



BERGISCHE
UNIVERSITÄT
WUPPERTAL

mauell

SAG

NEmo – Netzintegration von Elektromobilität und regenerativen Einspeisern mithilfe einer intelligenten Ortsnetzstation

Gemeinsamer Abschlussbericht

Gefördert durch:



Bundesministerium
für Umwelt, Naturschutz,
Bau und Reaktorsicherheit

Wuppertal, Dortmund, Velbert den 27. Juni 2016



Erneuerbar
mobil

Roman Uhlig, Prof. Dr. Markus Zdrallek
Bergische Universität Wuppertal (Förderkennzeichen 16EM1084)
Gaußstraße 20, 42119 Wuppertal

Peter Klöker
SAG GmbH Pittlerstr. 44, 63225 Langen
Ausführende Stelle:
SAG GmbH – Bereich CeGIT (Förderkennzeichen 16EM1085)
Stockholmer Allee 30b, 44269 Dortmund

Wolfgang Friedrich
Mauell GmbH (Förderkennzeichen 16EM1086)
Am Rosenhügel 1-7, 42553 Velbert

Kurzfassung

Heutige Niederspannungsnetze sind weder für eine starke Energieeinspeisung durch dezentrale Erzeuger (z.B. PV-Anlagen) noch für den Anschluss leistungsintensiver Verbraucher (wie z.B. Elektrofahrzeuge) ausgelegt. Dadurch kann es in wenigen Stunden des Jahres zu Überlastungen der Niederspannungskabel und Spannungsbandverletzungen kommen, welche im nicht überwachten Niederspannungsnetz nicht entdeckt und somit auch nicht behoben werden können.

Ein konventioneller Netzausbau, der auch diese lediglich sporadisch auftretenden Überlastungen und Spannungsbandverletzungen vermeidet, würde zu erheblichen Kosten führen. Intelligente Überwachungs- und Steuerungssysteme, welche im Falle von Zustandsverletzungen die Engpässe zuverlässig lokalisieren und beheben können, stellen somit eine sinnvollere (da kosteneffizientere) Alternative dar.

Zur Umsetzung eines solchen Systems werden steuerbare Aktoren im Netz benötigt. Elektrofahrzeuge sind auf Grund ihrer hohen Ladeleistungen und benötigten Energiemengen dafür technisch ideal geeignet. Die Regelung einer Ladestation kann allerdings mit erheblichen Konsequenzen für die Fahrzeugnutzer verbunden sein, da sich die Ladezeit dadurch zwangsläufig erhöht und somit die Einsatzfähigkeit des Fahrzeuges stark beeinflusst wird. Um Diskriminierungen einzelner Nutzer zu vermeiden und die Akzeptanz solcher Regulationsmaßnahmen zu erhöhen, bedarf es daher spezieller Ladeverfahren, die die negativen Auswirkungen auf ein Minimum beschränken und gleichzeitig gerecht verteilen.

Ziel des Projektes NEMO war die Entwicklung und Erprobung eines intelligenten Überwachungs- und Steuerungssystems für Niederspannungsnetze, welches den Netzzustand kontinuierlich kontrolliert und das Ladeverhalten von Elektrofahrzeugen insbesondere auch im Zusammenspiel mit dezentralen Stromerzeugungsanlagen lokal und autark regelt. Als Ausgangsbasis diente dabei ein bereits bestehender dreistufiger Regelungsalgorithmus, welcher zur Ansteuerung von Ladeinfrastruktur und Elektrofahrzeugen weiterentwickelt und um diskriminierungsfreie Ladekonzepte ergänzt wurde. Zusätzlich wurde ein spezieller „Location Based Service“ für die Endverbraucher entwickelt, welcher u.a. aktuelle Informationen zum Ladevorgang des Fahrzeuges bereitstellt.

Die Funktionsfähigkeit und Praxistauglichkeit des entwickelten Automatisierungssystems konnte in umfangreichen Feldtest in zwei realen Niederspannungs-Testnetzen nachhaltig unter Beweis gestellt werden. Zu diesem Zweck standen das Campusnetz der Universität Wuppertal sowie ein Netz der Wuppertaler Stadtwerke zur Verfügung. Im Ergebnis konnten dadurch umfangreiche praktische Erfahrungen mit dem Aufbau von intelligenten Überwachungs- und Steuerungssystemen für Niederspannungsnetze gesammelt werden, die die Basis für eine zukünftig erfolgreiche Netzintegration der Elektromobilität bilden.

An dem Projekt waren drei Hauptpartner und ein assoziierter Partner beteiligt. Der Bergischen Universität Wuppertal oblag die Gesamtprojektleitung. Sie war einerseits für die Konzeption und Projektkoordination und andererseits als wissenschaftlicher Verbundpartner für die Erweiterung der Berechnungslogik und die Entwicklung und Integration der neuen Ladeverfahren zuständig. Außerdem führte sie die beiden abschließenden Feldtests durch. Die Mauell GmbH mit Sitz in Velbert übernahm neben der Ermittlung und Ausleitung der zu visualisierenden Daten für die „Location Based Services“ auch die Anpassung der bestehenden Hard- und Software an die entwickelten Erweiterungen. Die SAG GmbH (Langen) war für die Datenaufbereitung und Konfiguration der Testnetze, sowie für die Anlagenaufbereitung zuständig. Als assoziierter Partner war die WSW Netz GmbH gemeinsam mit der Bergischen Universität Wuppertal für die Durchführung des Feldtests in ihrem Netzgebiet zuständig.

Inhaltsverzeichnis

KURZFASSUNG	II
INHALTSVERZEICHNIS	IV
ABBILDUNGSVERZEICHNIS	VII
1 EINLEITUNG	1
1.1 EINBETTUNG DER TEILPROJEKTE IN DAS GESAMTPROJEKT	1
1.2 ARBEITSPAKETE IN DEN BETRACHTETEN TEILPROJEKTEN.....	2
1.2.1 <i>Teilprojekt 1 – Konzeption und Projektkoordination</i>	2
1.2.2 <i>Teilprojekt 2 – Erweiterung der Berechnungslogik und des Regelungskonzepts</i>	2
1.2.3 <i>Teilprojekt 3 – Anpassung der bestehenden industriellen Hard- und Software</i>	3
1.2.4 <i>Teilprojekt 4 – Entwicklung von Location Based Services</i>	3
1.2.5 <i>Teilprojekt 5 – Datenaufbereitung der Testnetze</i>	3
1.2.6 <i>Teilprojekt 6 – Konfiguration der Testnetze und Anlagenaufbereitung</i>	3
1.2.7 <i>Teilprojekt 7 – Durchführung der Feldversuche</i>	4
1.3 AUFBAU DES BERICHTES	4
2 KURZDARSTELLUNG DES PROJEKTES	5
2.1 AUSGANGSBASIS	5
2.2 AUFGABENSTELLUNG	6
2.3 PLANUNG UND ABLAUF	6
3 ENTWICKLUNG DES SYSTEMUMFELDES	7
3.1 NIEDERSPANNUNGSNETZ	8
3.2 LADEINFRASTRUKTUR.....	9
3.3 ENTWICKLUNG DER ELEKTROMOBILITÄT.....	10
4 EINGEHENDE ERGEBNISDARSTELLUNG	12
4.1 TEILPROJEKT 1 – KONZEPTION UND PROJEKTKOORDINATION	12
4.1.1 <i>Definition und Zusammenwirken der Systemkomponenten</i>	12
4.1.2 <i>Konzeption Leistungsflussüberwachung</i>	13
4.1.3 <i>Konzeption Ansteuerungsalgorithmen</i>	14
4.1.4 <i>Konzeption „Location Based Services“ als Schnittstelle zum Markt</i>	14
4.1.5 <i>Konzeption und Anforderung an Kommunikationstechnologie</i>	14
4.1.6 <i>Konzeption Datenaufbereitung und Konfiguration</i>	15
4.1.7 <i>Konzeption Feldversuch</i>	15
4.2 TEILPROJEKT 2 – ERWEITERUNG DER BERECHNUNGSLOGIK UND DES REGELUNGSKONZEPTS	18

4.2.1	<i>Einbindung der Messwerte und Statusinformationen der Ladeinfrastruktur in die Schnittstellendefinitionen der Eingangsparameter der Berechnungslogik</i>	18
4.2.2	<i>Erweiterung des Überwachungsalgorithmus, Einbindung der zusätzlich verfügbaren Prozessparameter</i>	19
4.2.3	<i>Entwicklung neuer Ladekonzepte und Ansteuerungsalgorithmen für Elektrofahrzeuge</i>	19
4.2.4	<i>Programmierung der neu entwickelten Verfahren</i>	25
4.2.5	<i>Softwaretest und Simulation</i>	26
4.3	TEILPROJEKT 3 – ANPASSUNG DER BESTEHENDEN INDUSTRIELLEN HARD- UND SOFTWARE	28
4.3.1	<i>Implementierung der erweiterten Schnittstellendefinitionen</i>	28
4.3.2	<i>Erweiterung der bestehenden Systemlösung um die Anforderungen der Elektromobilität</i>	30
4.3.3	<i>Auswahl und Anpassung der optimalen Kommunikationsinfrastruktur</i>	40
4.4	TEILPROJEKT 4 – ENTWICKLUNG VON LOCATION BASED SERVICES	41
4.4.1	<i>Ermittlung und Ausleitung der zu visualisierenden Daten</i>	41
4.4.2	<i>Entwicklung einer Portalumgebung zur Visualisierung der Lade- und Netzkapazitäten</i>	43
4.4.3	<i>Bereitstellung der entsprechenden Schnittstellen für Location Based Services</i>	45
4.4.4	<i>Entwicklung einer ortsbezogenen Anwendung für mobile Endgeräte zur Visualisierung verfügbarer Ladekapazitäten</i>	46
4.5	TEILPROJEKT 5 – DATENAUFBEREITUNG DER TESTNETZE	46
4.5.1	<i>Analyse Quellsystem und Aufbereitung Quelldatenstruktur</i>	47
4.5.2	<i>Ausleitung der statischen Netzparameter</i>	50
4.6	TEILPROJEKT 6 – KONFIGURATION DER TESTNETZE UND ANLAGENAUFBEREITUNG	51
4.6.1	<i>Ist-Stand-Aufnahme der Testnetze</i>	51
4.6.2	<i>Planung des Soll-Zustands der Testnetze</i>	52
4.6.3	<i>Umsetzung des Soll-Zustands der Testnetze</i>	54
4.6.4	<i>Bereitstellung Projektinfrastruktur (zentrale Komponenten)</i>	54
4.7	TEILPROJEKT 7 – DURCHFÜHRUNG DER FELDVERSUCHE	55
4.7.1	<i>Validierung der Berechnungsergebnisse mit realen Prozessdaten</i>	55
4.7.2	<i>Analyse der Auswirkungen der Elektromobilität auf die Netzauslastung</i>	55
4.7.3	<i>Erprobung der unterschiedlichen, neuartigen Algorithmen</i>	56
4.7.4	<i>Analyse der Effekte auf das Zusammenspiel mit regenerativen Einspeisern</i>	58
4.7.5	<i>Ableitung von Strategien zur Optimierung der Positionierung von Ladesäulen</i>	60
4.7.6	<i>Analyse der Feldtestergebnisse und Anpassung der eingesetzten Systemkomponenten</i>	60
5	ERKENNTNISSE UND HANDLUNGSEMPFEHLUNGEN	61
6	VORAUSSICHTLICHER NUTZEN UND VERWERTBARKEIT DES ERGEBNISSES	63
6.1	WISSENSCHAFTLICHE VERWERTBARKEIT	63
6.2	WIRTSCHAFTLICHE VERWERTBARKEIT	63
7	FORTSCHRITTE VON ANDEREN STELLEN	64

8	VERÖFFENTLICHUNGEN.....	66
9	PERSONALKOSTEN	67
10	INVESTITIONEN	68
11	LITERATURVERZEICHNIS.....	69

Abbildungsverzeichnis

ABBILDUNG 1: KONZEPT DER DEZENTRALEN NETZAUTOMATISIERUNG	5
ABBILDUNG 2: URSPRÜNGLICHE PROJEKTPLANUNG	7
ABBILDUNG 3: UMGESETZTER PROJEKTZEITPLAN NACH LAUFZEITVERLÄNGERUNG	7
ABBILDUNG 4: KONZEPT DER DEZENTRALEN NETZAUTOMATISIERUNG VON ELEKTROFAHRZEUGEN (NEMO-KONFIGURATOR)	13
ABBILDUNG 5: ÖFFENTLICHES TESTNETZGEBIET „HIPKENDAHL“	16
ABBILDUNG 6: KONFIGURATOR DES TESTNETZES AUF DEM GELÄNDE DES CAMPUS FREUDENBERG DER BERGISCHEN UNIVERSITÄT WUPPERTAL	17
ABBILDUNG 7: INTEGRATION DER NEMO-SOFTWAREKAPSEL IN DAS INES-SYSTEM.....	26
ABBILDUNG 8: SEQUENZDIAGRAMM DATENFLUSS	29
ABBILDUNG 9: BEISPIEL BESCHALTUNG LADEVORGANG MIT STECKER-VERRIEGELUNG, VERRIEGELUNGSRÜCKMELDUNG UND EXTERNER FREIGABE SOWIE ZUSCHALTEN DES LASTSCHÜTZE BZW. REGELUNG DES ENERGIEBEZUGS DES ANGESCHLOSSENEN ELEKTROFAHRZEUGS.	32
ABBILDUNG 10: DARSTELLUNG DER VERWENDETEN KOMMUNIKATIONSPROTOKOLLE UND SCHNITTSTELLEN	33
ABBILDUNG 11: TABELLE ANFORDERUNGEN AN DIE KOMMUNIKATIONSSCHNITTSTELLE	34
ABBILDUNG 12: TABELLE ZUSAMMENSPIEL DATENÜBERTRAGUNGSEINRICHTUNGEN UND PROTOKOLLE	37
ABBILDUNG 13: NEMO KONFIGURATOR	41
ABBILDUNG 14: NEMO KONFIGURATOR - KONZEPT 1	42
ABBILDUNG 15: NEMO KONFIGURATOR - KONZEPT 2	43
ABBILDUNG 16: INES MAP – LADE UND NETZKAPAZITÄTEN	44
ABBILDUNG 17: INES MAP – EINGABEMASKE VOR DEM LADEVORGANG.....	44
ABBILDUNG 18: INES MAP – EINGABEMASKE WÄHREND DAS LADEVORGANGES	45
ABBILDUNG 19: INES VIEW – SCHEMAPLAN TESTNETZ „CAMPUS FREUDENBERG“	45
ABBILDUNG 20: IT – ARCHITEKTUR KONZEPT 2	46
ABBILDUNG 21: NEMO-KONFIGURATOR – SACHDATEN UND TOPOLOGIE-MODELLE	47
ABBILDUNG 22: TESTNETZ „HIPKENDAHL“ (QUELLEDATEN, GIS ORIGINAL)	48
ABBILDUNG 23: TESTNETZ „AM WOLFSHAHN“ (QUELLEDATEN, AUFBEREITET)	49
ABBILDUNG 24: TESTNETZ „CAMPUS FREUDENBERG“ (ZIELDATEN NACH GENERALISIERUNG).....	50
ABBILDUNG 25: KONFIGURATOR TESTNETZ "HIPKENDAHL"	53
ABBILDUNG 26: KONFIGURATOR TESTNETZ "CAMPUS FREUDENBERG"	53
ABBILDUNG 27: AUSWIRKUNGEN EINER FAHRZEUGLADUNG AUF DEN SPANNUNGSVERLAUF IM ÖFFENTLICHEN TESTNETZ	56
ABBILDUNG 28: STROMVERLAUF ÜBER DEM LADESÄULENANSCHLUSSKABEL AM ERSTEN TESTTAG	57
ABBILDUNG 29: STROMVERLAUF (L1) ÜBER DEM LADESÄULENANSCHLUSSKABEL AN EINEM SPÄTEREN TESTTAG	58
ABBILDUNG 30: LADEZEITRÄUME IM ÖFFENTLICHEN TESTNETZ IM OKTOBER 2014	58
ABBILDUNG 31: SIMULATION DER ANZAHL GLEICHZEITIGER UNGESTEUERTER LADEVORGÄNGE BEI 1.000 FAHRZEUGEN MIT EINER LADELEISTUNG VON 11 kVA	59

