$S = C^{-1} * M \quad \text{Formel 3}$$

Die Inversion der Matrix C wurde einmal im Voraus berechnet; sie musste nicht bei jedem Schritt neu berechnet werden.

Für den Fall aus Abbildung II-7 ergab sich folgende Zustandsschätzung:

$$\begin{bmatrix} S_1 \\ S_2 \\ S_3 \\ S_4 \end{bmatrix} = - \begin{bmatrix} 1 & -1 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & -1 & -1 \\ 0 & 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} M_1 \\ M_2 \\ M_3 \\ M_4 \end{bmatrix} \quad \text{Formel 4}$$

Wichtig war die Behandlung von Fällen, wo Messungen einer oder mehrerer LMU fehlten. Diese Messungen wurden durch langfristig ermittelte und entsprechend adaptierte Profile ersetzt. Um Berechnungszeit und Speicher zu minimieren, wurden hierfür skalare Profile mit nur einem Wert für jeden Messpunkt erzeugt:

$$S_{\text{neu}} = (k \cdot S_{\text{alt}} + S_{\text{zs}}) / (k+1), \quad \text{Formel 5}$$

wobei formell k abzählt, zu wie vielen Werten der neue Wert S_{zs} hinzuaddiert wird.

Abschließend wird das Ganze durch die Gesamtzahl $k+1$ der Werte dividiert.

Wir verwendeten für k vereinfachend eine große Abklingkonstante, z.B. 1023.

Kompliziertere Profile, wie zum Beispiel ein Tagesverlauf-Profil (z.B. 96 Werte für 15-Minuten-Intervalle) oder noch komplexer, mit Abhängigkeit von Arbeitstag/Wochenende/Sommer/Winter, wurden nicht eingebaut.

Ein weiteres Profil war ein Worst-Case-Profil. Es wurde verwendet um sicherzustellen, dass keine Überlastung auftrat:

$$S_{\text{neu}} = \max(S_{\text{alt}}, S_{\text{zs}}); S_{\text{neu}} = S_{\text{neu}} * k/(k+1), \quad \text{Formel 6}$$

Profile wurden persistent gespeichert, damit nach einem Reboot kein Verlust der Profildaten auftrat.

1.3.2.5 Funktion des Lastreglers

Die Regelung prüfte, ob Maximalleistungen von Leitungen oder vom Transformator überschritten wurden. In einem solchen Fall berechnet sie, wie die Fahrzeugladeleistungen verringert werden musste um unter die Leistungsgrenzen zu kommen.

Folgende Information wurde für die Berechnung verwendet:

Die geschätzte Leistung an den Knoten – aus der Zustandsschätzung: S

Die aktuelle Leistung der EMCU – gemessen: S_{EMCU}

Die maximal mögliche Leistung der EMCU – von config Datei: $S_{max,EMCU}$

Die maximal erlaubte Leistung über die Leitungen: $S_{L,nom}$

Definition aller EMCU: $M = \{1\ 2\ \dots\ M_{EMCU}\}$, $M = 6$ in Abbildung II-7;

Definition der Zuordnung aller EMCU zu den Knoten:

$$\begin{bmatrix} S_1 \\ S_2 \\ S_3 \\ S_4 \end{bmatrix} = S_{HA+DGU} + \begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 1 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} EMCU_1 \\ EMCU_2 \\ EMCU_3 \\ EMCU_4 \\ EMCU_5 \\ EMCU_6 \end{bmatrix} \quad \text{Formel 7}$$

Definition der Matrix, welche die Knotenleistungen auf die durch die Leitungen fließenden Leistungen abbildet.

$$\begin{bmatrix} S_{L1} \\ S_{L2} \\ S_{L3} \\ S_{L4} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 & 1 \\ 0 & 1 & 1 & 1 \\ 0 & 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} S_1 \\ S_2 \\ S_3 \\ S_4 \end{bmatrix} \quad \text{Formel 8}$$

$$S_L = C_L * S \quad \text{Formel 9}$$

Nachdem im vorliegenden Fall alle Leitungen gemessen wurden und alle Leitungen einen spezifischen Stromgrenzwert hatten, ist die Formel 8 ident mit der Formel 2. Die Formel 8 ist hier nur aus Vollständigkeitsgründen angeführt.

Der Algorithmus errechnete die hypothetische Leistung an den Knoten, wenn alle EMCU maximal laden. Nehmen wir z.B. an wir hätten einen Knoten x mit zugehörigen EMCU y und z.

Die Leistung an Knoten x für maximale Ladeleistung ist dann:

$$S_{\max,x} = S_x - S_{\text{EMCU},y} - S_{\text{EMCU},z} + S_{\max,\text{EMCU},y} + S_{\max,\text{EMCU},z} \quad \text{Formel 10}$$

Die maximale Leistung über die Leitungen (bei maximale Ladeleistung der EMCU) wird für den Satz S_{\max} berechnet:

$$S_{L,\max} = C_L * S_{\max} \quad \text{Formel 11}$$

Die Leistung berechnet in Formel 11 wird mit der Stromtragfähigkeit der Leitungen (maximal-erlaubte Leistung) verglichen.

$$\Delta S_L = S_{L,\text{nom}} - S_{L,\max} \quad \text{Formel 12}$$

Nehmen wir an, dass bei den Leitungen x und y die Kapazität überschritten wird ($\Delta S_x < 0$ und $\Delta S_y < 0$). In diesem Fall wird überprüft, welche EMCUs die Leistung über Leitung x und Leitung y (N_x und N_y) beeinflussen.

In Folge wird dann die notwendige Leistungsreduktion per EMCU berechnet, um die Überlastung der Leitungen zu vermeiden: $\text{abs}(\Delta S_x)/N_x$ und $\text{abs}(\Delta S_y)/N_y$. Der Satz der EMCU in x könnte mit dem Satz der EMCU in y disjunkt, überlappend oder teilweise überlappend sein. Daher wird im ersten Schritt nur die Überlastung der Leitung mit dem größten $\text{abs}(\Delta S)/N$ beseitigt. Danach wird der Prozess ab Formel 10 wiederholt, bis keine Verletzungen der maximalen Leistung mehr vorkommt.

Die Ausgabe des Algorithmus sind maximale Leistungswerte mit denen die EMCUs ein angeschlossenes Elektroauto laden dürfen.

1.3.2.6 Abwurf einer Ladestation

Wird vom Lastregler für eine bestimmte Ladestation ein maximaler Leistungswert vorgegeben, dann wird die Einhaltung dieses Wertes über die von den in den Ladestationen verbauten Messzählern gelieferten Ist-Leistungswerten verifiziert. Wird eine Überschreitung des vorgegebenen Maximalwertes festgestellt, dann wird ein Abschaltbefehl für diese Ladestation generiert und sie über das Abschaltrelais im Messzähler vom Netz getrennt.

Zusätzlich wurde auch die Möglichkeit vorgesehen, über das Leitsystem einen Lastabwurf für alle laufenden Ladevorgänge (Notsituation im Mittelspannungsnetz oder darüber) auszulösen.

1.3.3 Konzept der Spannungsregelung

Zentrales Element der Spannungsregelung im Demonetzgebiet (Skizze siehe Abbildung 1) war der regelbare Ortsnetztransformator (RONT) und der Datenkonzentrator, dessen Funktionalität um eine Spannungsregelfunktion erweitert wurde. Diese stammt in ihren Grundzügen aus dem Forschungsprojekt IRENE.

Die Planung des Spannungsregelkonzeptes erfolgte zusammen mit der STAWAG, die sogenannte kritische Knoten definiert hatte. Das waren jene Punkte im Versorgungsgebiet des RONT, an denen aufgrund ihrer Lage im Netz und aufgrund der angeschlossenen Lasten/Erzeugungsanlage die höchsten und niedrigsten Spannungswerte zu erwarten waren. Diese Knoten wurden von Siemens kommunikationstechnisch erschlossen und zur Ermittlung des maximalen Spannungstrichters (=Differenz zwischen der gleichzeitig höchsten und niedrigsten auftretenden Spannung im Versorgungsgebiet des RONT) herangezogen. Auf Basis der Messwerte von den kritischen Knoten ermittelte der Spannungsregler die jeweils optimale Position des Stufenstellers.

Zusätzlich hätte seitens des Spannungsreglers auch die Möglichkeit bestanden, zur Unterstützung der Einhaltung des Spannungsbandes auch die angeschlossenen PV Anlagen als Aktoren einzubinden. In diesem Falle wäre eine Q von U Regelung und eine P von U Regelung zur Verfügung gestanden. Aufgrund der fehlenden Bereitschaft der Eigentümer der PV Anlagen an ihren Invertern entsprechende Modifikationen vornehmen zu lassen und aufgrund der damit verbundenen hohen Kosten wurde von einer regelungstechnischen Einbindung der Erzeugungsanlagen abgesehen.

Die Spannungsregelung und die Lastregelung wurden unabhängig voneinander implementiert. Theoretisch könnte in Zukunft eine Lastregelung auch für die Einhaltung der Spannungsgrenzen herangezogen werden und damit eine weitere Effizienzsteigerung erreicht werden.