1 Einleitung

Die deutsche Energieversorgung befindet sich im Wandel. Durch den vermehrten Einsatz von dezentralen Energieerzeugungsanlagen in den Verteilungsnetzen, z.B. in Form von PV- und Windenergieanlagen, aber auch durch die zunehmende Nutzung von leistungsintensiven elektrischen Verbräuchen, z.B. „Tankstellen“ für Elektrofahrzeuge, haben sich die Leistungsflussverhältnisse im Verteilungsnetz erheblich verändert. Zur Beherrschung der daraus resultierenden Probleme (lokale Verletzungen des zulässigen Spannungsbandes oder Leistungsflüsse größer als die Betriebsmittelgrenzen), die letztendlich zu einer Versorgungsunterbrechung führen können, stehen prinzipiell zwei Vorgehensweisen zur Verfügung. Einerseits kann das Netz durch kostenintensiven konventionellen Netzausbau ertüchtigt werden, andererseits können die wenigen kritischen Stunden im Jahr durch regelnde Maßnahmen eines Netzautomatisierungssystems kompensiert werden.

Das Netzautomatisierungssystem ist zwar in vielen Fällen die wirtschaftlich günstigere Alternative, allerdings ist zu beachten, dass Regelungen der Netzteilnehmer oft mit Konsequenzen für die Nutzer verbunden sind. Gerade bei der Regelung der Ladeleistung von Elektrofahrzeugen, welche durch ihre hohen Anschlussleistungen und der großen zeitlichen Flexibilität ideale Akteure eines solchen Automatisierungssystems sind, müssen stets die Anforderungen der Fahrzeugnutzer beachtet werden. Denn Akzeptanz für ein solches System kann nur erlangt werden, sofern Regelungsmaßnahmen die Mobilität der Nutzer nicht einschränken.

Das vorliegende Dokument beschreibt die Entwicklung von diskriminierungsfreien Verfahren zur nutzeroptimierten Integration von Elektrofahrzeugen in das elektrische Energieversorgungsnetz und deren Umsetzung.

1.1 Einbettung der Teilprojekte in das Gesamtprojekt

Das Forschungsprojekt NEMO ist in sieben Teilprojekte (TP) unterteilt:

- TP 1: Konzeption und Projektkoordination
- TP 2: Erweiterung der Berechnungslogik und des Regelungskonzepts
- TP 3: Anpassung der bestehenden industriellen Hard- und Software
- TP 4: Entwicklung von Location Based Services
- TP 5: Datenaufbereitung der Testnetze
- TP 6: Konfiguration der Testnetze und Anlagenaufbereitung
- TP 7: Durchführung der Feldversuche

TP 1, TP 2 und TP 7 befand sich im Verantwortungsbereich der Bergischen Universität Wuppertal. TP 3 und ein Teil von TP 4 wurde von dem Industrieunternehmen Mauell GmbH (Velbert) bearbeitet, die zweite Hälfte von TP 4 sowie die Teilprojekte 5 und 6 von der SAG GmbH (Langen). Diese Aufteilung wurde auch bei der Erstellung der jeweiligen Abschnitte dieses Berichtes eingehalten. Die Wuppertaler Stadtwerke unterstützten als assoziierter Partner die Konsortialpartner bei der Durchführung des Feldtests im öffentlichen Netz.

1.2 Arbeitspakete in den betrachteten Teilprojekten

1.2.1 Teilprojekt 1 – Konzeption und Projektkoordination

Das TP 1 diente der Konzeption und Koordination der Arbeitsschwerpunkte des Gesamtprojektes. Es umfasste dabei folgende Ziele:

- Definition und Zusammenwirken der Systemkomponenten
- Konzeption Leistungsflussüberwachung
- Konzeption Ansteuerungsalgorithmen
- Konzeption „Location Based Services“ als Schnittstelle zum Markt
- Konzeption und Anforderung an Kommunikationstechnologie
- Konzeption Datenaufbereitung und Konfiguration
- Konzeption Feldversuch
- Projektkoordination
- Qualitätsmanagement, Projektdokumentation, Ergebnisverbreitung

1.2.2 Teilprojekt 2 – Erweiterung der Berechnungslogik und des Regelungskonzepts

TP 2 beschäftigte sich mit der Entwicklung diskriminierungsfreier neuartiger Ladekonzepte und Ansteuerungsalgorithmen für Elektrofahrzeuge. Diese wurden formal modelliert, anschließend programmiert und umfangreichen Softwaretests unterzogen. Im Einzelnen wurden nachstehende Arbeitspakete bearbeitet:

- AP 2.1: Einbindung der Messwerte und Statusinformationen der Ladeinfrastruktur in die Schnittstellendefinitionen der Eingangsparameter der Berechnungslogik
- AP 2.2: Erweiterung des Überwachungsalgorithmus, Einbindung der zusätzlich verfügbaren Prozessparameter
- AP 2.3: Entwicklung neuer Ladekonzepte und Ansteuerungsalgorithmen für Elektrofahrzeuge
- AP 2.4: Programmierung der neu entwickelten Verfahren
- AP 2.5: Softwaretest und Simulation

1.2.3 Teilprojekt 3 – Anpassung der bestehenden industriellen Hard- und Software

Im Rahmen des Arbeitspaketes 3 wurden alle für die Umsetzung notwendigen Schnittstellen und die Anforderung an die Hardware für den Einbau in der Niederspannung betrachtet. Es gliedert sich in folgende Arbeitsschritte:

- AP 3.1: Implementierung der erweiterten Schnittstellendefinitionen
- AP 3.2: Erweiterung der bestehenden Systemlösung um die Anforderungen der Elektromobilität
- AP 3.3: Auswahl und Anpassung der optimalen Kommunikationsinfrastruktur

1.2.4 Teilprojekt 4 – Entwicklung von Location Based Services

Die Entwicklung einer WEB-basierten Lösung zur Visualisierung freier Ladekapazitäten sowie zur Steuerung des Ladevorgangs steht im Teilprojekt 4 im Vordergrund. Die einzelnen Arbeitspakete sind im Folgenden benannt:

- AP 4.1: Ermittlung und Ausleitung der zu visualisierenden Daten
- AP 4.2: Entwicklung einer Portalumgebung zur Visualisierung der Lade- und Netzkapazitäten
- AP 4.3: Bereitstellung der entsprechenden Schnittstellen für Location Based Services
- AP 4.4: Entwicklung einer ortsbezogenen Anwendung für mobile Endgeräte zur Visualisierung verfügbarer Ladekapazitäten

1.2.5 Teilprojekt 5 – Datenaufbereitung der Testnetze

Eine wesentliche Grundlage für das korrekte Funktionieren der iNES Basis-Technologie ist exakte Kenntnis aller statischen Netzparameter im betreffenden Netzgebiet (Netztopologie) notwendig. Das Teilprojekt 5 dient dazu diese Daten aus bestehenden Systemen (meist Geografische Informationssysteme GIS) zu extrahieren und der iNES Basis-Technologie in geeigneter Form zuzuführen. Das Teilprojekt 5 gliedert sich dabei in folgende Arbeitspakete:

- AP 5.1: Analyse Quellsystem und Aufbereitung Quelldatenstruktur
- AP 5.2: Ausleitung der statischen Netzparameter

1.2.6 Teilprojekt 6 – Konfiguration der Testnetze und Anlagenaufbereitung

In dem Teilprojekt 6 wurde zwei reale Niederspannungsnetze mit der iNES Basis-Technologie ausgerüstet und bestehende Ladesäulen bzw. Einspeiser in das iNES System integriert. Folgende Arbeitspakete wurden im Einzelnen umgesetzt:

- AP 6.1: Ist-Stand-Aufnahme der Testnetze
- AP 6.2: Planung des Soll-Zustands der Testnetze
- AP 6.3: Umsetzung des Soll-Zustands der Testnetze
- AP 6.4: Bereitstellung Projektinfrastruktur (zentrale Komponenten)

1.2.7 Teilprojekt 7 – Durchführung der Feldversuche

Im Zuge des TP 7 wurden die neu entwickelten Konzepte und Ansteuerungsalgorithmen in einem Feldtest in zwei realen Niederspannungsnetzen erprobt und validiert. Der Feldversuch war dabei in folgende Arbeitspakete unterteilt:

- AP 7.1: Validierung der Berechnungsergebnisse mit realen Prozessdaten
- AP 7.2: Analyse der Auswirkungen der Elektromobilität auf die Netzauslastung
- AP 7.3: Erprobung der unterschiedlichen, neuartigen Algorithmen
- AP 7.4: Analyse der Effekte auf das Zusammenspiel mit regenerativen Einspeisern
- AP 7.5: Ableitung von Strategien zur Optimierung der Positionierung von Ladesäulen
- AP 7.6: Analyse der Feldtestergebnisse und Anpassung der eingesetzten Komponenten

1.3 Aufbau des Berichtes

Der Bericht beschreibt in den Kapiteln 2 und 3 zunächst die Ausgangsbasis und Kurzdarstellung des Projektes und die Entwicklung des Systemumfeldes. Daran schließen sich mit Kapitel 4 und 5 die detaillierte Ergebnisdarstellung der einzelnen Arbeitsschritte und die daraus ableitbaren Erkenntnisse und Handlungsempfehlungen an. Die darauf folgenden Kapitel 6 und 7 stellen die Verwertbarkeit der Ergebnisse und die Fortschritte von anderer Stelle dar. Nach der Auflistung der projektbezogenen Veröffentlichungen (Kapitel 8) sind den abschließenden Kapiteln 9 und 10 die angefallenen Personal- und Investitionskosten zu entnehmen.

2 Kurzdarstellung des Projektes

In diesem Abschnitt soll das Projekt in komprimierter Form vorgestellt werden.

2.1 Ausgangsbasis

Wie in Kapitel 0 kurz dargestellt, bringt die Energiewende große Herausforderungen für die Verteilungsebene mit sich, denen mit einem geeigneten Netzautomatisierungssystem entgegengewirkt werden kann.

In Kooperation mit den Projektpartnern SAG und Mauell (zu der Zeit noch Helmut Mauell GmbH) hat die Bergische Universität Wuppertal daher eine an der Ortsnetzstation angesiedelte intelligente Steuerungseinheit (Smart RTU) entwickelt, welche die Leistungsflusssituation im NS-Netz zyklisch überwacht und bei drohenden Überlastzuständen geeignete Gegenmaßnahmen einleitet [1]. Dazu werden an neuralgischen Punkten im Netz (z.B. in Kabelverteilerschränken, vor dezentralen Erzeugungsanlagen und an Schnellladesäulen für Elektrofahrzeuge) wenige Sensoren und Aktoren installiert, die mithilfe moderner Kommunikationstechnik mit der Smart RTU kommunizieren. Dieses Konzept wird in Abbildung 1 visualisiert.

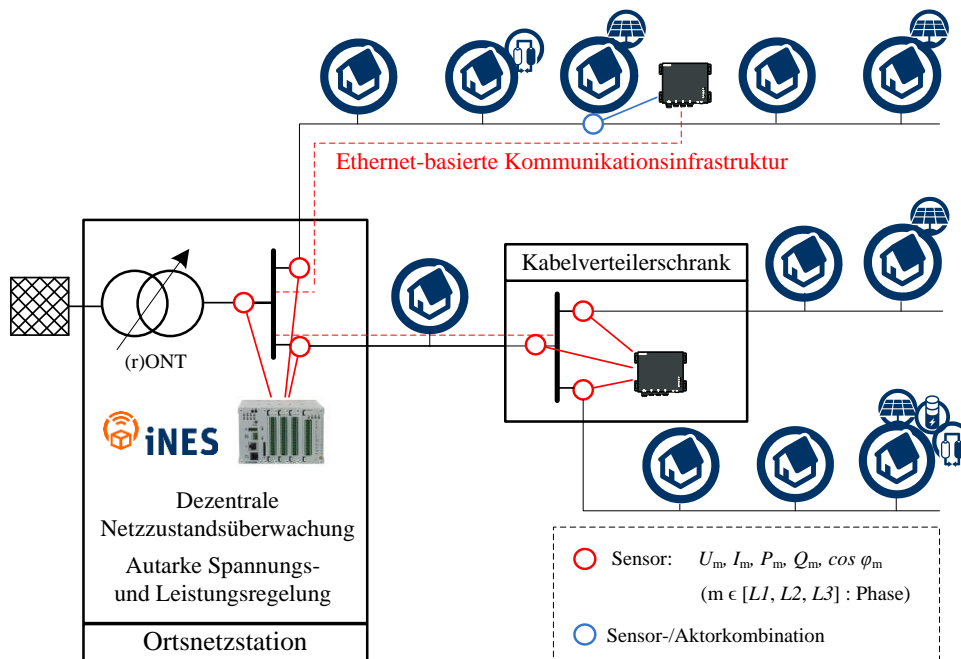


Abbildung 1: Konzept der dezentralen Netzautomatisierung

Zur Auswertung der Messwerte wird ein neuartiger, phasenselektiver Leistungsflussalgorithmus eingesetzt [2]. Erkennt der Algorithmus einen drohenden Überlastzustand, werden autark und automatisiert Regelungsbefehle an einzelne regelbare Einheiten gesendet. Zunächst stand dabei allerdings die Ansteuerung von Photovoltaik-

Anlagen und regelbaren Ortsnetztransformatoren im Fokus der Betrachtung, da Probleme im deutschen Verteilungsnetz derzeit in der Regel durch Einspeisungen hervorgerufen werden.