1.3.4 Generierung des Ampelsignals

Das Ampelsignal dient im wesentlichen der Information des Kunden, ob seine Interaktionen mit dem Energiemarkt ohne oder mit einschränkenden Vorgaben des Netzes durchgeführt werden können. Dazu wurden für das Projekt e-connect nachfolgende Definitionen der Ampelfarben festgelegt. Im Rahmen des Projekts wurde aus Komplexitäts- und Aufwandsgründen nur die Ladeinfrastruktur als Regelelement für die Begrenzung der Netzlast und in Folge auch nur die Ladestationen für eine „Not-Aus“ Funktion herangezogen. Die Anzeige der aktuellen Ampelfarbe erfolgte über das iPad. Die Ableitung der Ampelfarbe erfolgt aus dem durch die intelligente Ortsnetzstation vorgegebenen Grenzwert für die Ladeleistung durch das Home Management Gateway gemäß nachfolgender Beschreibung.

BNetzA-Ampel

Zur Kommunikation des Netz-Status eines Verteilnetzstrangs an den Endkunden, wurde von dem von der Bundesnetzagentur (BNetzA) skizzierte Ampelsystem in der damals vorliegenden Version ausgegangen.

Die angezeigte Farbe der Ampel richtet sich dabei nach der Auslastung des Verteilnetzstrangs und wird allen Kunden simultan angezeigt. Innerhalb des Projekts wurde diese Definition bis auf die Netzabgangsebene erweitert um die Regelung innerhalb eines Verteilnetzstranges möglich zu machen. Die Farben hatten in diesem Zusammenhang die folgenden Bedeutungen:

- Grün:
 - Definition Projekt: Unkritische Auslastung, keine Einschränkungen für den Ladevorgang des Kunden.
 - Definition BNetzA: Alle Marktteilnehmer können ihre Pläne verwirklichen, einem Netzkapazitätsmanagement ist keine erhöhte Aufmerksamkeit zu widmen („es gibt genügend Kapazität im Netz“). Dieser Zustand ermöglicht allen Marktteilnehmern, ihre Pläne zu verwirklichen.

- Gelb:
 - Definition Projekt: a) Der Ladevorgang des Kunden wird in seiner Leistung aufgrund eines lokalen Netzengpasses (der Stromschwellwert für die maximale Kabelbelastung würde an zumindest einer Stelle des Stranges ohne Regeleingriff der iONS überschritten) begrenzt. In diesem Betriebsfall werden alle erforderlichen Ladevorgänge so abgeregelt, dass es zu keiner Überschreitung der maximalen Kabelbelastung kommt. Bei den betroffenen Anschlussnutzern wird die Ampel auf gelb geschaltet. Ist eine lokale Überlast nur mehr durch Abschaltung einzelner Ladevorgänge (Ladeleistung = 0) möglich, dann wird bei den betroffenen Anlagen die Ampel auf Rot geschaltet. b) Die Ladevorgänge werden aufgrund eines übergeordneten Netzengpasses begrenzt. Der Netzengpass wird vom Leitsystem an die iONS in Form eines Grenzwertes für die maximal zulässige Ladeleistung (= Summe der Leistung aller Ladevorgänge, die über diese iONS laufen) kommuniziert. Die Ortsnetzstation begrenzt aufgrund einer solchen Vorgabe die Ladeleistung einzelner oder aller Ladevorgänge, um das Ziel zu erreichen. Dabei wird bei allen betroffenen Ladevorgängen die Ampel auf gelb geschaltet. Kann die iONS das vorgegebene Ziel nur mehr mit der Abschaltung von Ladevorgängen erreichen, dann wechselt die Ampel bei den betroffenen Anschlussnutzern auf Rot.
 - Definition BNetzA: Ein Übergangsbereich, in dem der zur Verfügung stehenden Netzkapazität erhöhte Aufmerksamkeit zu schenken ist und Marktteilnehmer ggf. darauf hingewiesen werden, dass es eventuell zu steuernden Eingriffen des Netzbetreibers kommen muss, damit das Netz stabil gehalten werden kann. Durch den Netzbetreiber sind ansonsten sämtliche netz- und marktbezogenen Maßnahmen gem. § 13 Abs. 1 EnWG auszuschöpfen.
- Rot:
 - Definition Projekt:
 - a) Abschaltung sämtlicher Ladevorgänge aufgrund eines der Ortsnetzstation übergeordneten Netzengpasses durch das Leitsystem (entspricht einem Lastabwurf). In diesem Fall ist die maximal zulässige Ladeleistung gleich 0.

b) Abschaltung einzelner Ladevorgänge durch die iONS wenn eine lokale Stromüberlastung oder die Erreichung eines der iONS vorgegebenen Sollwertes durch keine andere Maßnahme mehr erreichbar ist. (lokaler Netzengpass) Dieser Zustand sollte im Regelbetrieb nur in Ausnahmefällen auftreten.

- Definition BNetzA: Der Netzbetreiber muss (durch Abschaltungen oder durch entsprechende Anweisungen) koordinierend eingreifen, weil die angebotenen Netzkapazitäten nicht ausreichen, um die Nachfrage zu befriedigen. Um das Netz stabil zu halten, könnten Maßnahmen wie die zwangsweise Abschaltung von Erzeugungsanlagen, von Transiten oder auch eine zwangsweise Leistungsreduktion bei Verbrauchern angewendet werden (§13 Abs. 2 EnWG).

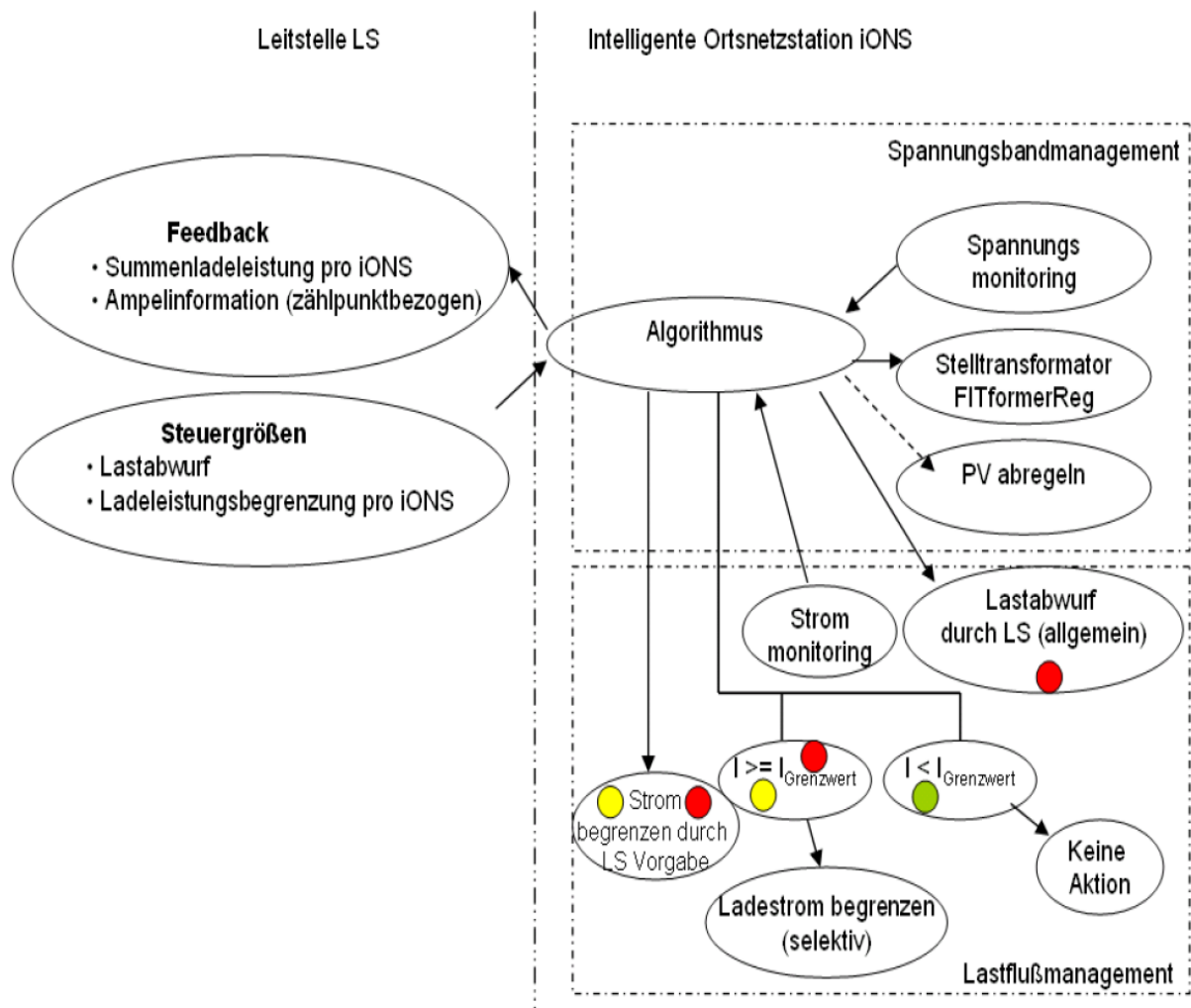


Abbildung 12: Verteilnetzbetrieb und Ampelsignal

Die Ableitung und Anzeige der Ampelfarbe erfolgte über das Home Management Gateway und das iPad geliefert von der Firma Kellendonk nach folgender Logik:

- Ohne Vorliegen eines Regeleingriffs der Ortsnetzstation schickt diese über die Zähler mit Gateway einen vereinbarten Defaultwert für die Strombegrenzung. Daraus leitet das Home Management Gateway die Ampelfarbe Grün ab.
- Begrenzt die Ortsnetzstation die Ladeleistung auf einen Wert > 0 wird die Ampelfarbe gelb angezeigt
- Gibt die Ortsnetzstation die maximale Ladeleistung 0 vor, wird die Ampelfarbe rot angezeigt.

Liegt eine Begrenzung der Ladeleistung vor, wird diese vom Home Management Gateway an den Laderegler im der Ladestation weitergegeben.

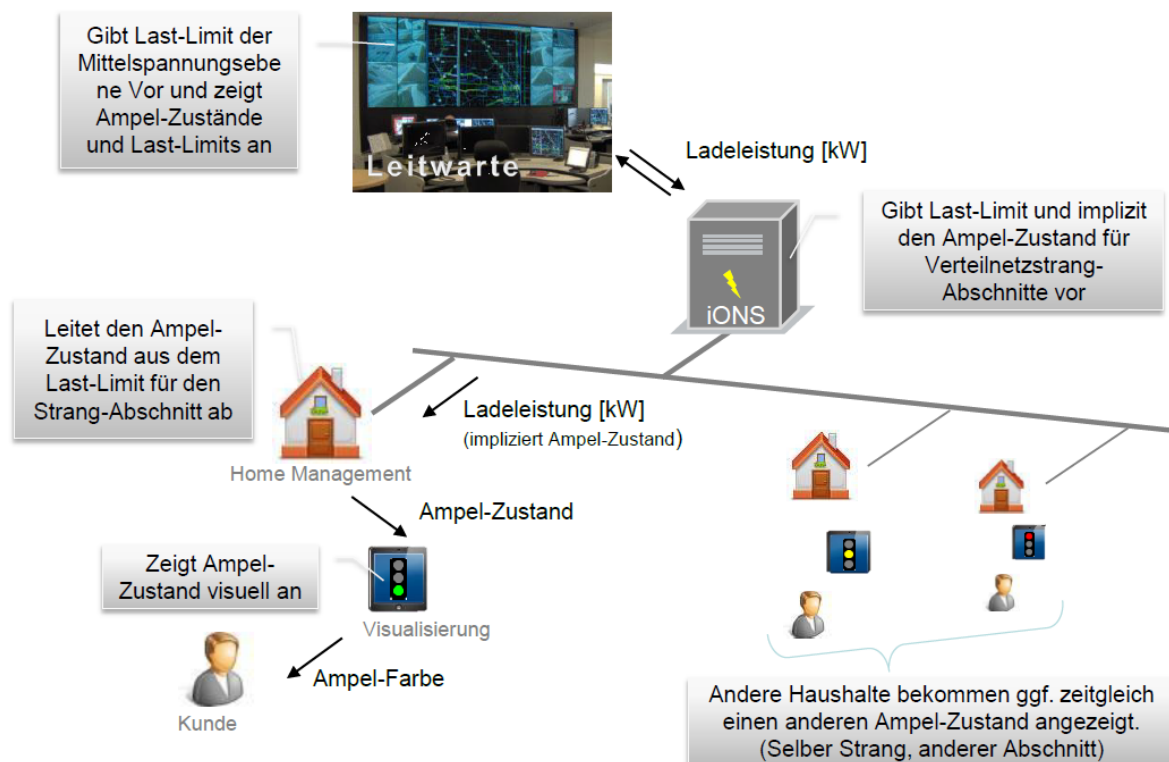


Abbildung 13: Kommunikation des Ampel-Zustandes

1.3.5 Implementierung des PLC Kommunikationsnetzes

Aus Kostengründen wurde für die Kommunikation der Zähler und der Messsensoren mit der Intelligenten Ortsnetzstation ein von Siemens speziell für die zuverlässige Übertragung von Zählerdaten und die gleichzeitige echtzeitnahe Übertragung von Messwerten optimiertes Power Line Verfahren (CX1, CENELEC A-Band)) eingesetzt. Die grundsätzlichen Herausforderungen beim Einsatz von PLC Systemen können wie folgt zusammengefasst werden:

- Exakte Reichweiten eines PLC Modems können nicht angegeben werden, weil diese sehr stark von den lokalen Bedingungen (zeitlich variabler Störpegel, zeitlich variable Impedanzen) abhängen.
- Aufgrund der zeitlich variablen Reichweiten wird in der Regel ein sehr dichtes Netz an Modems erforderlich, die dann nicht nur für die Übertragung von lokal anfallenden Daten, sondern auch als Repeater verwendet werden müssen. Das kann bedeuten, dass zur Anbindung eines Haushalts der weiter von der Ortsnetzstation entfernt ist, alle dazwischenliegenden Haushalte mit einem Modem (Zähler oder Sensor) ausgerüstet werden müssen.
- Die Verwendung von einer großen Anzahl von Repeatern kann speziell bei geringeren Bitraten und hohen Anforderungen an den Datendurchsatz (z. B. bei Abfrage aller Zähler) zu erheblichen Laufzeiten führen.
-

Um die Konsequenzen dieser Herausforderungen so gering wie möglich zu halten, verfügt das eingesetzte PLC Verfahren über folgende Eigenschaften:

- Das Modulationsverfahren ist ein spezielles Spread Spectrum Verfahren, das die Information mehrfach redundant über den Frequenzbereich überträgt. Zusätzlich erfolgt eine adaptive Anpassung der Übertragungsgeschwindigkeit an die jeweiligen Kanaleigenschaften. Über das verwendete Kommunikationsprotokoll wird zusätzlich Redundanz im Zeitbereich (falls erforderlich) bereitgestellt. Damit können sowohl frequenzdiskrete Störsignale als auch transiente Störungen gut ausgeblendet werden. Gleichzeitig kann aufgrund der

relativ geringen Bitrate (1 bis 3 kBit/s) auch bei schlechten Kanaleigenschaften eine hohe Reichweite erzielt werden.

- Arbeitet ein CX1 Modem als Repeater, dann erfolgt der Empfangs- und Sendevorgang gleichzeitig. Damit können Laufzeiten aufgrund des meist üblichen Ablaufes „Paket empfangen – speichern – wieder Aussenden“ vermieden werden. Darüber hinaus wird über das verwendete Kommunikationsprotokoll eine Priorisierung von Messdaten gegenüber Verbrauchsdaten vorgenommen. So wird sichergestellt, dass Messdaten auch von entfernten Messstellen im schlechtesten Fall innerhalb von wenigen Minuten und typischerweise unter 1 Minute zuverlässig zum Regler übertragen werden können.

Um die tatsächlich erforderliche Anzahl der PLC Modems (Zähler, Messsensoren) zur Sicherstellung der erforderlichen Verfügbarkeit des PLC Kommunikationsnetzes zu ermitteln, wurde bereits vor dem Start des Feldtests mit dem Ausbau von Testzählern in Kabelverteilkästen und entsprechenden Kommunikationstests begonnen. Ausgehend vom so ermittelten Ausbaugrad wurden dann noch die für die Strom- und Spannungsregelung zusätzlich erforderlichen Messsensoren ergänzt.

Der finale Ausbaugrad ist in nachfolgender Abbildung dargestellt:

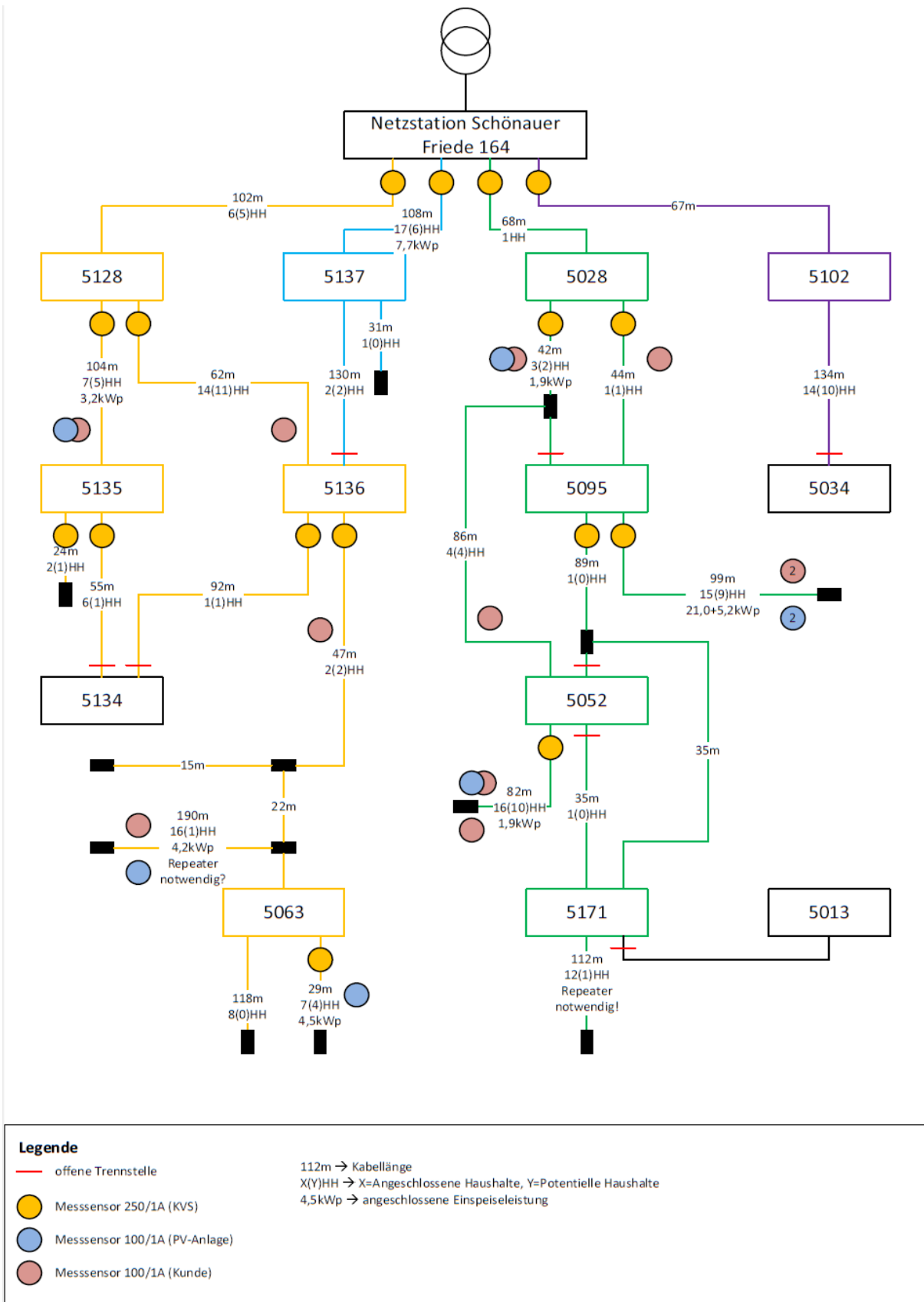


Abbildung 14: Messsensoren im Feldtestgebiet

2. Erkenntnisse, voraussichtlicher Nutzen und Verwertbarkeit des Ergebnisses

2.1 Aus dem Feldtest gewonnene Erkenntnisse

Zu Projektbeginn war nicht absehbar, wie sich 10 Elektroautos, die mit jeweils maximal 22kW geladen werden konnten auf die Netzinfrastruktur auswirken werden. Hier war die worst case Annahme, das alle Elektroautos über einen Niederspannungsabgang aus der Trafostation versorgt werden müssen und das Ladevorgänge relativ zeitgleich (z. B. nach Büroschluss, synchronisiert über das Tarifmodell) stattfinden. Darüber hinaus waren keinerlei Informationen über die tatsächliche Belastung der einzelnen Leitungsabschnitte verfügbar. Geht man von den worst case Annahmen für die Netzbelastung, die den klassischen Planungsrichtlinien üblicher Weise hinterlegt sind aus, hätte man aufgrund der maximalen Ladesummenleistung eine erhebliche Zusatzbelastung einzelner Leitungsabschnitte in dem betreffenden Abgang erreicht. Für den Trafo (Nennleistung 630 kVA) waren Strommesswerte über Schleppzeigerinstrumente verfügbar, die phasenspezifisch eine Maximalbelastung im Bereich von etwa 30 bis 40% auswiesen. Damit bestand durch den Feldtest keine Gefahr einer Stromüberlastung des Trafos.

Der theoretische Worst Case für Leitungsabschnitte konnte aus folgenden Gründen im Feldtest nicht verifiziert werden:

- Aufgrund der infrastrukturellen Gegebenheiten und die Teilnahmebereitschaft der Feldtestkunden waren die Heimpladestationen auf 2 Abgänge verteilt.
- Es konnte kein ausgeprägtes Gleichzeitigkeitsverhalten beim Laden der Elektroautos festgestellt werden

Damit war aufgrund der Größe des Versorgungsgebiets und der Nennleistung des Trafos keine signifikante Zusatzbelastung der Infrastruktur durch den Feldtest feststellbar. Das bedeutet, dass hier eine deutlich höhere Penetration mit Elektroautos erforderlich gewesen wäre, um die implementierte Strom- und Spannungsregelung ausreizen zu können.

Eine weitere Erkenntnis war, dass die eingesetzte PLC Kommunikation für die gestellte Aufgabe gut geeignet war und dass mit der vorwiegenden Ausrüstung der Kabelverteilkästen eine sehr kostengünstige Plattform für Grid Monitoring und einige Anwendungsfälle aus dem Bereich Aktives Grid-Management geschaffen werden konnte.

2.2 Nutzen und Verwertbarkeit des Ergebnisses

Über die im Feld verteilten Messsensoren konnte gezeigt werden, dass zwischen der auf Basis von Worst Case Annahmen abgeschätzten maximalen Netzbelastung und der tatsächlichen Netzbelastung teilweise erhebliche Unterschiede bestehen. Weiters war ersichtlich, dass speziell im Bereich der Einhaltung des Spannungsbandes bei vorhandenen dezentralen Einspeiseanlagen die Asymmetrie des Niederspannungsnetzes nicht ohne Effizienzverlust vernachlässigt werden kann. Um in diesem Bereich die Erkenntnisse zu vertiefen, werden die STAWAG die Messsensoren über den Feldtest hinaus weiter betreiben.

Damit kann ein Monitoringsystem auf Basis von Messsensoren den Startpunkt für den nachfolgend dargestellten Smart Grid Migrationspfad darstellen. Die im Projekt entwickelte Stromregelung zusammen mit der Spannungsregelung bilden wesentliche Elemente für die dritte Stufe des Migrationspfades (Aktives Grid Management). Um auch für die Stufe 2 entsprechende Lösungen bereitstellen zu können, erweitern Siemens und andere IT / Big Data Anbieter gerade ihr Portfolio um entsprechende Lösungen.

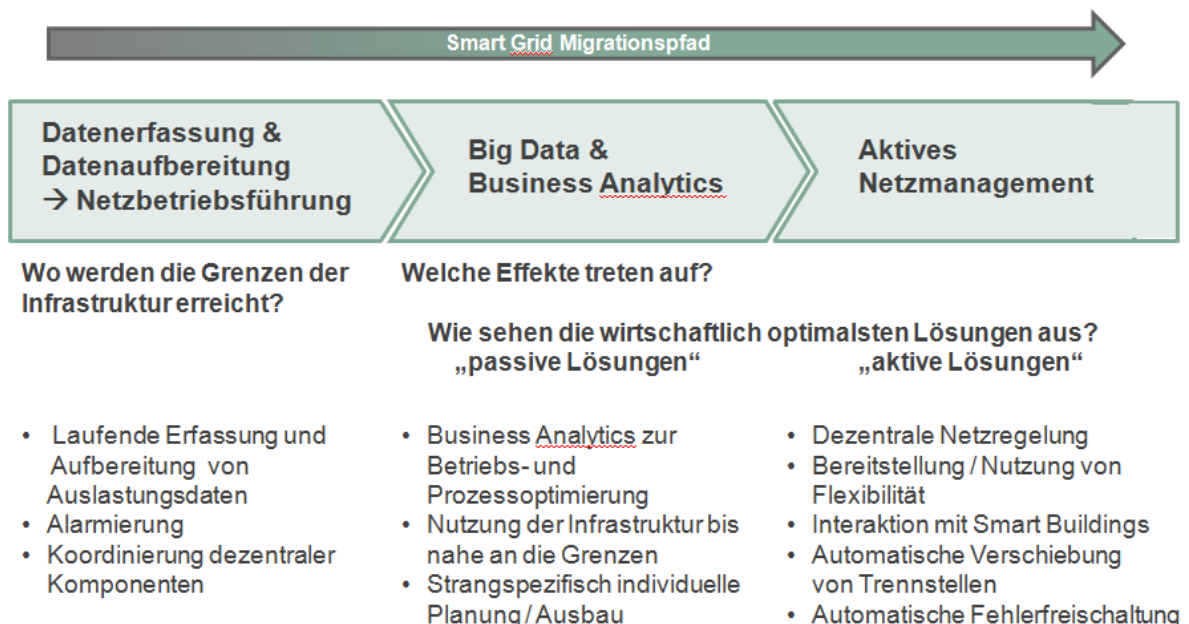


Abbildung 15: Smart Grid Migrationspfad

Ein nach diesem Schema realisiertes Smart Grid bietet folgende Vorteile:

- Je nach Qualität der Netzdaten (bedarfsorientierte Skalierung ist möglich) kann über ein Netzmonitoring eine sehr gute bis fast an die Grenzen der Infrastruktur reichende Ausnutzung der vorhandenen Netz-Assets ohne damit verbundene Einschränkung der Versorgungsqualität erreicht werden. Gleichzeitig können die beim Monitoring erfassten Daten auch für die nächste Stufe des Migrationspfades, der Netzoptimierung und Netzplanung verwendet werden.
- Die Stufe 2 beschreibt eine Abkehr von der derzeit üblichen Netzplanung auf Basis von Worst Case Annahmen hin zu einer feingranularen bedarfsorientierten Netzplanung mit folgenden Hilfsmitteln
 - Hochrechnung der zukünftigen Netzbelastung auf Basis von historischen Netzdaten (zulässig in Netzbereichen in denen keine Änderung der Rahmenbedingungen zu erwarten ist)
 - Hochrechnung zukünftiger Netzbelastungen auf Basis von neuer Prosumermodellen. Dieses Verfahren ist besonders dann von Bedeutung, wenn sich z. B. durch neue innovative Technologien das Marktumfeld massiv ändert. Als Beispiel sei hier die Verfügbarkeit von sehr preisgünstigen Batterien genannt. In diesem Fall steht zu erwarten, dass viele PV Anlagenbetreiber ihre Systeme mit Batterien nachrüsten und sie damit ihre Charakteristik gegenüber dem Netz massiv ändern. Weiters wird es dann zu einer verstärkten Penetration von Elektroautos kommen, die ebenfalls entsprechend in der Netzplanung berücksichtigt werden müssen. Darüber hinaus muss auch noch davon ausgegangen werden, dass auch der Energiemarkt mit neuen Preismodellen auf solche disruptive Änderungen des Marktumfelds reagiert, und damit unter Umständen über Preissignale Synchronisationseffekte im Verbrauchsverhalten der Prosumer hervorruft. Mit diesem Beispiel „günstige Batterie“ kann anschaulich gezeigt werden, welchen Stellenwert die Stufen 1 und 2 des Migrationspfades in Zukunft haben können und wie wichtig eine feingranulare Modellierung von Prosumern und die szenariobasierte Hochrechnung von zukünftigen Netzauslastungen in Zukunft sein wird.

- Die Stufe 3 des Migrationspfades beschreibt, wie mit aktiven Gridmanagement (z. B. Spannungsregelung, Stromregelung, lastabhängige Netzverschaltung, Maschennetze...) eine vorhandene Netzinfrastruktur zusätzlich noch besser ausgenutzt werden und ein theoretisch erforderlicher Netzausbau verschoben oder verhindert werden kann. Voraussetzung dafür ist aber, dass die Möglichkeiten des aktiven Grid-Managements in der Planung berücksichtigt und hinsichtlich ihrer Nachhaltigkeit bewertet werden können.

3. Ergebnisse Dritter

Im Teilprojekt 1.3 waren neben Siemens keine weiteren Partner vertreten.

4. Veröffentlichungen

- Das im Rahmen des Projekts e-connect entwickelte Stromregelverfahren wurde unter dem Titel „Verfahren und System zum Überwachen und Steuern einer Stromverteilung in einem Energieverteilnetz“ und der Anmeldeungsnummer 13192631.3 – 1806 zu einem europäischen Patent angemeldet.

- **Bundesforschungsprojekt „econnect Germany“ erfolgreich abgeschlossen**

Pressekonferenz vom 05.02.2015:

<http://smartlab-gmbh.de/aktuelles/meldungen/meldungen-mit-tt-news/detailansicht-meldungen/article/bundesforschungsprojekt-econnect-germany-erfolgreich-abgeschlossen.html>

Video:

<https://www.youtube.com/watch?v=XO9PZaQsCqo>

▪ **SICAM LVS**

Niederspannungsüberwachung



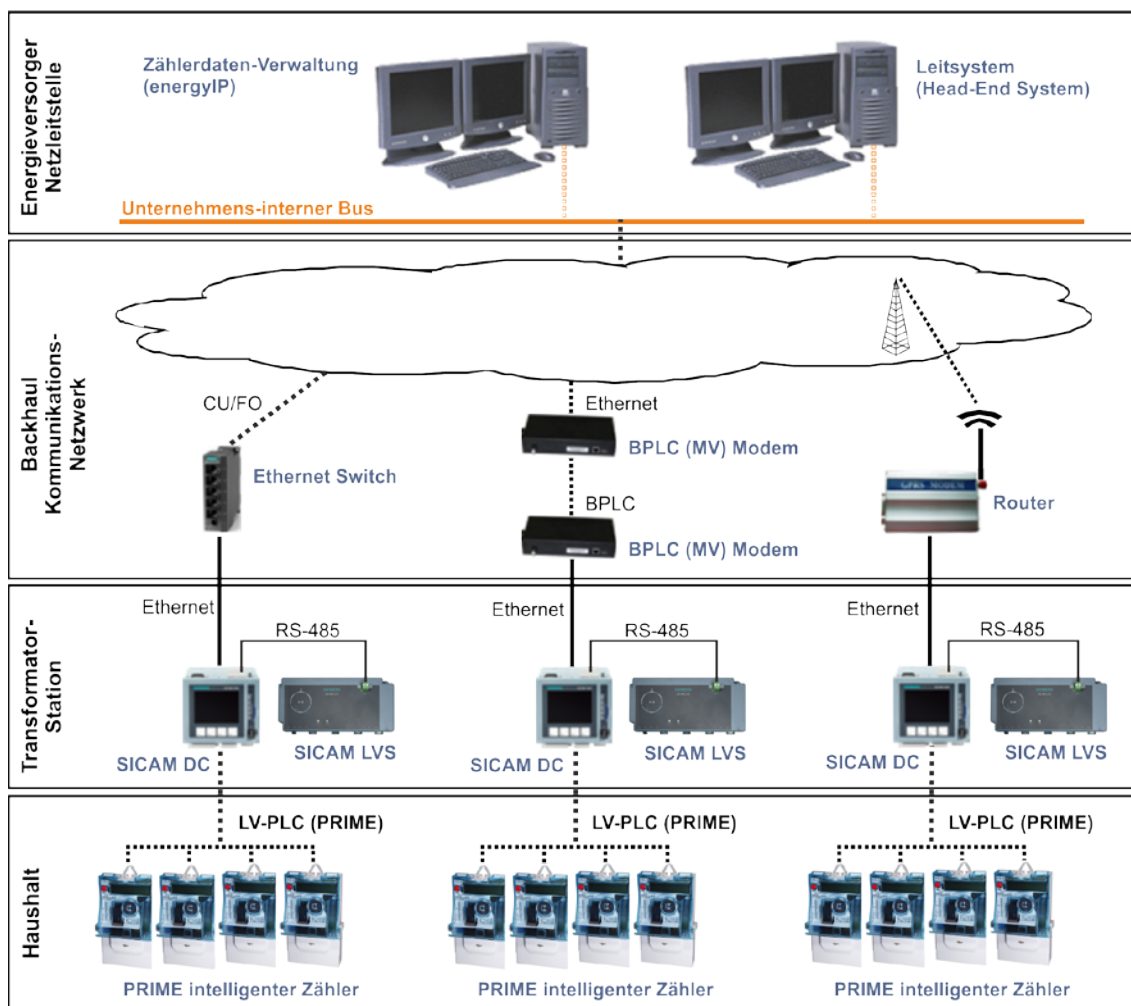
- 3 Phasen Messbaugruppe
3x 230 V/400 V
- Erfassung von
 - Spannungseffektivwerten
 - Stromeffektivwerten
- Genauigkeit:
 - Spannungsmessung: Klasse 1 (IEC62053-21)
 - Strommessung: Klasse 1 (IEC62053-21) exkl. der externen Kabelumbauwandler
- Anschluss von Stromwandlern mit verschiedenen Übersetzungsverhältnissen möglich
- Interne Uhr und Kalender
- Spannungsüberwachung mit Über- und Unterspannungsregister
- Infrarot-Schnittstelle für lokale Bedienung
- RS-485 Schnittstelle für die Kommunikation mit SICAM DC oder anderen Geräten

Anwendung und Funktion

SICAM LVS ist für den Einbau in Transformatorstationen zum Messen von Netzgrößen (Strom, Spannung, Wirkleistung, Blindleistung, etc.) eines jeden Transformators auf der Niederspannungsseite bestimmt.

SICAM LVS zeichnet Lastprofile auf und generiert Ereignisse oder Alarmer in Verbindung mit den elektrischen Größen in Zusammenarbeit mit dem Datenkonzentrator SICAM DC.