In Zukunft dürfte auch die Eingliederung der Elektromobilität in die NS-Netze einen erheblichen Ausbau der Netzkapazität erfordern, welcher die wirtschaftliche Gesamtbilanz der Elektromobilität merklich verschlechtern dürfte. Daher ist die Entwicklung neuartiger, intelligenter Konzepte erforderlich, mit denen die vorhandene Netzkapazität optimal ausgenutzt werden kann.

2.2 Aufgabenstellung

Das in Kapitel 2.1 vorgestellte Automatisierungsverfahren sollte im Rahmen dieses Projekts dahingehend erweitert werden, dass auch die Ladeinfrastruktur für Elektrofahrzeuge angesteuert werden kann. Zu diesem Zweck sollten neuartige Ansteuerungsalgorithmen für Elektrofahrzeuge und Ladesäulen entwickelt und in die Steuerungseinheit implementiert werden, die das Laden der Fahrzeugbatterien in Abhängigkeit der aktuellen Belastungssituation des Netzes und damit implizit von der lokalen Einspeisung der installierten erneuerbaren Energien steuern können. Insbesondere soll dadurch der Ladevorgang der Elektrofahrzeuge unter Ausnutzung des zeitlichen Verschiebungspotenzials dahingehend beeinflusst werden, dass ein etwaiger Überlastzustand im NS-Netz vermieden bzw. beseitigt wird. Wie in Kapitel 0 angesprochen, muss bei der Regelung der Ladevorgänge darauf geachtet werden, dass die Mobilität der Fahrzeugnutzer möglichst nicht eingeschränkt wird, bzw. die unvermeidlichen Auswirkungen minimiert und gerecht verteilt werden. Die neuen Ansteuerungsalgorithmen müssen daher diskriminierungsfrei und nutzerorientiert sein.

Die neu entwickelten Verfahren sollten außerdem in einem Feldtest in zwei realen Niederspannungsnetzen getestet und verifiziert werden. Dafür wurde einerseits das den Campus Freudenberg der Bergischen Universität Wuppertal versorgende NS-Netz („Campusnetz“) und andererseits ein Netz der Wuppertaler Stadtwerke (WSW) mit der Überwachungs- und Steuerungsintelligenz ausgestattet.

2.3 Planung und Ablauf

Der Bearbeitungszeitraum des Projektes war ursprünglich vom 01.05.2013 bis zum 30.04.2015 geplant; Abbildung 2 zeigt die zeitliche Aufteilung der einzelnen Teilprojekte in der ursprünglichen Projektplanung.

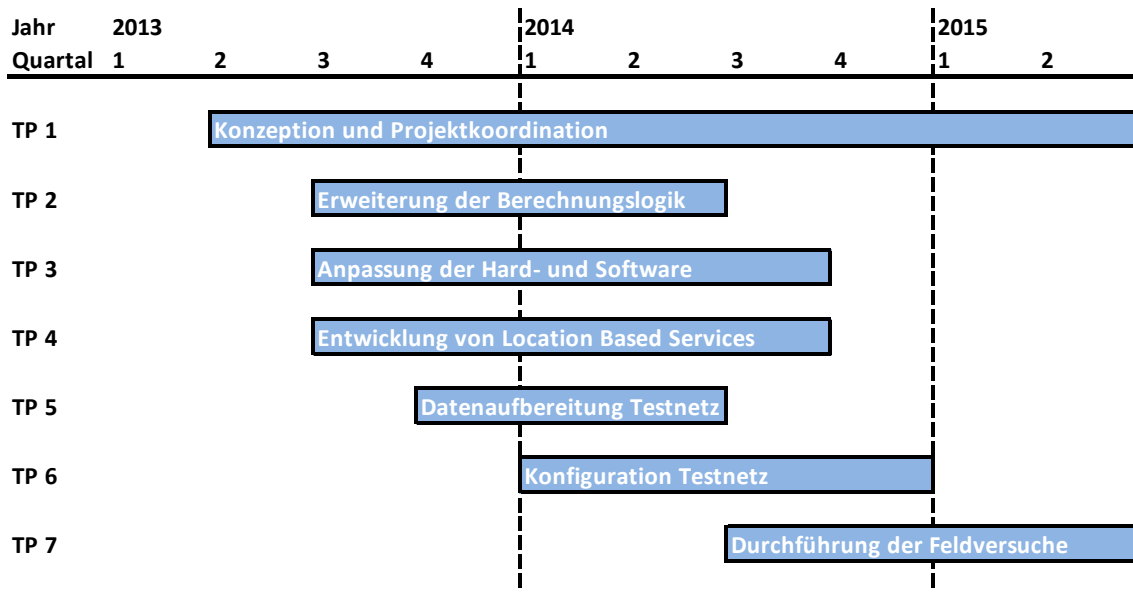


Abbildung 2: Ursprüngliche Projektplanung

Auf Grund von Verzögerungen bei Genehmigung und Errichtung der Photovoltaik-Anlage und der Genehmigung der Feldtestdurchführung auf dem Gelände der Bergischen Universität Wuppertal konnte mit den Feldversuchen im Campusnetz jedoch nicht planmäßig im Sommer 2014 begonnen werden. Zur Kompensation dieser Verzögerungen wurde daher die Laufzeit des Projektes kostenneutral bis zum 31.12.2015 verlängert, sodass sämtliche geplanten Untersuchungen durchgeführt werden konnten. Abbildung 3 zeigt den überarbeiteten und letztendlich durchgeführten Projektzeitplan.

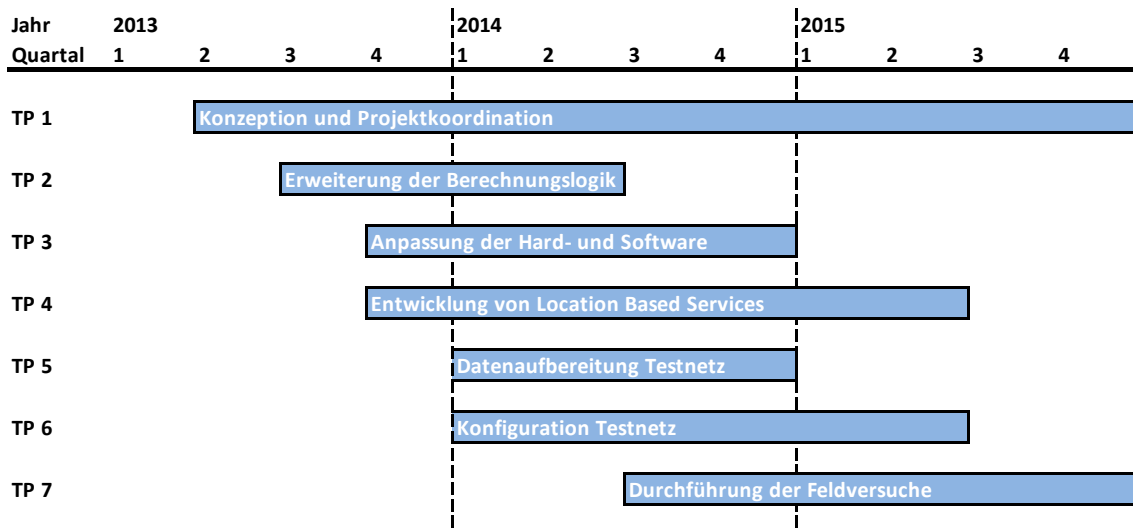


Abbildung 3: Umgesetzter Projektzeitplan nach Laufzeitverlängerung

3 Entwicklung des Systemumfeldes

Dieses Kapitel soll einen kurzen Überblick über die für dieses Projekt relevanten Entwicklungen im Systemumfeld der Elektromobilität geben.

3.1 Niederspannungsnetz

Die Ladeinfrastruktur für Elektrofahrzeuge wird in der Regel an das Niederspannungsnetz angeschlossen, welches für die Verteilung der Energie aus den überlagerten Netzen an kleinere Endverbraucher ausgelegt ist. Die zentrale Speisung erfolgt über Ortsnetzstationen aus einem übergeordneten Mittelspannungsnetz; der Lastfluss verlief dabei in der Vergangenheit stets von der Ortsnetzstation zu den Verbrauchern.

Da die Anzahl der dezentralen Einspeiser in dieser Ebene in den letzten Jahren sehr stark gestiegen ist (insb. PV-Anlagen), muss allerdings bereits heutzutage und insbesondere zukünftig von einem bidirektionalen Lastfluss ausgegangen werden. Darüber hinaus führt der vermehrte Anschluss leistungsintensiver Verbrauchern (wie Wärmepumpen und Elektrofahrzeuge) zusätzlich zu einer erheblichen Vergrößerung der Leistungsflüsse, wofür das Netz nicht ausgelegt ist.

Diese Veränderungen bringen einige Herausforderungen mit sich. Entsprechend der ursprünglichen Aufgabe des Niederspannungsnetzes befinden sich beispielsweise die Schutzmechanismen nur an den Einspeisepunkten. Heutzutage (und insb. zukünftig) kann allerdings nicht mehr unbedingt von einer höchsten Last an den Einspeisepunkten ausgegangen werden. Dadurch kann es vorkommen, dass das Schutzsystem eine Überlastung nicht erkennt. Um einen sicheren Betrieb gewährleisten zu können, ist daher eine detaillierte Überwachung des Niederspannungsnetzes erforderlich.

Auch die Einhaltung des zulässigen Spannungsbandes wird durch die neue Einspeiser- und Verbraucherstruktur erschwert. Nach der DIN EN 50160 ist in Deutschland eine Schwankungsbreite von $\pm 10\%$ um die Nennspannung zulässig (gemeinsam für Mittel- und Niederspannung). Da es wie bereits erwähnt in der Vergangenheit hauptsächlich Verbraucher im Niederspannungsnetz gab, war die Spannung am Einspeisepunkt stets am höchsten und sank über den Leitungsverlauf immer weiter ab. Es musste somit nur darauf geachtet werden, dass dem am weitesten entfernten Verbraucher noch eine genügend hohe Spannung zur Verfügung stand. Im Zuge der Energiewende und der damit einhergehenden verstärkten dezentralen Einspeisung auf der Niederspannungsebene kann von diesem Spannungsverlauf allerdings nicht mehr ausgegangen werden. Falls keine Gegenmaßnahmen ergriffen werden, könnte eine starke dezentrale Einspeisung also zu einer unzulässig hohen Spannung im Niederspannungsnetz führen. Sofern das Netz nicht überwacht wird, kann dies auch durchaus vollkommen unbemerkt bleiben. Da die elektrischen Verbraucher allerdings nicht auf höhere Spannungen ausgelegt sind, kann eine zu hohe Spannung eine Beschädigung dieser Geräte bewirken.

Ein dritter zu betrachtender Faktor ist die Strombelastbarkeit der elektrischen Leitungen. Der zusätzliche Leistungsbedarf der neu angeschlossenen großen Verbraucher bzw. eine starke

regenerative Einspeisung können die Leitungen an ihre thermische Belastungsgrenze bringen und somit entweder (im Falle einer Schutzauslösung) zu einer Versorgungsunterbrechung oder zur Beschädigung der Betriebsmittel führen.

Zur Bewältigung dieser Herausforderungen stehen wie in Kapitel 0 kurz erwähnt grundsätzlich zwei Optionen zur Verfügung. Auf der einen Seite kann das Netz konventionell ertüchtigt werden, indem die Betriebsmittel durch leistungsfähigere Komponenten ersetzt werden (größere Kabelquerschnitte, leistungsstärkere Transformatoren etc.). Auf der anderen Seite ist auch der Einsatz eines Automatisierungssystems, welches in den wenigen kritischen Stunden im Jahr in die Leistungsflüsse eingreift, zielführend (siehe Abschnitt 2.1). Welche Option letztendlich gewählt werden sollte, hängt von der jeweiligen Wirtschaftlichkeit der Lösung für das betrachtete Netz ab. In diesem Dokument wird im Folgenden auf die Nutzung eines Automatisierungssystems eingegangen.

3.2 Ladeinfrastruktur

Das Bindeglied zwischen Automatisierungssystem und Elektrofahrzeug ist die Ladeinfrastruktur. Leistungsmäßig reicht diese derzeit von einer einfachen Schuko-Steckdose mit maximal 3,7 kVA bis hin zum „Tesla-Supercharger“ mit 120 kW, was (sofern das Fahrzeug die Leistung auch abrufen kann) zu erheblichen Unterschieden in der Ladezeit führt. Nachstehende Tabelle zeigt eine Abschätzung der Ladezeiten bei unterschiedlichen Ladeleistungen für eine 40 kWh und eine 100 kWh Batterie. Es wurde beispielhaft angenommen, dass die Ladung des Akkus konstant mit maximaler Leistung betrieben wird, obwohl dies bei Lithium-Ionen-Akkus nicht bis zum Erreichen der vollen Kapazität möglich ist. [3]

Tabelle 3-1: Ladezeiten in Abhängigkeit der Ladeleistung

Anschlussstyp	Ladeleistung	Ladedauer 40 kWh	Ladedauer 100 kWh
Hausanschluss einphasig	3,7 kVA	10,81 h	27,03 h
Hausanschluss dreiphasig	11 kVA	3,64 h	9,09 h
Schnellladung Wechselstrom	22 kVA	1,82 h	4,55 h
schnelle Gleichstromladung	50 kW	0,80 h	2,00 h
Tesla-Supercharger	120 kW	0,33 h	0,83 h

Von besonderem Interesse für den Einsatz in einem Automatisierungssystem ist auch die Leistungsregelungs- und Kommunikationsfähigkeit der Ladepunkte. Nur wenn der Ladevorgang aktiv und gezielt durch die Befehle eines externen Automatisierungssystems

geregelt werden kann, können Elektrofahrzeuge einen Beitrag zur Vermeidung von unzulässigen Belastungssituationen leisten.

Die heutige Ladeinfrastruktur erfüllt diese Anforderung in der Regel nicht. Schuko-Steckdosen verfügen generell über keinerlei Kommunikations- und Regelungsfähigkeiten, aber auch aktuelle „Heim-Wallboxen“ mit höherer Leistung und öffentliche Ladesäulen sind größtenteils nicht von einem Netzautomatisierungssystem ansteuerbar. Einzelne Ausnahmen zeigen jedoch, dass die technische Realisierbarkeit einer solchen Ansteuerung nicht das Problem darstellt. Die Hersteller sehen hier anscheinend schlicht keine Notwendigkeit für eine solche Funktion. Eine weitergehende Förderung von Lademanagement- und Automatisierungssystemen sollte hier ein Umdenken herbeiführen können.

Ein weiterer wichtiger Faktor zur Ladeinfrastrukturansteuerung sind die Kommunikationsprotokolle zwischen Ladestation und Automatisierungssystem. Hier werden, sofern eine Kommunikation überhaupt vorgesehen ist, oft proprietäre Protokolle verwendet, welche eine standardisierte Ansteuerung nicht möglich machen. Zur Verwirklichung eines flächendeckenden Lademanagements, muss die Ladeinfrastruktur allerdings aufwands- und kostenminimal angesteuert werden können, es sollten also keine zusätzlichen Komponenten benötigt werden. Mit dem derzeit entwickelten Norm ISO 15118 wird bereits ein wichtiger Schritt in Richtung Standardisierung gegangen.