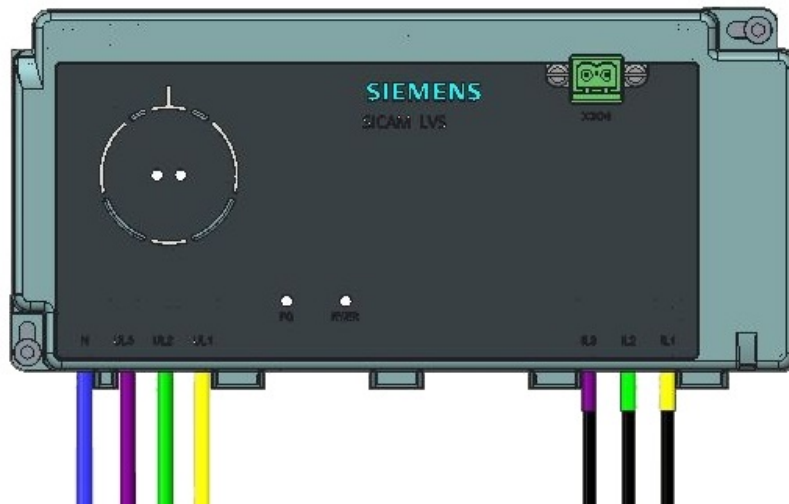
Die Kommunikation zwischen SICAM LVS und SICAM DC erfolgt über eine RS-485 Schnittstelle mittels DLMS/COSEM Protokoll (IEC 62056 Serie).



Vernetzte Anlage (Beispiel)

Mechanischer Aufbau

Die spezielle Bauform erlaubt die Installation bei begrenzt verfügbarem Platz oder an schwer zugänglichen Stellen.
Zum Messen von elektrischen Größen in der Niederspannungs-Transformatorstation wird das Gerät in den Verteilerkästen montiert und über Eingangsklemmen verbunden.

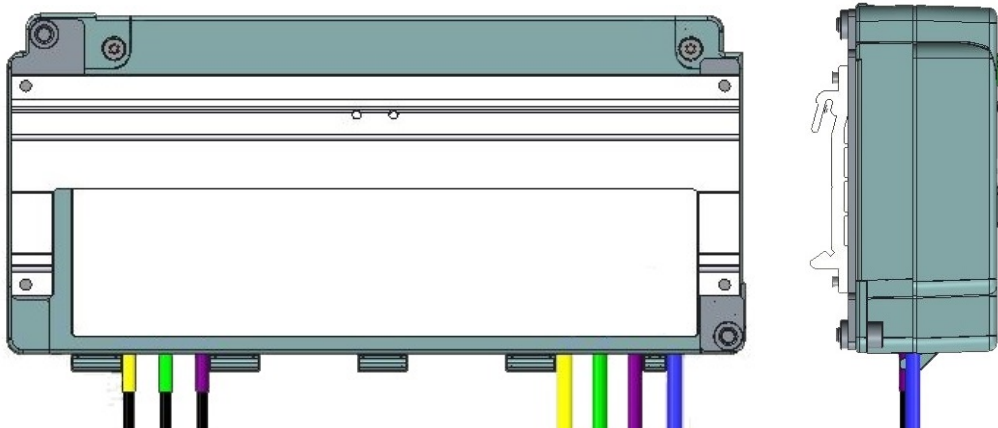


Frontansicht

Die folgenden Bedienelemente stehen zur Verfügung:

- RY LED (Bereit/Fehler)
- PQ LED (Energie Äquivalent Impuls)
- Infrarot-Schnittstelle gemäß IEC 62056-21

Das Gerät ist vorgesehen für die horizontale Montage auf einer TS35-Schiene.



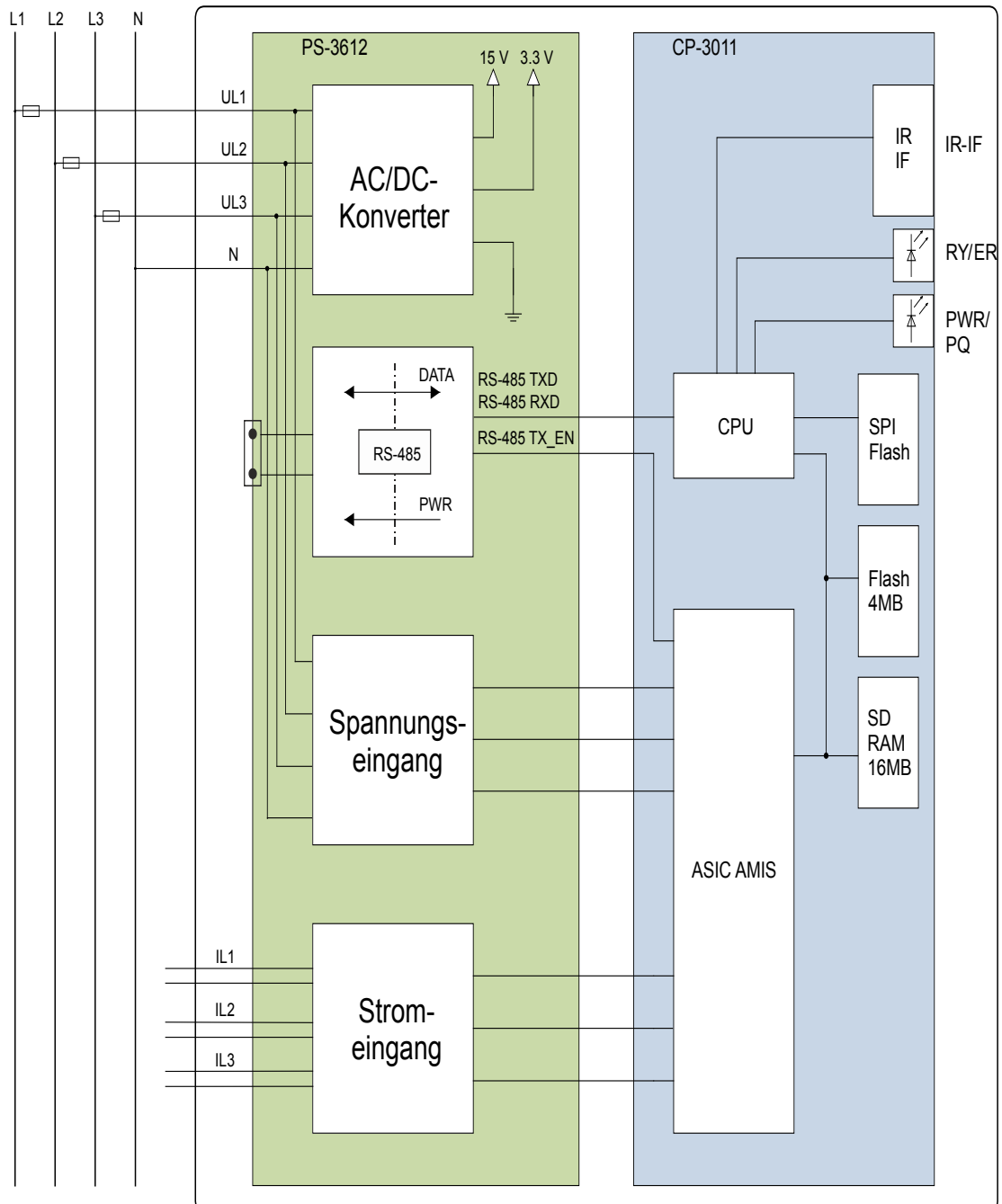
Rückansicht

Seitenansicht

Blockschaltbild

Die Hardware ist geteilt in 2 Module:

- PS-3612 (Spannungsversorgungsmodul)
- CP-3011 (Prozessormodul)



Schnittstellen

SICAM LVS stellt die folgenden Schnittstellen zur Verfügung:

- Spannungssignal-Messeingänge UL1, UL2, UL3 und N
Verbindung mit Phase 1, 2, 3 und Neutralleiter
- Stromsignal-Messeingänge IL1, IL2 und IL3
Verbindung mit der Sekundärwicklung der Umspannstation-
Stromwandler für Phase 1, 2, 3
- RS-485 Schnittstelle
Verbindung mit SICAM DC oder Fremdgerät

Voltage inputs

Stecker	Signalebene	Bedeutung
UL1	230/400 VAC	Strang 1 des Niederspannungsnetzes
UL2	230/400 VAC	Strang 2 des Niederspannungsnetzes
UL3	230/400 VAC	Strang 3 des Niederspannungsnetzes
N	230/400 VAC	Neutralleiter des Niederspannungsnetzes

Current inputs

Stecker	Signalebene	Bedeutung
IL1/S1	5 A	Phase1 positiver interner Differenzeingang für Strom
IL1/S2		Phase1 negativer interner Differenzeingang für Strom
IL2/S1	5 A	Phase2 positiver interner Differenzeingang für Strom
IL2/S2		Phase2 negativer interner Differenzeingang für Strom
IL3/S1	5 A	Phase3 positiver interner Differenzeingang für Strom
IL3/S2		Phase3 negativer interner Differenzeingang für Strom

RS-485 interface

Stecker	Signalebene	Bedeutung
RS485_B	RS-485	B (+) Kontakt der RS-485 Schnittstelle
RS485_A	RS-485	A (-) Kontakt der RS-485 Schnittstelle

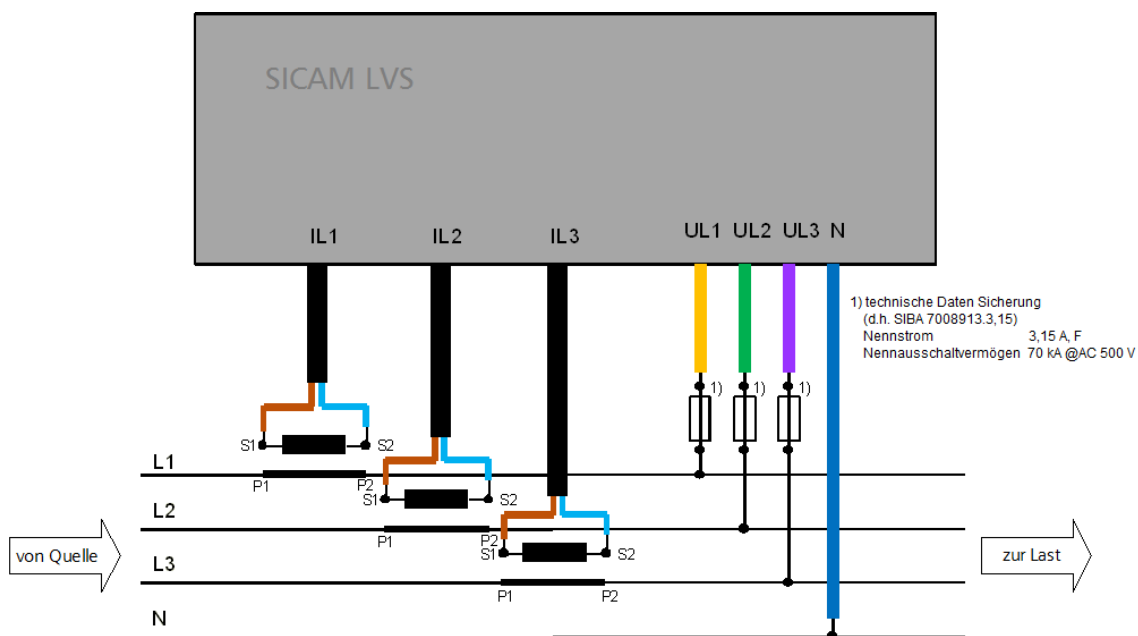
Externe Beschaltung

Die Verbindung von SICAM LVS mit dem Niederspannungsnetzwerk findet wie folgt statt:

- 230 V Nennspannungseingänge über Klemmen
- 5 A Nennstromeingänge über Stromwandler

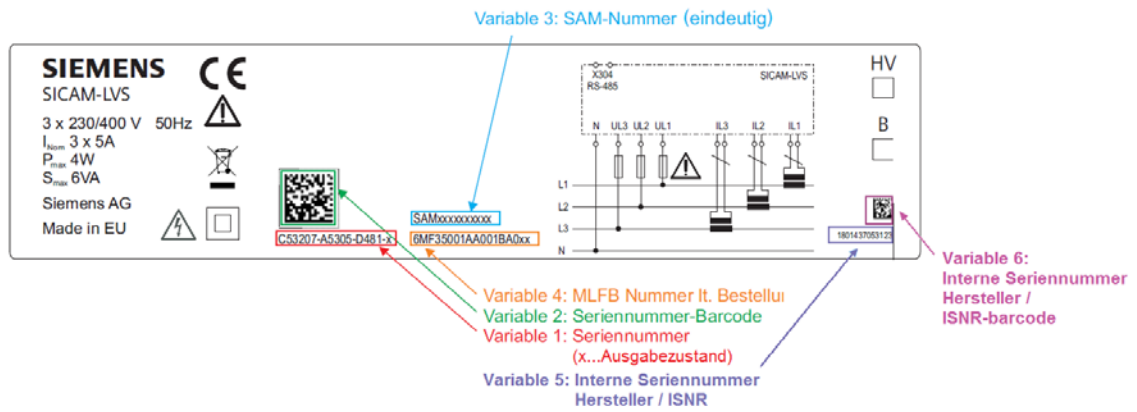
SICAM-LVS darf mit einer einphasigen/neutralen AC-Versorgung betrieben werden.

Aus Sicherheitsgründen in der Niederspannungsnetzwerk-Umgebung müssen die Spannungsanschlusskabel des Geräts Sicherungen beinhalten, die sich nahe am physikalischen Anschlusspunkt befinden. Das Zubehör ist nicht im Lieferumfang enthalten.



SICAM LVS Beschaltung

Typenschild (Beispiel)



SICAM LVS Typenschild

Funktionen

Die grundlegenden Niederspannungs-Überwachungsfunktionen für jeden Transformator sind:

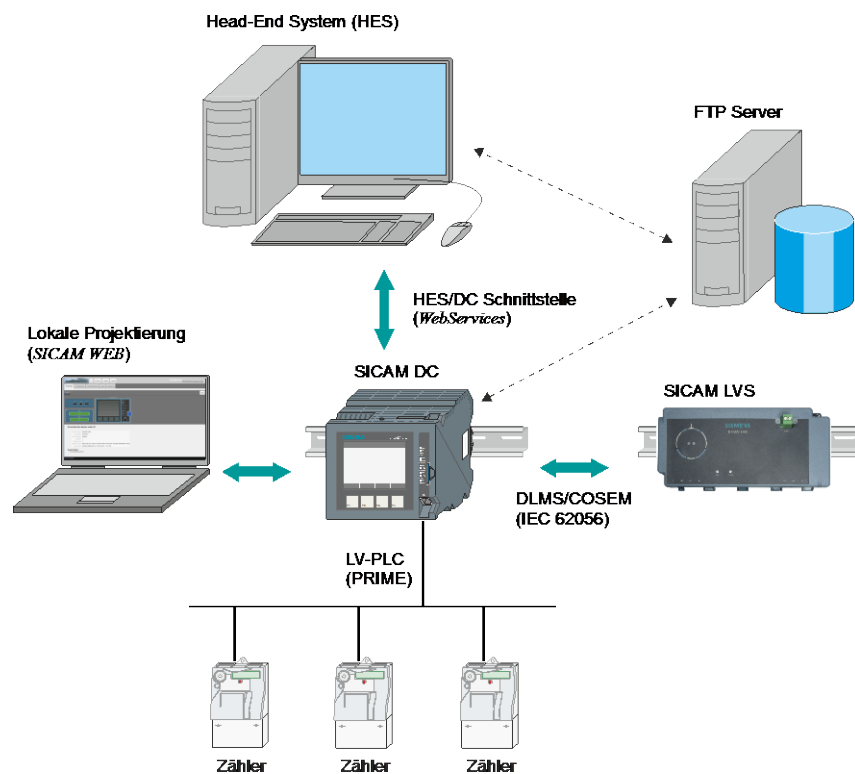
- Messungen, Protokollierung und Erzeugung von Energiekurven
- Messung und Berechnung, Protokollierung und Erzeugung von Kurven von verschiedenen elektrischen Größen
- Erzeugung von Ereignissen

Die Funktionen von SICAM LVS werden festgelegt durch die ladbare Firmware (*LVS00 Low Voltage Supervision*) und sind größtenteils ab Werk vorkonfiguriert.

Vom Anwender veränderbare Parameter werden über die Bedienoberfläche von SICAM DC (*SICAM WEB*) oder über die Kopfstation mittels *WebServices* eingestellt.

Kommunikation

SICAM LVS überträgt – über das DLMS/COSEM Protokoll – Messinformationen (Spannungen, Ströme, Leistungen und Energie) an SICAM DC, sowie Ereignisse die vom Gerät selbst erzeugt werden.



Kommunikation

Beteiligung an weiteren Forschungsprojekten

Forschungsprojekt „Smart City Projekt Villach“ – Kärnten Netz

<http://www.smartcities.at/stadt-projekte/smart-cities/vision-step-i/>

Einsatz des GMDs in der Trafostation mit der Funktion EGDA (Bild links).
Es werden ein gleitender Spannungsmittelwert von der Sammelschiene an den externen Regler des RONT geliefert, da die Messungen des Trafos selbst zu selten Werte liefert. Weitere Geräte sind im Feld entlang des Feeders als PLC-Repeater und Messgerät für Spannungen und Ströme verbaut (Bild rechts).



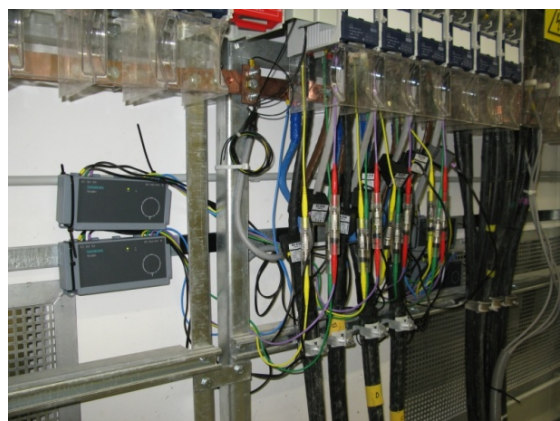
Forschungsprojekt „Seestadt Aspern“ – Wiener Netze

<http://www.smartcities.at/stadt-projekte/smart-cities/smart-cities-demo-aspern/>

Einsatz der GMDs in Sekundärtechnikschränken in den Trafostationen zur Messung direkt an der Sammelschiene (Bild links) und Schleifenkästen entlang der Feeder (Bild rechts).