3.3 Entwicklung der Elektromobilität

Hauptziel des Projektes ist es, den zukünftigen Netzausbaubedarf zu verringern, indem die Elektromobilität als Aktorik eines Netzautomatisierungssystems genutzt wird. Dies erfordert systembedingt eine genügend große Anzahl an Elektrofahrzeugen, welche auch tatsächlich für Regelungszwecke zur Verfügung steht, jedoch werden Regelungsmaßnahmen auch erst nach Erreichen dieser Anzahl benötigt.

Elektromobilität ist ein Leuchtturmprojekt der Bundesregierung. [4] Im Energiekonzept 2050 beziffert die Regierung das Ausbauziel auf eine Million Elektrofahrzeuge bis zum Jahr 2020 und auf sechs Millionen Fahrzeuge bis 2030. [5] Zur Zielerreichung wurde vorhergehend der „Nationale Entwicklungsplan Elektromobilität“ erstellt und auf Basis dessen die „Nationale Plattform Elektromobilität“ (NPE) gegründet, welche regelmäßig an die Regierung berichtet. [6] [7] Laut dem Entwicklungsplan soll Deutschland langfristig zum „Leitmarkt für Elektromobilität“ werden, was die Regierung mit großen Fördermitteln unterstützen möchte. Dabei sollen insbesondere die Batterietechnologien und die Systemintegration gefördert werden. Darüber hinaus sollen Elektrofahrzeuge zukünftig auch als Energiespeicher in Zeiten starker erneuerbarer Einspeisungen dienen. [5]

Dem aktuellen Fortschrittsbericht der NPE zufolge, befindet sich Deutschland auch auf einem guten Weg die geplante Leitmarktstellung bis 2020 tatsächlich zu erreichen. Die NPE geht davon aus, dass sich in Deutschland ab etwa 2018 ein Massenmarkt für Elektrofahrzeuge etablieren sollte. [7] Ob die anspruchsvollen Zielvorgaben der Regierung vollständig erfüllt werden können bleibt zwar abzuwarten, die Berichte der NPE und die Planungen der Regierung lassen aber darauf schließen, dass die staatlichen Unterstützungen durchaus einen großen Anstoß der Elektromobilität bewirken dürften. In der Literatur wird daher davon ausgegangen, dass etwa ab dem Jahr 2030 eine so große Anzahl an Elektrofahrzeugen erreicht sein wird, dass die bestehende Netzinfrastruktur teilweise überlastet wird. Tritt eine lokal hohe Konzentration von Elektrofahrzeugen auf, so können vereinzelt auch schon früher Grenzwertverletzungen auftreten. [8], [9], [10]

4 Eingehende Ergebnisdarstellung

Im Folgenden werden die Ergebnisse des Projektes NEmo detailliert dargestellt. Die Erläuterungen erfolgen dabei in der in Kapitel 1.2 vorgestellten Reihenfolge der Arbeitspakete.

4.1 Teilprojekt 1 – Konzeption und Projektkoordination

Das Teilprojekt 1 befasst sich mit der Konzeption des Gesamtprojektes. In diesem Teilprojekt werden somit die überlagerten Entscheidungen getroffen, die in den übrigen Teilprojekten umgesetzt werden. Dieses Kapitel stellt die getroffenen Entscheidungen kurz dar, detaillierte Beschreibungen der Ergebnisse befinden sich in den Abschnitten der jeweiligen Arbeitspakete.

4.1.1 Definition und Zusammenwirken der Systemkomponenten

Die Netzintegration der Elektromobilität soll mithilfe der bereits vorhandenen intelligenten Ortsnetzstation (iNES) geschehen. Im Vergleich zum bisherigen Systemaufbau bedarf die Ansteuerung der Ladeinfrastruktur allerdings einiger Systemerweiterungen:

Im Gegensatz zur Regelung von dezentralen Energieerzeugungsanlagen (derzeitiger Haupteinsatzbereich von iNES) oder regelbarer Ortsnetztransformatoren (rONT), bringt die Regelung der Ladeinfrastruktur von Elektrofahrzeugen direkte negative Konsequenzen für den Fahrzeugnutzer mit sich. Denn während die Verstellung eines rONT ohnehin keinerlei Nutzerauswirkungen mit sich bringt und der Besitzer einer PV-Anlage schlicht für die entgangene Einspeisung entschädigt wird, verlängert sich durch Laderegelungsmaßnahmen die ohnehin schon lange Ladezeit eines Elektrofahrzeuges noch weiter. Bedingt durch diese Konsequenzen besitzt der Nutzer in diesem Fall einen deutlich höheren Informations- und Konfigurationsbedarf zur Sicherung seiner Mobilität. Um diesen Bedarf zu bedienen, wurden „Location Based Services“ geschaffen, durch die der Nutzer Zugriff auf die für ihn relevanten Informationen erhalten kann (siehe Kapitel 4.1.4).

Darüber hinaus muss auch die Kommunikationsanbindung erweitert werden. Um eine kostengünstige Ansteuerung der Ladeinfrastruktur zu gewährleisten, sollten zusätzliche Kommunikationsleitungen nach Möglichkeit vermieden und die bestehenden Ansteuerungskanäle genutzt werden. Viele öffentliche Ladesäulen sind bereits mit einem GSM-Modem ausgestattet, daher bietet es sich an, diese Internetverbindung auch für Regelungsbefehle zu nutzen. Im privaten Bereich dürfte die Einbindung in das „Heimnetzwerk“ und somit die Internetkommunikation ebenfalls unproblematisch sein. Bei dieser Kommunikationsart müssen allerdings Sicherheits- und Verfügbarkeitsaspekte betrachtet werden (siehe Kapitel 4.3.2)

Das erweiterte Konzept zur intelligenten Ladeinfrastruktursteuerung kann nachstehender Abbildung entnommen werden.

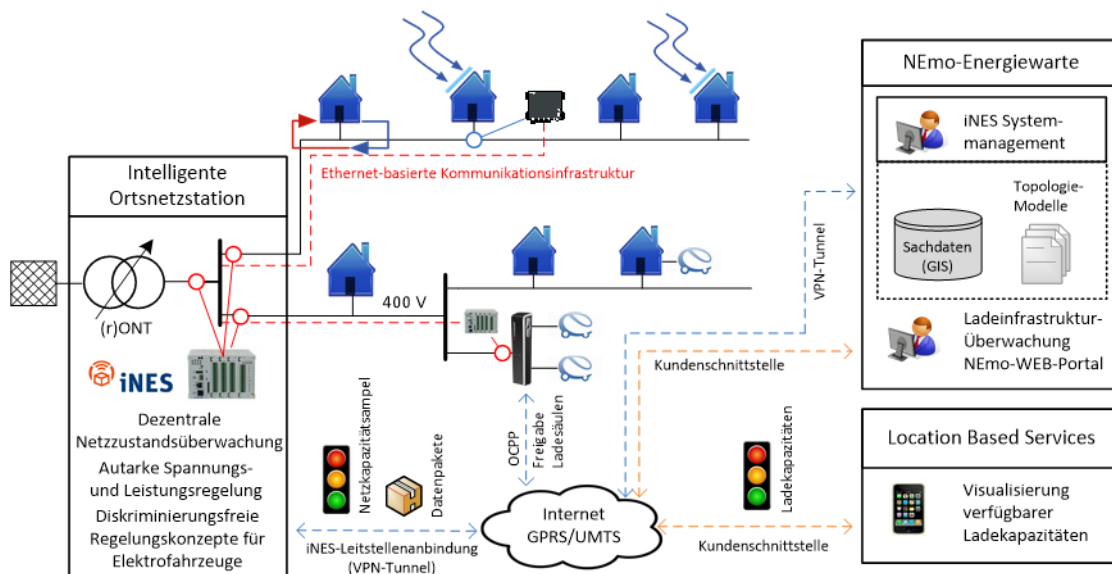


Abbildung 4: Konzept der dezentralen Netzautomatisierung von Elektrofahrzeugen (Nemo-Kofigurator)

Anzumerken ist noch, dass systeminterne mögliche Probleme, welche durch unterschiedliche Rechteinhaber entstehen könnten, durch eine interne softwareseitige Kapselung von vorneherein vermieden wurden (modularer Aufbau). Das Elektromobilitätsmodul wird dabei nur aufgerufen, sofern eine Ladestation gesteuert werden soll. In diesem Fall werden auch nur die für die Auswahl und Regelung der geeigneten Fahrzeuge notwendigen Daten zwischen den einzelnen Modulen ausgetauscht, sodass keine sonstigen Rückwirkungen oder unberechtigte Datenzugriffe entstehen können. Ein sonstiger Zugriff ist über die geschaffene Schnittstelle nicht möglich.

4.1.2 Konzeption Leistungsflussüberwachung

Die Leistungsflussüberwachung des iNES-Systems [2] kann prinzipiell beibehalten werden. Zusätzlich zu den von iNES bereits benötigten Sensoren zur Leistungsflussüberwachung werden zur Ansteuerung von Ladestationen allerdings auch die momentanen Leistungsbezüge dieser benötigt. Sofern die Leistungsmesswerte der Ladestationen über eine genügend schnelle Kommunikationsanbindung übertragen werden, können diese auch einige der im Netz platzierten Sensoren ersetzen und das System somit effizienter gestalten (siehe auch Kapitel 4.2.2).

4.1.3 Konzeption Ansteuerungsalgorithmen

In Kapitel 0 wurde bereits angesprochen, dass die Ladekonzepte zur Akzeptanzgewinnung von Lademanagementmaßnahmen diskriminierungsfrei und nutzerorientiert sein müssen. Die Erfüllung der Bedürfnisse (möglichst) aller Nutzer setzt dabei einige Fähigkeiten der Ladeinfrastruktur sowie Informationen über die Mobilitätsanforderungen der Nutzer voraus (siehe auch Kapitel 4.2.1). Wie in Kapitel 3.2 beschrieben verfügt ein Großteil der Ladeinfrastruktur jedoch (zumindest derzeit) nicht über ausreichende Regel- und Kommunikationsfähigkeiten. Es wurde daher beschlossen, verschiedene Ladekonzepte zu entwickeln, die auf Basis der jeweils unterschiedlichen Informations- und Fähigkeitslage eine optimale Laderegulierung erzielen können. Die einzelnen Konzepte sind in Kapitel 4.2.3 beschrieben.

4.1.4 Konzeption „Location Based Services“ als Schnittstelle zum Markt

Auf Grund der deutlich längeren Ladezeit und geringeren Reichweite eines Elektrofahrzeuges im Vergleich zum konventionellen Fahrzeug, besitzt der Nutzer eines Elektrofahrzeuges einen deutlich höheren Bedarf an Informationen über die verfügbare Ladeinfrastruktur und den aktuellen Ladevorgang. Vor dem Start des Ladevorgangs benötigt er Informationen über verfügbare Ladestationen in seiner Umgebung, die maximal bereitstellbare Leistung sowie (falls zukünftig verfügbar) Energiepreisinformationen. Während der Ladung interessieren ihn dagegen die aktuelle Ladeleistung, der aktuelle Ladestand der Fahrzeugbatterie und der voraussichtliche Vollladezeitpunkt.

Diese Informationen sollen dem Nutzer über „Location Based Services“ (LBS) zur Verfügung gestellt werden. Der Zugriff erfolgt plattformübergreifend über eine mobile Website, welche von jedem internetfähigen Gerät aufgerufen und bedient werden kann. Die Entwicklung der LBS obliegt der SAG GmbH, weitere Details sind daher im Abschlussbericht zu den Teilprojekten der SAG GmbH zu finden.

Anzumerken ist noch, dass die LBS auch als Eingabemaske für die Mobilitätsbedürfnisse der Kunden dienen und die derzeit noch nicht auslesbaren Informationen der angeschlossenen Fahrzeuge substituieren (siehe Kapitel 4.2.1).

4.1.5 Konzeption und Anforderung an Kommunikationstechnologie

Zur Integration der Ladeinfrastruktur in das bestehende Automatisierungssystem werden einige Anforderungen an die Kommunikationsinfrastruktur gestellt: Zunächst ist sicherzustellen, dass die Übertragung der zusätzlichen Sensormesswerte der Ladestationen in einem kompatiblen Format erfolgt und den „Echtzeit-Ansprüchen“ des Automatisierungssystems gerecht wird (vgl. 4.3.2).

Darüber hinaus gestaltet sich insbesondere die Ansteuerung der Ladesäulen zur Leistungssteuerung als herausfordernd. Wie in Kapitel 3.2 ausgeführt, verfügen die meisten derzeit verfügbaren Ladesäulen entweder über gar keine Leistungssteuerungsmöglichkeit oder können nur über proprietäre Protokolle kommunizieren. Da es bis zur Entwicklung eines einheitlichen Standards wenig sinnvoll erscheint, eine Ansteuerungsmöglichkeit für eines der verschiedenen Protokolle zu entwickeln, wurden für den Feldtest Ladestationen gesucht, welche das bereits vom Automatisierungssystem unterstützte MODBUS-Protokoll beherrschen.

Zu beachten ist, dass ein großflächiges Ausbringen von zusätzlichen Informationsleitungen zu jeder gesteuerten Ladestation mit großen Zusatzkosten verbunden wäre. Zukünftig sollten Ladestationen daher kabellos (über das Mobilfunknetz) angesteuert werden können.

4.1.6 Konzeption Datenaufbereitung und Konfiguration

Das Automatisierungssystem iNES stellt strikte Anforderungen an die Strukturen der Netzdaten der überwachten Netze sowie an die Eingangsparameter der geregelten Aktoren. Die Netzdaten der beiden Testnetze mussten dahingehend bearbeitet werden, dass sie diesen Anforderungen entsprechen. Die Parameter der Ladestationen können auf Grund ihrer besonderen Eigenschaften allerdings nicht einfach in die vorhandene Struktur der bisherigen Aktoren überführt werden. Daher musste die Schnittstelle des Systems dahingehend erweitert werden, dass auch die zusätzlich benötigten Parameter integriert werden können (siehe auch Kapitel 4.2.2).

4.1.7 Konzeption Feldversuch

Ein wesentlicher Bestandteil dieses Projektes ist die Verifikation der neu entwickelten Verfahren in einem Feldtest in zwei Testnetzen. Zur Auswahl standen mehrere öffentliche Netzabschnitte im Gebiet der WSW Netz GmbH sowie mehrere Abschnitte des den Campus Freudenberg der Bergischen Universität Wuppertal versorgenden Niederspannungsnetzes („Campusnetz“).

Im öffentlichen Netz fiel die Wahl auf das Netzgebiet „Hipkendahl“, da dieses über eine längere Freileitung versorgt wird und über eine hohe PV-Einspeisung verfügt. Somit ist dieses Gebiet besonders geeignet, um die in Kapitel 0 genannte Spannungshaltungsproblematik zu untersuchen. Nachstehende Abbildung zeigt einen Überblick über das Netzgebiet.

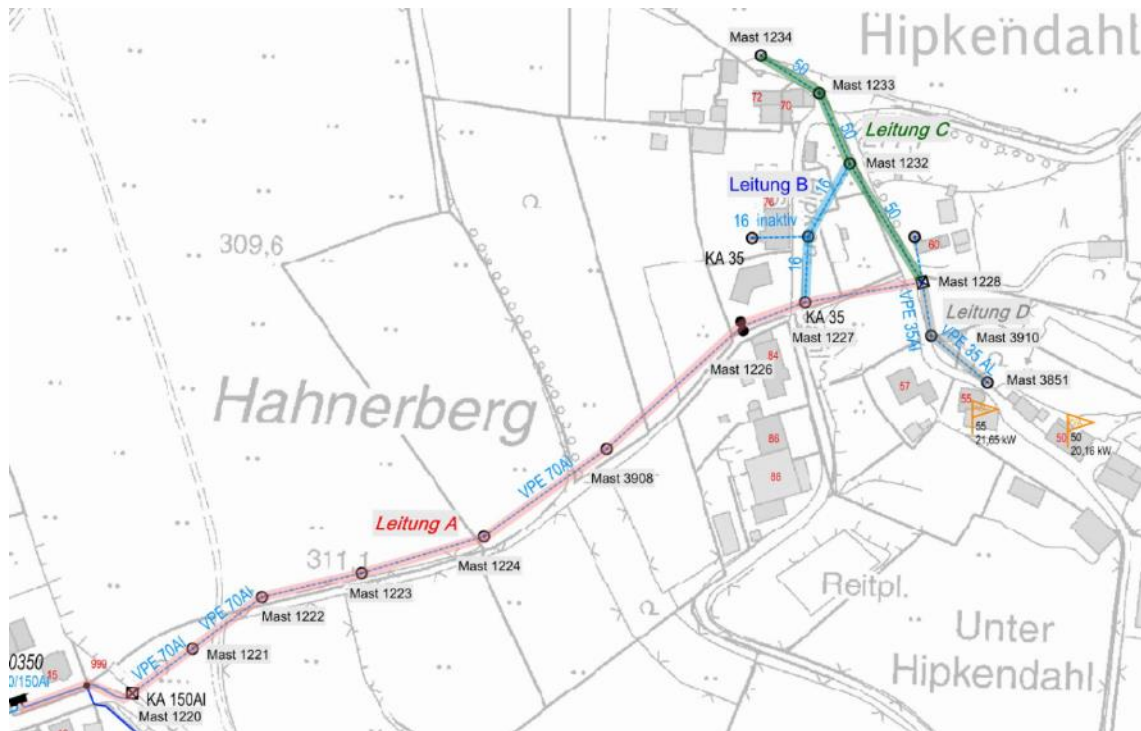


Abbildung 5: Öffentliches Testnetzgebiet „Hipkendaahl“

Auf dem Gelände des Campus Freudenberg wurde ein Netzabschnitt ausgewählt, der sowohl über eine große Photovoltaikeinspeisung als auch über große elektrische Verbraucher (Großrechner plus Kühlung sowie Labore) verfügt. In diesem Netzabschnitt stehen acht Ladepunkte für Elektrofahrzeuge mit jeweils 22 kVA zur Verfügung, welche im Falle einer Betriebszustandsverletzung durch das Automatisierungssystem geregelt werden können. Zusätzlich sind auch die Rechnerkühlung (thermischer Speicher mit 200 kVA) und die Photovoltaikanlage (mit 115 kWp) als Aktorik in das Automatisierungssystem eingebunden. Auf diese Weise kann ein vielschichtiges automatisiertes Netz der Zukunft abgebildet werden.

Abbildung 6 zeigt den Konfigurator des Testnetzes auf dem Gelände des Campus Freudenberg der Bergischen Universität Wuppertal.

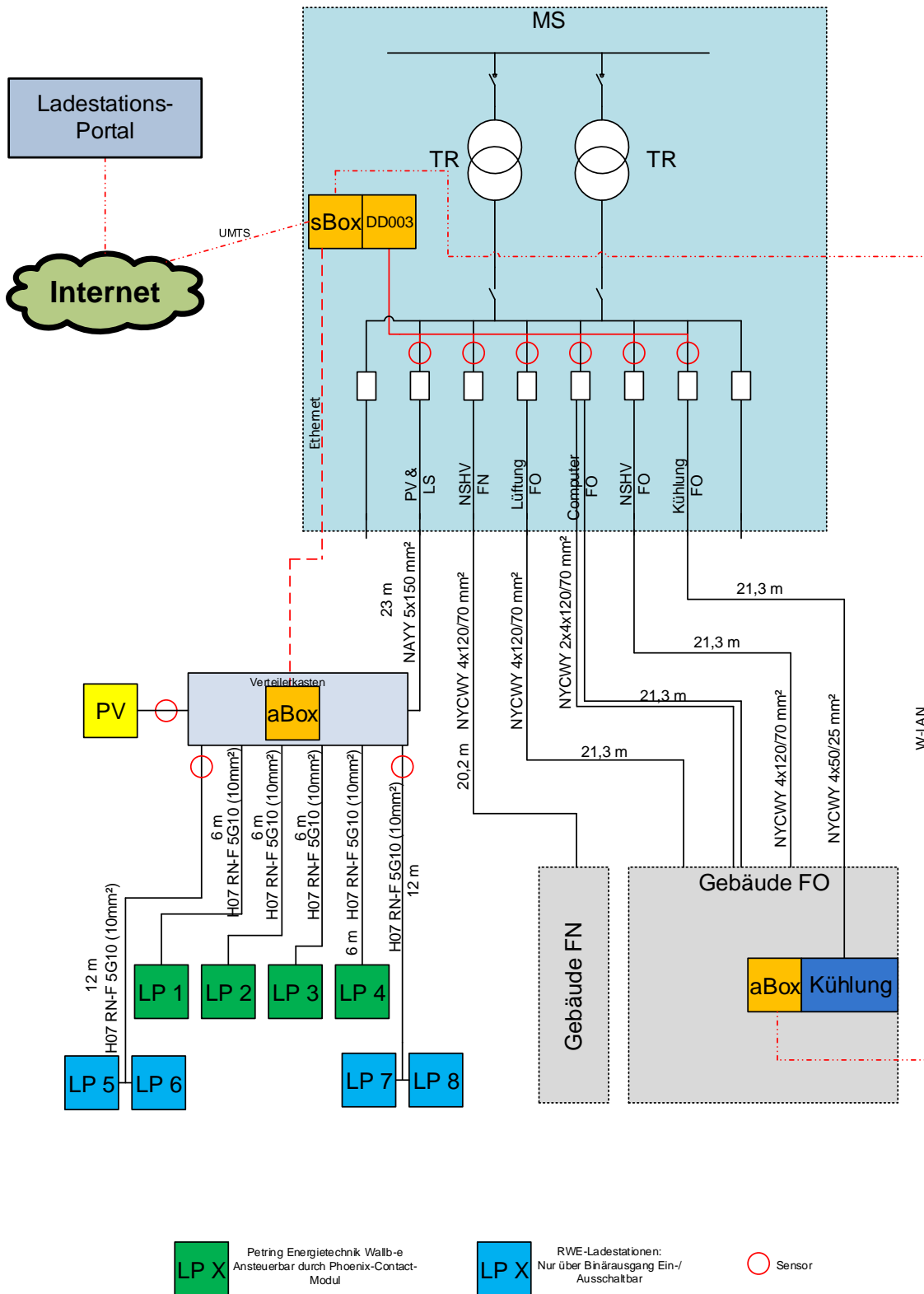


Abbildung 6: Konfigurator des Testnetzes auf dem Gelände des Campus Freudenberg der Bergischen Universität Wuppertal

4.2 Teilprojekt 2 – Erweiterung der Berechnungslogik und des Regelungskonzepts

Das Teilprojekt 2 umfasst die Erweiterung der vorhandenen Berechnungslogik zur Integration der Ladeinfrastruktur für Elektrofahrzeuge in das bestehende Automatisierungssystem iNES sowie die Entwicklung und Programmierung der diskriminierungsfreien und kundenoptimierten Regelungskonzepte.

4.2.1 Einbindung der Messwerte und Statusinformationen der Ladeinfrastruktur in die Schnittstellendefinitionen der Eingangsparameter der Berechnungslogik

Zur intelligenten Einbindung der Ladeinfrastruktur in ein Automatisierungssystem werden diverse Informationen über das angeschlossene Fahrzeug benötigt. Je mehr relevante Informationen zur Verfügung stehen, desto besser kann die Regelung an die Bedürfnisse der Fahrzeugnutzer angepasst werden. Fahrzeugseitig sind dabei insbesondere die Anschlusszeit an das elektrische Netz, die Akkukapazität des Fahrzeuges sowie der aktuelle Akkustand (state of charge) von Bedeutung.

Soll die Regelung noch nutzeroptimierter erfolgen, werden ebenfalls Daten zu den Mobilitätsvorhaben der Fahrzeugnutzer benötigt. Sofern dem System zusätzlich Informationen über die geplante Netzanschlussdauer und die geplante Wegstrecke der nächsten Fahrt zur Verfügung stehen, kann die Regelung an die individuellen Bedürfnisse der Fahrzeugnutzer angepasst werden.

Die Schnittstelle des Automatisierungssystems wurde dahingehend erweitert, dass sämtliche vorstehend genannten Informationen eingelesen werden können. Wie in Abschnitt 3.2 erwähnt, kann die derzeitige Ladeinfrastruktur einem externen Automatisierungssystem allerdings kaum Informationen bereitstellen. Aus diesem Grund können die benötigten Daten auch über die in Kapitel 4.1.4 vorgestellten „Location Based Services“ und damit Ladestationsunabhängig eingelesen werden. Je nachdem welche Informationen dem System zur Verfügung stehen, kann das dafür geeignete Regelungskonzept ausgewählt werden. Die einzelnen Konzepte werden in Kapitel 4.2.3 beschrieben.

Neben den Fahrzeug- und Nutzerinformationen ist für ein intelligentes Lademanagement auch die momentan bezogene Leistung des Fahrzeuges relevant. Sofern die Ladeinfrastruktur über auslesbare Messgeräte zur Ermittlung von Strömen- und Spannungen verfügt, können diese Messwerte direkt vom Automatisierungssystem eingelesen werden. Andernfalls müssen zusätzliche Sensoren installiert werden.

4.2.2 Erweiterung des Überwachungsalgorithmus, Einbindung der zusätzlich verfügbaren Prozessparameter

Die im vorstehenden Abschnitt genannten Strom- und Spannungsmesswerte können ebenfalls dazu genutzt werden, das Netzabbild des Automatisierungssystems zu verbessern, da dieses aus einem unterbestimmten System ermittelt wird. [2] Die Eingangsschnittstelle wurde dementsprechend angepasst, dass Messwerte einer Ladestation als reguläre Sensordaten erfasst und dem Lastflussalgorithmus zur Verfügung gestellt werden. Bei einer ausreichenden Anzahl an Ladestationen und entsprechender Positionierung kann sogar der Bedarf an sonstigen Sensoren im Netz etwas verringert und die Wirtschaftlichkeit des Gesamtsystems dadurch erhöht werden.

Zu beachten ist an dieser Stelle allerdings, dass nur die Messungen von direkt an das Automatisierungssystem angebotenen Ladestationen zur momentanen Leistungsflussberechnung genutzt werden können. Denn um ein realistisches Abbild der aktuellen Leistungsflüsse zu garantieren, müssen sämtliche Sensorwerte gleichzeitig und genau zum betrachteten Zeitpunkt aufgenommen werden. Ladeinfrastruktur, welche per Internet mit dem Automatisierungssystem gekoppelt ist (vgl. Abschnitt 4.1.1), kann diese „Echtzeit-Anforderung“ auf Grund der verzögerten Datenübertragung jedoch nicht erfüllen. Darüber hinaus besitzt die Kommunikation über das Internet auch eine deutlich höhere Nichtverfügbarkeit als die des Stromnetzes. Zur Netzsicherheit zwingend erforderliche Messungen können daher nicht durch internetübertragene Sensordaten substituiert werden.

Für die Betrachtung der momentanen Bezugsleistung eines ladenden Fahrzeuges sind indes beide Übertragungsarten geeignet, da dieser Vorgang deutlich weniger Dynamik aufweist und somit zeitunkritischer ist. Auch für die Netzsicherheit spielt ein einzelner Akteur dieser Größenordnung keine solch entscheidende Rolle, sofern andere direkt angebundene Akteure ebenfalls zur Verfügung stehen. Ob unter diesen Voraussetzungen eine Ansteuerung über das Internet (mit evtl. zusätzlich zu platzierenden Sensoren), eine direkte Anbindung (mit erhöhtem Kommunikationsinfrastrukturaufwand) oder eine Kombination zu präferieren ist, muss nach wirtschaftlichen Betrachtungen individuell entschieden werden.

4.2.3 Entwicklung neuer Ladekonzepte und Ansteuerungsalgorithmen für Elektrofahrzeuge

Übersteigt die von den Verbrauchern benötigte Leistung die maximale Übertragungsleistung des Netzes, so würde ohne regelnde Eingriffe nach einiger Zeit das Schutzsystem auslösen (sofern es die Betriebszustandsverletzung überhaupt erkennt, vgl. Kapitel 3.1). Zur Vermeidung eines Schutzauslösens und der damit einhergehenden Versorgungsunterbrechung könnte entweder das Netz konventionell und kostenintensiv ausgebaut oder (in vielen Gebieten ökonomisch sinnvoller) ein Automatisierungssystem zur

rechtzeitigen „Herunterstufung“ der Verbraucherleistung installiert werden. Derartige Einschränkungen der Leistungsbereitstellung sollten allerdings aus Komfortgründen nur mit möglichst geringen Belastungen des Stromkunden einhergehen.

Automatisierte Ladungen von Elektrofahrzeugen eignen sich sehr gut als Akteur für ein solches Automatisierungssystem. Denn sowohl öffentliche als auch private Ladestationen besitzen eine sehr große Anschlussleistung (siehe Kapitel 3.2) und die Fahrzeuge müssen (insbesondere bei „Hausladungen“) häufig erst am nächsten Tag wieder aufgeladen sein. Dadurch ergibt sich ein zeitliches Verschiebungspotential, in welchem die Ladung des Fahrzeuges durchgeführt werden kann, ohne dass sich negative Auswirkungen für den Fahrzeugnutzer ergeben.