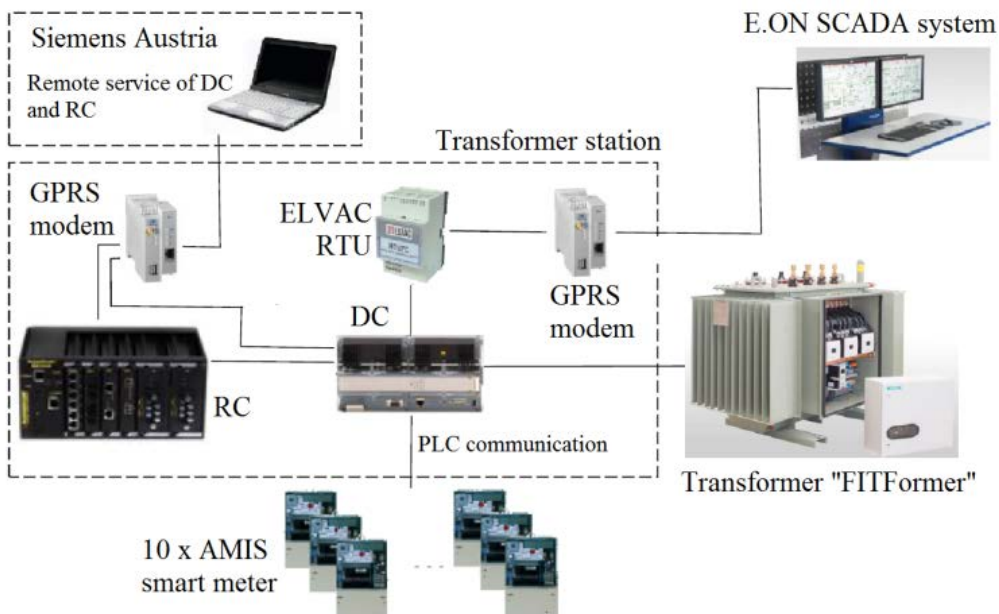


Zusätzlich werden mit den GMDs im Projekt Seestadt Aspern Abgänge von Trafos gemessen (Bild). Als Firmware kommt eine Weiterentwicklung zum Einsatz.



Forschungsprojekt „Drahany“ – Eon CZ

Entlang der PLC-Strecke kommen in Kürze neben den im Bild unten ersichtlichen Zählern, die in Haushalten verbaut sind, auch GMDs zum Einsatz. Das GMD kann in den engen Verteilerkästen entlang der Feeder mit seinem Formfaktor punkten. Auch in diesem Projekt wird ein RONT via Spannungsmesswerten aus dem Feld beaufschlagt.



Berichtsblatt

1. ISBN oder ISSN	2. Berichtsart (Schlussbericht oder Veröffentlichung) Schlussbericht	
3. Titel Verbundvorhaben „econnect Germany“		
4. Autor(en) [Name(n), Vorname(n)] Schenk, Alexander Sommer, Walter Sandkühler, Peter	5. Abschlussdatum des Vorhabens Februar 2015	
	6. Veröffentlichungsdatum 15.08.2015	
	7. Form der Publikation Schlussbericht	
8. Durchführende Institution(en) (Name, Adresse) Siemens AG Löwenstraße 11a 44135 Dortmund	9. Ber. Nr. Durchführende Institution n.r.	
	10. Förderkennzeichen 01ME12041	
	11. Seitenzahl 69	
12. Fördernde Institution (Name, Adresse) Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (BMWi) 53107 Bonn	13. Literaturangaben n.r.	
	14. Tabellen n.r.	
	15. Abbildungen 30	
16. Zusätzliche Angaben Keine		
17. Vorgelegt bei (Titel, Ort, Datum) Keine Angaben		
18. Kurzfassung Der erforderliche Netzausbau für dezentrale Einspeiseanlagen (z.B. Photovoltaikanlagen) und Verbraucher wie Elektrofahrzeuge soll verschoben werden. Dies soll durch aktives Überwachen, Steuern und Regeln, und modernen und flexiblen Tarifmodellen erreicht werden. Hierzu wurden die Verbrauchswerte der Feldtestkunden im 15 Minutenraster erfasst, die Daten mittels PLC (Power Line Kommunikation) an Datenkonzentratoren übermittelt und von dort über GPRS/ DSL-Verbindungen in die Zentrale der STAWAG übertragen. Dort wurden die Verbrauchsdaten auf Plausibilität überprüft, ggf. fehlende Daten (z.B. durch Kommunikationsausfälle) durch Ersatzwerte ergänzt und dem SAP System der STAWAG über eine Web-Service Schnittstelle übergeben. Der bei den Feldtestkunden montierte Smart Meter (Verrechnungszähler) verfügte über einen Inhouse Schnittstelle die so modifiziert wurde, dass sie für den vorgesehenen Datenaustausch mit dem Home Management Gateway von Fa. Kellendonk geeignet war. Auf Basis der Verfügbarkeit der dezentralen Messwerte wurde eine Regelung erarbeitet, welche auf die Ladestationen, den intelligenten Ortsnetzstationen und der Mittelspannungsbetriebsführung Einfluss genommen hat. Im Feldeinsatz hat sich gezeigt, dass die implementierten Strom- und Spannungsregelungen nicht ausgereizt werden konnten, d.h. es traten aus folgenden Gründen keine netzbedingten Eingriffe in Ladevorgänge auf: <ul style="list-style-type: none"> - Die mögliche maximale Ladeleistung pro Auto war mit 22kW begrenzt. Die Speicherkapazität der eingesetzten Elektroautos lag zwischen 20 und 30kWh. Damit lag die Ladezeit pro Auto bei voller Leistung und vollständig entladener Batterie im Bereich von etwa einer bis eineinhalb Stunden. Die Nennleistung des Trafos in der Ortsnetzstation betrug 630kVA - Es gab keine ausgeprägte Gleichzeitigkeit bei den einzelnen Ladevorgängen, d.h. die Autos wurden statistisch über einen Tag - gesehen eher gleich verteilt und eher kurzzeitig genutzt. Daher entstand durch den Feldtest auch keine signifikante Mehrbelastung des Netzes. - Die Feldtestkunden waren gegenüber der ursprünglichen Intention auf mehrere Abgänge der Ortsnetzstation verteilt. Damit kam es auch im Kabelnetz zu keinen erkennbaren Problemen. 		
19. Schlagwörter Netzausbau, Smart Meter, Messwerte, Regelung, Ortsnetzstation		
20. Verlag n.r.	21. Preis n.r.	

Document Control Sheet

1. ISBN or ISSN	2. type of document (e.g. report, publication)
3. title Joint research project „eConnect Germany”	
4. author(s) (family name, first name(s)) Schenk, Alexander Sommer, Walter Sandkühler, Peter	5. end of project February 2015
	6. publication date August 15, 2015
	7. form of publication final report
8. performing organization(s) (name, address) Siemens AG Löwenstraße 11a 44135 Dortmund	9. originator's report no. n. r.
	10. reference no. 01ME12041
	11. no. of pages 69
12. sponsoring agency (name, address) Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (BMWi) 53107 Bonn	13. no. of references n. r.
	14. no. of tables n. r.
	15. no. of figures 30
16. supplementary notes	
17. presented at (title, place, date) No information	
18. abstract The necessary net removal for decentralised Einspeiseanlagen (e. g. , photovoltaics-systems) and consumer like electric vehicles should be shifted. This should be reached by active supervising, regulation and control, and modern and adaptable rate models. Moreover the consumption values of the field test customers were grasped in 15 minute grids, the data were transmitted by means of PLC (power Line communication) in data concentrators and were transferred from there about DSL connections/GPRS into the headquarters of the STAWAG. There the consumption data were checked for plausibility, if necessary missing data (e. g. , by communication failures) were complemented with spare values and handed over to the SAP system of the STAWAG about a web service interface. The installed smart meter possessed over an inhouse-interface, which was modified that it was suitable for the designated data exchange with the home management gateway of Kellendonk. On the basis of availability of the local metered value a regulation has been worked out, that influenced charging stations, the smart local distribution system and the medium voltage operational management. The field application showed that the installed power and voltage regulations couldn't be outbid, that means it didn't arise grid-related interventions I charging processes for following reasons: <ul style="list-style-type: none"> - The possible maximum loading achievement per car was limited with 22 kW. The storage capacity of the used electric cars lay between 20 and 30 kWh. With it the loading time per car lay with full achievement and completely unloaded battery in the area from about one to one and a half hours. The nominal achievement of the transformer in the local net station amounted 630kVA. - There was no distinctive simultaneousness with the single loading processes, i. e. the cars became statistical more than one day seen rather immediately distributed and rather for a short time used. Hence, none originated from the field test also significant more load of the net. - The field test customers were distributed compared with the original intention to several departures of the local net station. With it it also came in the cable net to no recognizable problems. 	
19. keywords Net removal, Smart meter, measuring values, regulation, local net station	
20. publisher n. r.	21. price n. r.