Ein automatisiertes Ladesystem kann diese zeitliche Flexibilität optimal ausnutzen. Das Fahrzeug wird genau dann geladen, wenn genügend freie Kapazität im Netz vorhanden ist und im Umkehrschluss nicht geladen, falls das Netz bereits ausgelastet ist. Dieses Verfahren wird allerdings deutlich verkompliziert, sobald mehrere Fahrzeuge gleichzeitig geladen werden sollen und die verfügbare Netzkapazität nur für einen Teil dieser ausreicht. Das Automatisierungssystem muss dann entscheiden, welches Fahrzeug wann geladen werden soll; dadurch wird es folglich auch festlegen, zu welchem Zeitpunkt ein Fahrzeug dem Nutzer wieder zur Verfügung steht. Sofern keine andere Mobilitätsoption zur Verfügung stünde, wäre es für den Fahrzeugnutzer indes von essentieller Bedeutung, dass sein Fahrzeug rechtzeitig (zur nächsten Nutzung) geladen würde. Um Diskriminierungen zu vermeiden, kommt der automatisierten Ladesteuerung daher eine besondere Bedeutung zu.

Zur Optimierung dieses Sachverhaltes sollen im Folgenden verschiedene mögliche Ladekonzepte für Elektrofahrzeuge vorgestellt werden. Diese sollen sowohl für private als auch für öffentliche Ladestationen gelten.

4.2.3.1 Netzseitige Konzepte

Im Folgenden werden zunächst nur die Konzepte betrachtet, die sich rein netzseitig, d.h. auch ohne die Einführung zusätzlicher Marktmaßnahmen (z.B. unterschiedliche Preisgestaltung oder sonstige Priorisierung einzelner Fahrzeuge) sinnvoll realisieren lassen. Dadurch können diese schon heutzutage auch in realen Netzen eingesetzt werden. Die verschiedenen Konzepte besitzen unterschiedliche Vor- und Nachteile und unterscheiden sich hinsichtlich des benötigten Informationsbedarfs (bzgl. des Informationsbedarfs siehe auch Kapitel 4.2.1).

4.2.3.1.1 „First Come – First Serve“

Das „First Come – First Serve“ Konzept (FC – FS) stellt ein relativ einfaches Verfahren der Ladesteuerung dar. Nach diesem Prinzip werden die Fahrzeuge genau in der Reihenfolge geladen, in der sie auch an das Netz angeschlossen wurden. [11] Sollte beispielsweise die

verfügbare Übertragungskapazität des Netzes nicht mehr für die Ladung aller angeschlossenen Fahrzeuge ausreichen, müssten die später an eine Ladestation angeschlossenen Fahrzeuge so lange warten, bis die ersten komplett geladen wurden. Berücksichtigt man dabei die in Kapitel 3.2 angegebenen Ladezeiten, können dadurch allerdings extrem lange Wartezeiten für die später angeschlossenen Fahrzeuge entstehen.

Dies wäre insbesondere für öffentliche Ladestationen problematisch, da der Fahrzeugnutzer in der Regel nur einen zeitlich begrenzten Aufenthalt an diesem Ort plant. Um anschließend genügend Energie für die Rückfahrt bzw. Weiterfahrt gespeichert zu haben, sollte die Ladung daher möglichst schnell erfolgen. Die Hersteller dieser Stationen streben aus diesem Grund nach möglichst hohen Ladeleistungen. Eine längere Wartezeit würde diese Bemühungen ad absurdum führen.

Im Bereich der „Hausladung“ wären längere Wartezeiten zumeist nicht sonderlich kritisch, sofern die Ladung des Fahrzeuges dennoch am nächsten Morgen abgeschlossen wäre. Für die Fälle, an denen das Fahrzeug noch am gleichen Tag wieder verwendet werden soll, würden allerdings auch hier Probleme entstehen.

Ein weiterer großer Nachteil der FC – FS Methode ist indes, dass sie sämtliche Fahrzeuge komplett auflädt, bevor die später angeschlossenen Fahrzeuge an der Reihe sind. Dadurch werden unter Umständen Fahrzeuge komplett aufgeladen, welche in den nächsten Tagen kaum benutzt werden sollen und komplett entladene später angeschlossene Fahrzeuge könnten über mehrere Stunden nicht einmal zum nahe gelegenen Supermarkt fahren.

Vorteile dieser Methode sind jedoch, dass der Kunde das Vorgehen einfach verstehen kann und die zuerst angeschlossenen Fahrzeuge schnellstens aufgeladen werden. Anzumerken ist ebenfalls, dass die Programmierung und Implementierung in ein Automatisierungssystem recht einfach ist, denn zur Realisierung dieser Methode müssen dem Automatisierungssystem lediglich Informationen zu den Anschlusszeiten der Fahrzeuge vorliegen.

4.2.3.1.2 Gleichverteilung der verfügbaren Leistung

Die Gleichverteilung der verfügbaren Leistung ist ebenfalls ein relativ einfaches Ladekonzept. Sofern die freie Kapazität des Netzes nicht für die maximale Ladeleistung aller angeschlossenen Fahrzeuge ausreicht, wird die noch verfügbare Leistung nach diesem Prinzip einfach gleichermaßen auf alle Ladestationen aufgeteilt. Dabei muss allerdings zunächst geklärt werden, was unter einer gleichmäßigen Verteilung verstanden wird.

In Kapitel 3.2 wurde beschrieben, dass es große Leistungsunterschiede zwischen den verschiedenen Ladestationen geben kann. Eine gleichmäßige Verteilung könnte also einerseits bedeuten, dass alle Ladestationen ihre Leistung um einen identischen Prozentsatz absenken oder andererseits, dass zunächst nur die leistungsstärkeren Stationen ihre Leistung

verringern, bis sie auf dem Niveau der schwächsten angekommen sind (eine Absenkung um einen absolut gleichen Betrag würde Stationen mit geringer Ladeleistung übermäßig stark belasten und wird daher ausgeschlossen). Sollten dann noch weitere Leistungsreduzierungen erforderlich sein, würde die (dann identische) Leistung sämtlicher Stationen noch weiter gesenkt. Beide Varianten haben Vor- und Nachteile:

Eine prozentuale Absenkung würde z.B. die verschiedenen zeitlichen Anforderungen der Fahrzeugladung (insb. öffentliche vs. private Stationen) besser widerspiegeln. Denn falls die Ladung möglichst schnell erfolgen soll, würde man sein Fahrzeug mit einer leistungsstarken Ladestation verbinden; dadurch hätte man auch hier die Gewissheit, dass dieses stets mit einer höheren Leistung (und damit schneller) geladen würde als andere Fahrzeuge. Der größte Nachteil dieser Variante ist hingegen, dass eine Ladung an leistungsschwächeren Ladestationen extrem lange Ladezeiten nach sich ziehen könnte.

Gleichgültig welche der beiden Varianten gewählt würde, entstünden durch die Gleichverteilung der verfügbaren Leistung (im Gegensatz zur „First Come – First Serve“ Methode) keine Wartezeiten bis zum Ladungsstart. Daher könnten sehr kurze Strecken stets schon nach relativ kurzer Zeit wieder zurückgelegt werden. Die Ladedauer bis zur Erreichung der Vollladung des Fahrzeuges könnte dagegen enorm groß werden, da die verfügbare Leistung auch auf alle neu angeschlossenen Fahrzeuge verteilt wird.

Eine Umsetzung dieser Methode erfordert keinerlei Informationen zu den angeschlossenen Fahrzeugen, die Leistungsabgabe Ladeinfrastruktur muss allerdings dynamisch regelbar sein.

4.2.3.1.3 Bevorzugtes Laden komplett entleerter Fahrzeuge

Die durchschnittliche Länge einer mit dem PKW gefahrenen Strecke in Deutschland ist relativ gering. An Werktagen werden im Schnitt etwa 36 km je Fahrzeug zurückgelegt, welche sich durchschnittlich auf knapp 3 Fahrten pro Tag aufteilen. [12] Eine einzelne Wegstrecke wäre demnach im Mittel nur etwa 12 km lang.

Vor diesem Hintergrund scheint es bei Netzengpässen angebracht, alle Fahrzeuge zunächst auf ein für diese Zwecke ausreichendes Energieniveau zu laden. Erst wenn dieser minimale Energielevel flächendeckend erreicht ist, sollte eine weitere Ladung erfolgen. Dadurch wäre gewährleistet, dass sämtliche Fahrzeuge möglichst schnell in einen (für durchschnittliche Anforderungen) fahrbereiten Zustand versetzt werden. Der weitere Ladungsvorgang könnte dann beispielsweise nach der „First Come – First Serve“ Methode oder nach dem Gleichverteilungsprinzip erfolgen.

Auch dieses Ladekonzept besitzt allerdings erhebliche Nachteile. Der schwerwiegendste ist sicherlich der möglicherweise extrem lange Zeitraum, der bis zu einer Vollladung des Fahrzeuges vergeht. Denn würden laufend nahezu entleerte Fahrzeuge (d. h. das

Energieniveau ist zu gering für die Mindestreichweite) an das Netz angeschlossen und die Kapazität dadurch weitgehend ausgeschöpft, könnte kein angeschlossenes Fahrzeug Energie für größere Strecken erhalten. Zumindest würde es sehr lange dauern, bis eine entsprechende Ladung in einem Fahrzeug vorhanden wäre. Dies dürfte die bereits existierenden Akzeptanzprobleme noch verstärken.

Außerdem können sich auch bei dieser Methode Probleme zwischen öffentlichen und privaten Ladestationen ergeben. Beispielsweise befinden sich Nutzer einer öffentlichen Ladestation (zumindest in den Anfängen der Elektromobilität) vermutlich eher auf einer längeren Fahrt, weshalb sie überhaupt auf die Nutzung einer öffentlichen Station angewiesen sind. Wie oben bereits beschrieben würden ihre Fahrzeuge dennoch nur auf den (für sie wohl eher nicht ausreichenden) minimalen Energielevel geladen, bis sämtliche andere Fahrzeuge diesen auch erreicht haben. Dadurch entstehen auch hier unter Umständen sehr lange Ladezeiten, welche doch gerade bei öffentlichen Stationen vermieden werden sollten.

Nimmt man öffentliche Ladestationen hingegen von dieser Regelung aus und gewährt ihnen stets die maximale Leistung, so würden die privaten Ladungen womöglich sehr viel länger dauern und dadurch benachteiligt werden. Dieser Nachteil könnte aber eventuell durch unterschiedliche Preisgestaltungen der beiden Ladevorgänge ausgeglichen werden. Die dadurch möglicherweise entstehenden rechtlichen Probleme sollen an dieser Stelle nicht weiter betrachtet werden.

Bei dieser Methode müssen der aktuelle Akkustand und die Akkukapazität des angeschlossenen Fahrzeuges übertragen werden, wozu die derzeitige Ladeinfrastruktur noch nicht in der Lage ist.

4.2.3.1.4 Kombination aus bevorzugtem Laden entleerter Fahrzeuge und FC – FS

Die vorstehenden Abschnitte zeigen, welche unterschiedlichen Auswirkungen die jeweilige Verwendung eines der genannten netzseitigen Ladeverfahren auf die Einsatzbereitschaft der Fahrzeuge haben kann. Die verschiedenen Ladeansätze wurden dabei indes nur für sich selbst betrachtet. Durch Kombination der einzelnen Verfahren kann sich allerdings noch eine sinnvollere Ladesteuerung ergeben.

Wie im vorherigen Abschnitt erwähnt, könnten die durch das bevorzugte Ladung entleerter Fahrzeuge entstehenden Vollladezeiten extrem lang werden, was zu großen Akzeptanzproblemen führen dürfte. Eine Optimierung dieser Methode muss demnach darauf abzielen, entleerte Fahrzeuge weiterhin bevorzugt zu laden, die Vollladezeiten aber gleichfalls zu begrenzen.

Dafür kann man beispielsweise nicht nur Fahrzeuge mit einer zu geringen Energiemenge, sondern auch die schon länger angeschlossenen bevorzugen. Die maximale Vollladezeit

könnte z.B. begrenzt werden, indem ein Fahrzeug genau dann bevorzugt würde, wenn es ansonsten die maximale Ladezeit überschritte (z.B. 8 Stunden, Standard-Nachtladung). In diesem Fall hätte der Kunde die Gewissheit, dass sein Fahrzeug möglichst schnell auf den minimalen Energielevel geladen wird und dennoch (in der Regel) nach einer bekannten Maximalzeit (z.B. eine Nacht) auch vollständig geladen ist.

Der benötigte Informationsaufwand für dieses Ladekonzept ist allerdings größer als bei allen vorstehend genannten Konzepten, da hier sowohl die Anschlusszeiten als auch der aktuelle Akkustand und die Akkukapazität des angeschlossenen Fahrzeuges übermittelt werden müssen.

4.2.3.2 Nutzeroptimierte Konzepte

Alle bisher genannten Ladekonzepte besitzen einen gemeinsamen großen Nachteil: Sie laden jedes Fahrzeug auf die gleiche Weise. Dabei unterscheiden sie nicht, ob ein Fahrzeug in Kürze eine große Strecke zurücklegen oder überhaupt nicht genutzt werden soll. Somit ist es wahrscheinlich, dass ein erheblicher Teil der verfügbaren Leistung für die Ladung von Fahrzeugen verwendet wird, welche in nächster Zeit überhaupt keine Energie benötigen. Im Falle eines Netzengpasses wäre es hingegen wesentlich sinnvoller, die am frühesten benötigten Fahrzeuge zuerst aufzuladen.

Zur Realisierung dieser nutzerorientierten Konzepte werden Eingaben des Nutzers zu seinem geplanten Mobilitätsvorhaben benötigt. Aus Angst vor einem Mobilitätsverlust dürften allerdings viele Fahrzeugnutzer dazu tendieren, einen wesentlich höheren und früheren Energiebedarf anzugeben als eigentlich nötig wäre. Aus diesem Grund müssten Anreize gesetzt werden, eine ehrliche Mobilitätsplanung des Nutzers zu erwirken. Dies könnte beispielsweise durch höhere Energiepreise geschehen, die bei einer möglichst schnellen Fahrzeugladung (evtl. nur bei Netzengpässen) anfallen; bzw. durch niedrigere Energiepreise, falls das Fahrzeug flexibel geladen werden dürfte (also kein fester Ladezeitpunkt angegeben wurde). Sofern eine „wahrheitsgemäße Berichterstattung“ durch ausreichende Anreize gesichert ist, können folgende Konzepte zusätzlich genutzt werden.

4.2.3.2.1 Kombination aus angegebener maximalen Ladezeit und FC – FS

Dieses Konzept ähnelt der „Kombination aus bevorzugtem Laden und First Come – First“ (Kapitel 4.2.3.1.1), jedoch gibt es kein fest definiertes Maximum der Vollladezeit, sondern eine für jedes Fahrzeug individuell auf die Nutzerbedürfnisse abgestimmte Maximalladezeit. Dazu muss der Fahrzeugnutzer angeben, bis wann die Vollladung des Fahrzeuges erfolgt sein muss.

Durch diese Kombination bleiben die Vorteile des bevorzugten Ladens entleerter Fahrzeuge bestehen, es kommt jedoch in der Regel nicht mehr zu Einschränkungen von Nutzern, die

nach einer relativ kurzen Standzeit wieder eine längere Strecke zurücklegen möchten. Der Informationsbedarf dieses Konzeptes entspricht dem der „Kombination aus bevorzugtem Laden und First Come – First“ (Kapitel 4.2.3.1.1) zzgl. Der nutzerspezifischen Eingabe des gewünschten spätesten Vollladezeitpunktes.

4.2.3.2 Vollständige Nutzerinformation

Auf Basis der „vollständigen Nutzerinformation“ kann der Ladevorgang für jedes Fahrzeug optimal geregelt werden. Sofern Länge und Zeitpunkt der Abfahrt der nächsten Wegstrecke bekannt sind, kann die verfügbare Ladeleistung so verteilt werden, dass die Mobilitätsansprüche jedes Fahrzeugnutzers erfüllt werden können, also jedem Nutzer zum gewünschten Zeitpunkt (falls überhaupt möglich) genügend Energie für die geplante Streckenlänge zur Verfügung steht.

Dieses Verfahren bietet somit eine bestmögliche Nutzung der verfügbaren freien Netzkapazitäten, erfordert jedoch auch einen deutlichen Mehraufwand der Fahrzeugnutzer und schränkt die Möglichkeiten einer spontanen und ungeplanten Fahrt ein.

4.2.4 Programmierung der neu entwickelten Verfahren

Die in Kapitel 4.2.3 vorgestellten Ladekonzepte wurden als eigenständige softwareseitige Kapsel in das bereits bestehende Niederspannungsautomatisierungssystem iNES integriert (siehe auch Kapitel 2.1 und 4.1.1). Zur vollständigen Trennung der einzelnen Bausteine werden der Kapsel dabei nur die für die Auswahl der zu regelnden Ladestationen benötigten Daten weitergegeben, wie Abbildung 7 zeigt.

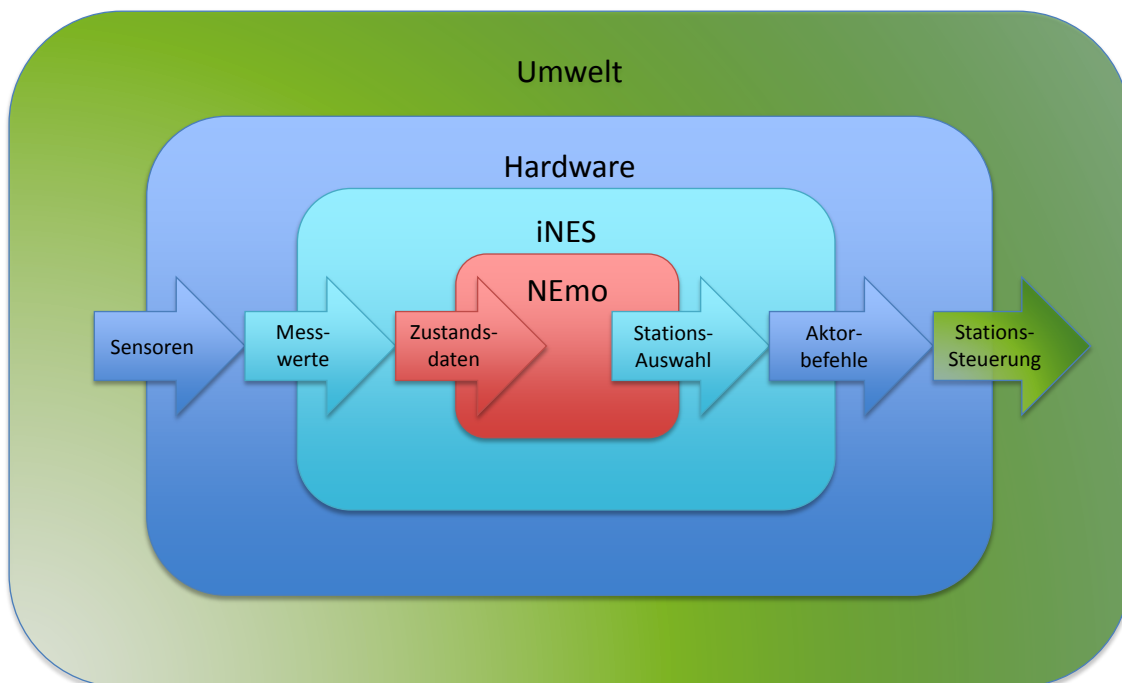


Abbildung 7: Integration der NEmo-Softwarekapsel in das iNES-System**4.2.5 Softwaretest und Simulation**

Die Softwareerweiterungen des Automatisierungssystems wurden vor der Ausbringung umfangreichen Softwaretests unterzogen. Das System wurde dabei mittels Simulationen auf Plausibilität, Robustheit und Geschwindigkeit getestet, um letzte Fehler erkennen und beheben zu können und eine ordnungsmäÙe Funktionsweise des Systems sicherzustellen.

4.2.5.1 Simulationsumgebung

Die entwickelte Simulationsumgebung besteht aus mehreren Modulen, welche je nach Testzweck zu- und abgeschaltet werden können. Nachstehende Tabelle gibt einen Überblick über die einzelnen Module und deren Funktionsumfang.

Tabelle 4-1: Modulbeschreibung der Simulationsumgebung

Modul	Beschreibung	Einsatzzweck
Haushaltslast-Generator	Das Modul erzeugt für jede Wohneinheit im Testnetz ein individuelles probabilistisches Lastprofil auf Basis des statistischen Geräteinsatzes.	Das Modul dient der Nachbildung realer Haushaltslasten in einem Netzgebiet.
Ladeprofil-Generator	Das Modul erzeugt für jede Ladestation im Testnetz ein individuelles probabilistisches Lastprofil auf Basis des deutschlandweiten Fahrverhaltens. (aus Datenmangel auf Basis von Mobilitätsstudien konventioneller Fahrzeuge)	Das Modul dient der Nachbildung realer Fahrzeugladungen in einem Netzgebiet.
PV-Einspeiseprofil-Generator	Das Modul erzeugt für jede PV-Anlage im Testnetz ein individuelles probabilistisches Einspeiseprofil auf Basis der Solarstrahlung und historischer Wolkenzüge.	Das Modul dient der Nachbildung realer PV-Einspeisungen in einem Netzgebiet.
Netzdaten einlesen	Das Modul liest die benötigten Daten eines Testnetzes ein. Wahlweise können zusätzlich auch vorgefertigte Last und Einspeisedaten eingelesen werden.	Das Modul ermittelt aus einem Datensatz eines Testnetzes die für das Simulationsvorhaben benötigten Daten.

Netzgenerator	Das Modul generiert die Netzdaten eines zufälligen Niederspannungsnetzes.	Durch dieses Modul stehen beliebig viele Testnetze zur Verfügung, sodass auch sehr seltene Sonderfälle berücksichtigt werden können.
Inputdaten- Erzeugung	Das Modul erzeugt die für das Automatisierungssystem benötigten statischen und zyklischen Eingangsdaten.	Das Modul bereitet die Netzdaten für das Automatisierungssystem auf und simuliert die Rückgabewerte der Sensorik und Aktorik im Testnetz auf Basis der ermittelten Einspeisungen und Lasten.
Befehlsumsetzung	Das Modul liest die Regulationsbefehle des Automatisierungssystems ein und passt die simulierten Leistungsflüsse und Rückmeldungen entsprechend an.	Das Modul ermöglicht einen kontinuierlichen Langzeittest des Automatisierungssystems, indem die Kommunikation zwischen System und Aktorik und die resultierenden Lastflussänderungen nachgebildet werden.

4.2.5.2 Durchführung

Zur Funktionsprüfung des Automatisierungssystems müssen zunächst die benötigten Eingangsdaten erzeugt werden. Diese umfassen ein Netzmodell inkl. der Standorte und Typisierung der Sensorik und Aktorik sowie der zyklischen Sensormesswerte und Aktorrückmeldungen. Zur Netzmodellierung können entweder die Netzdaten eines bereits existierenden Testnetzes verwendet oder mittels des Netzgenerators ein zufälliges Netzmodell erstellt werden. Die Ermittlung der zyklischen Pseudo-Messwerte erfolgt auf Basis der simulierten bzw. eingelesenen Last- und Einspeiseprofile, indem die durch eine Leistungsflussberechnung ermittelten Strom- und Spannungswerte an den Sensorstandorten aufbereitet und ggf. mit Messfehlern versehen werden. Wahlweise ist auch die gezielte Erzeugung bestimmter Lastsituationen zur direkten Validierung des Systems in kritischen Netzsituationen möglich. Die Eingangsdaten werden vom Automatisierungssystem eingelesen und ausgewertet. Im Falle einer Zustandsverletzung wird anschließend ein entsprechender Steuerungsbefehl an die Aktorik abgegeben, welcher von der Simulationsumgebung aufgenommen und hinsichtlich des korrekten Regelverhaltens hin überprüft wird.

Zum Abschluss des Validierungsprozesses reagierte das System auf alle zufällig generierten Grenzwertverletzungen konzeptgemäß.

4.3 Teilprojekt 3 – Anpassung der bestehenden industriellen Hard- und Software

Im Rahmen des TP 3 wurde geprüft, in wie weit die aus dem Forschungsprojekt iNES vorhandene Systemtechnik der Fa. Mauell, um die Anforderungen, die sich aus der Elektromobilität ergeben, erweitert werden kann.

In diesem TP bekommt die Kommunikationstechnik neben der Leittechnik als Bindeglied einen besonderen Stellenwert eingeräumt. Die folgenden aktuellen leittechnischen Produkte stehen hierfür zur Verfügung:

4.3.1 Implementierung der erweiterten Schnittstellendefinitionen

Im Rahmen dieses Teilpaketes wurden zwischen den Projektpartnern die für den Anwendungsfall benötigten Daten, Messwerte, Events und Steuerung, in der jeweiligen Send- und Empfangsrichtung für den geplanten Algorithmus "Kapazitätsmanagement und Laderegler" zur Ansteuerung von Ladesäulen, unter Berücksichtigung der Schnittstellen, zum Netzregler, zur Netzführung, zur Energiewarte und zu den Elektrofahrzeugen auf Basis von Sequenzdiagrammen (siehe Abbildung 4) abgestimmt.

Auf Grundlage dieses Datenmodells wurde eine Softwareumgebung definiert, in der der geplante Algorithmus rückwirkungsfrei ohne Beeinträchtigung der Automatisierungsplattform in Echtzeit ablaufen kann.

Damit die Entwicklung des Kapazitätsmanagements und des Ladereglers unabhängig von der Systemplattform erfolgen konnte, wurde der BUW eine virtuelle Entwicklungsumgebung bereitgestellt. In einem weiteren Schritt wurde unsere Systemplattform um eine Funktion erweitert, die es den Projektpartnern zukünftig ermöglicht, die extern entwickelte Software rückwirkungsfrei und unabhängig vom Versionsmanagement unserer Systemumgebung auszutauschen.

Die Implementierung wurde erfolgreich abgeschlossen. Zukünftig steht uns hiermit ein wirtschaftliches Konzept zur Integration von Open Source Anwendungen für kundenspezifische Lösungen zur Verfügung.

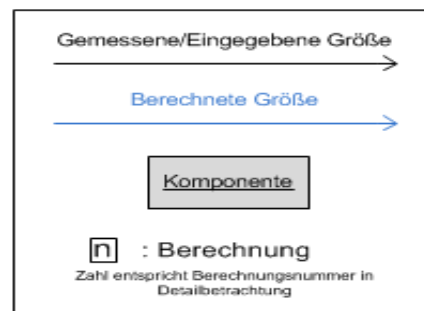
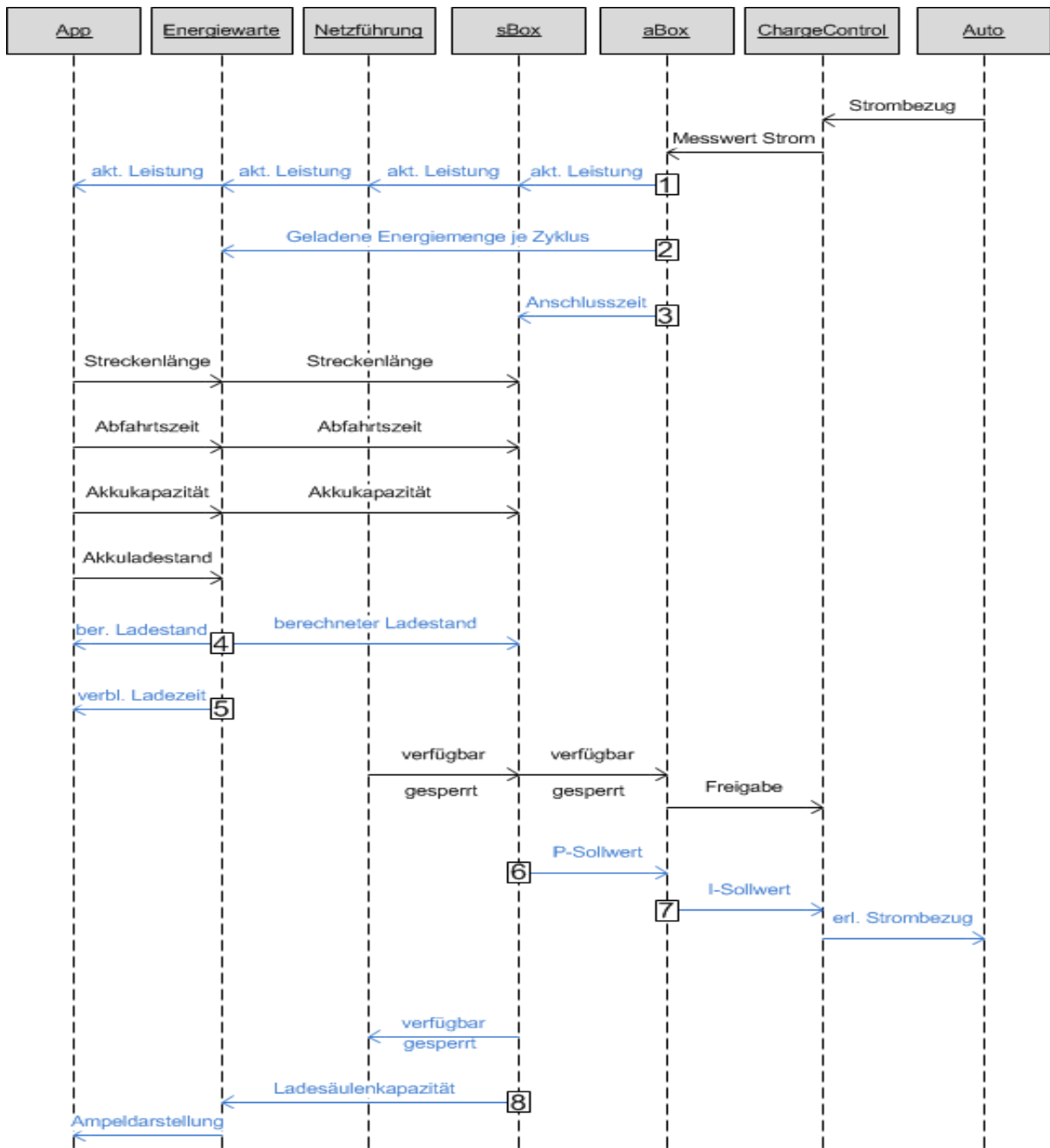


Abbildung 8: Sequenzdiagramm Datenfluss

4.3.2 Erweiterung der bestehenden Systemlösung um die Anforderungen der Elektromobilität

Im Rahmen dieses Teilprojektes wurden die Anforderungen an die zum Einsatz kommenden Komponenten zur Ansteuerung einer Ladeinfrastruktur sowie die zusätzlichen Anforderungen an die Datenübertragungsgeräte und die zum Einsatz kommenden Kommunikationsprotokolle für die Ladeinfrastruktur erfasst.

Zur besseren Übersicht wurde das Teilpaket in folgende Abschnitte unterteilt:

- Auswahl und Bereitstellung der Komponente zur Steuerung der Ladeinfrastruktur
- Auswahl und Bereitstellung der notwendigen Kommunikationstechnik und der Funktionen zur Systemhärtung (Sicherstellung der Datensicherheit)
- Auswahl und Funktionsprüfung der Datenübertragungseinrichtungen im Rahmen eines Labortests
- Definition der Mindestanforderungen an die Komponenten bzgl. ihrer Umwelteigenschaften
- Entwicklung eines Protokolls zur Auswertung des Systemstatus von netzwerkfähigen Komponenten (Routern, Switches, Datenübertragungsendgeräten etc.)

Die Ergebnisse aus diesem Teilpaket bilden die Grundlage für den geplanten Feldtest.

4.3.2.1 Auswahl und Bereitstellung der Komponente zur Steuerung der Ladeinfrastruktur

Um einen Überblick über die vorhandene Technologie der aktuell am Markt durch die Energieversorger verwendeten Ladesäulen zu bekommen, wurden Hersteller und Anwender dieser Technologie befragt. Das Ergebnis der Recherche lässt sich für unseren Anwendungsfall wie folgt zusammenfassen:

Ladeschnittstelle zum Fahrzeug:

- Hier gibt es verschiedene Arten von Steckern (Wechselstrom oder Drehstrom) mit oder ohne Kommunikationsverbindung zwischen Fahrzeug und Ladesäule.

Freigabe oder Sperre der Ladesäule:

- Hier kommen unterschiedliche Konzepte je nach Anwendungsfall und Betreiber der Ladesäule zum Einsatz. Dies können Lösungen mit oder ohne Verriegelung mit einer lokalen Freigabe (RFID Chipkarte) oder Freigabe über die Ferne mittels eines Netzwerkzugangs (Bezahlung einer Ladung) sein

Kommunikationsprotokolle:

- Hier kommen unterschiedliche Kommunikationsprotokolle zwischen dem E-Fahrzeug und einer Ladesäule sowie zwischen der Zählerfernauslesung des Messstellenbetreibers und einer Ladesäule zum Einsatz. Hierbei ist am weitesten das Protokoll OCPP (open charge point protocol) verbreitet. Das Open Charge Point Protocol (OCPP) ist ein Protokoll, das zur Authentifizierung von Elektromobilen in öffentlichen Ladestationen eingesetzt wird. Das standardisierte OCPP-Protokoll basiert auf dem Simple Object Access Protocol (SOAP) und nutzt HTTP. OCPP ist ein herstellernerutrales, lizenzfreies Protokoll, das die Ladevorgänge überwacht und verwaltet und die Benutzer- und Abrechnungsdaten für den Ladestrom von der Ladestation an den Vertragspartner übermittelt. Darüber hinaus prüft es die Authentifizierung und Ladeberechtigung des Kunden und liefert Informationen zu Beginn und zum Ende des Ladevorgangs sowie die Information zur geladenen Energiemenge.

Nach Prüfung haben wir uns im Projekt für ein Produkt der Fa. Phoenix, das parallel zur bestehenden OCPP Infrastruktur betrieben werden kann, entschieden. Das ausgewählte Produkt verfügt über eine Kommunikationsschnittstelle (Modbus TCP). Über diese Schnittstelle können Steuerungen erfolgen bzw. der Zustand der Ladesäule vor, während und nach dem Ladevorgang überwacht werden. Das Gerät ist für das Laden von Elektrofahrzeugen im Mode 3 gemäß der Norm IEC 61851-1 ausgelegt. Mittels dieser Funktion kann gezielt das Laden eines Elektrofahrzeuges beeinflusst werden. Darüber hinaus ist das Gerät dafür vorgesehen, das Schaltelement in der Ladesäule, einschließlich der Verriegelung des Übergabesteckers, zum Elektrofahrzeug zu steuern.

Das Modul unterstützt hierbei folgende Funktionen:

- Erkennung der Schutzleiteranbindung
- Übermittlung/ Einstellung des Fahrzeugstatus (Fahrzeug angeschlossen, Fahrzeug bereit zum Laden (in verschiedenen Stufen), Fehler)
- Übergabe von Informationen zum maximal verfügbaren Ladestrom an das Fahrzeug über ein PWM-Signal

Das Proximity Signal (PX) erkennt den gesteckten Stecker und, anhand einer Widerstandscodierung im Stecker, die Stromtragfähigkeit von diesem bzw. dem Kabel. Mit dem Gerät kann statusabhängig die Verriegelung des Ladesteckers in der Ladestation aktiviert/ deaktiviert werden.

Nach einer Vorprüfung der Kommunikations- und Steuerungsfunktion mit dem Projektpartner WSW Wuppertal an einer vorhandenen Ladesäule, wurde diese Lösung für den Einbau in die Testnetze freigegeben.

Im Rahmen einer Nachbetrachtung (Review mit der Entwicklung) wurde festgestellt, dass für diesen Anwendungsfall die vorgesehene RTU (aBox) mit nur einer Ethernet-Schnittstelle eine ausreichende Trennung der Netzwerke (Schnittstelle zur Ladesäule bzw. Schnittstelle zum Niederspannungsregler) nicht gewährleisten kann. Es wurde eine Prüfung der Erweiterung der RTU um eine weitere Netzwerkschnittstelle beschlossen.

Die Machbarkeitsprüfung hat ergeben, dass mit einem vertretbaren Aufwand, eine Erweiterung um einen Medienwandler USB (separate Platine) auf Ethernet möglich ist, ohne das Layout der Prozessorplatine (Verarbeitungseinheit) der RTU zu verändern.

Auf Basis dieser Analyse wurde eine Fremdfirma, die sich hierauf spezialisiert hat, beauftragt, diese Platine als Erweiterung zu entwickeln. Die Kosten für die Umsetzung wurden dem Forschungsprojekt belastet. Von Seiten unserer Entwicklung wurden dann alle weiteren notwendigen Maßnahmen zur Integration ins Produkt umgesetzt. Zum Abschluss des Projektes steht nun eine RTU mit zwei Netzwerkschnittstellen zur Verfügung.

Case B: Die Stromtragfähigkeit des Kabels und der Stecker werden ermittelt (DIP 1 = ON).

Automatische Verriegelung (DIP 4 = ON) mit Verriegelungsoption 1: Aktor DC-Motor (DIP 5 = ON) und Verriegelungsrückmeldung über den digitalen Eingang LD (DIP 6 = ON)

Die jeweiligen Schaltzeiten des Aktors werden über den Webserver gesetzt (siehe „Reiter Configuration“ auf Seite 56).

Ladefreigabe durch den Schalter über digitalen Eingang EN (DIP 7 = ON)

Der Ladevorgang startet automatisch, wenn der Eingang EN auf 24 V liegt, am Eingang LD die Verriegelung angezeigt wird, eine korrekte Verbindung zum Fahrzeug vorliegt und nachdem Status C oder D erkannt wurde.

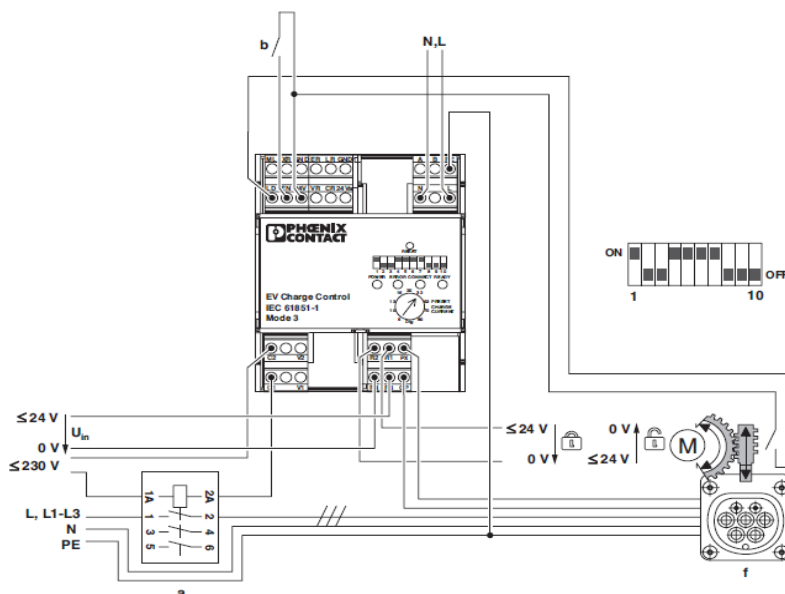


Abbildung 9: Beispiel Beschaltung Ladevorgang mit Stecker-Verriegelung, Verriegelungsrückmeldung und externer Freigabe sowie Zuschalten des Lastschütze bzw. Regelung des Energiebezugs des angeschlossenen Elektrofahrzeugs.

4.3.2.2 Auswahl und Anpassung der der notwendigen Kommunikationstechnik und der Funktionen zur Systemhärtung zur Sicherstellung der Datensicherheit

Um eine Aussage über die im Forschungsprojekt zum Einsatz kommenden netzwerkfähigen Übertragungstechniken treffen zu können, wurde für jede mögliche Schnittstelle festgelegt, welche Protokolle zur Übertragung der Prozessinformationen und Servicedaten notwendig sind. Um für zukünftige ähnlich gelagerte Anwendungsfälle eine nachvollziehbare Bewertung zu bekommen, wurden folgende Kriterien zu Grunde gelegt:

- Datendurchsatz
- Verfügbarkeit
- Latenzzeit
- Zeitsetzen
- Zusatzanforderungen aus Sicht der IT-Sicherheit

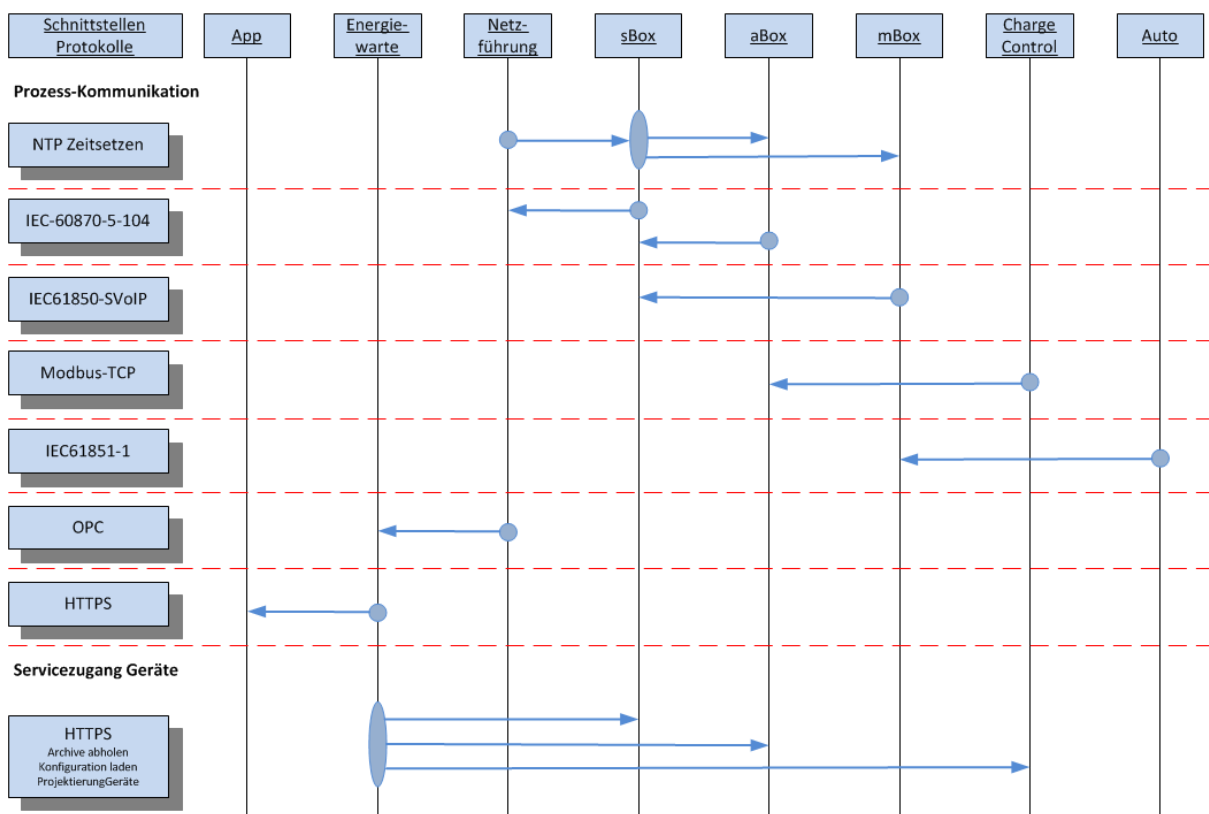


Abbildung 10: Darstellung der verwendeten Kommunikationsprotokolle und Schnittstellen

Darüber hinaus wurde auf Grundlage des in TP 3.1 beschriebenen zu erwartenden Datenvolumens, der Datendurchsatz für die Anwendung „Kapazitäts- und Lastmanagement“, unter Einbeziehung einer Ladeinfrastruktur für jede Prozess- und Service-Schnittstelle, definiert. Hierbei wurde folgendes Datenvolumen bei der Betrachtung zu Grunde gelegt:

Aufgabe	Datenverkehr		Art der Datenübertragung						Verwendete Dienste		
	Quelle	Senke	Volumen	Spontan	Zyklisch	Latenzzeit	Verschlüsselt	Zeit	Servicezugang	Prozess	Service
Bereitstellung von zyklischen Messwerten 3phasig Strom und Spannung bzw. von abgeleiteten Rechenwerten	Erfassung Betriebsmesswerte	RTU	320 kBit/sec	nein	ja 1x pro sec.	maximal 1 sec	ja; IPsec	Zeitsetzen über NTP	nein	IEC61850 SVoIP	nein
Bereitstellung von Messwerten und Statusinformationen, sowie Befehlen zum abregeln der PV Anlage	Steuerbox PV-Anlage	RTU	1500 kBit/sec	ja	nein	maximal 1 sec	ja; IPsec	Zeitsetzen über NTP	ja, Servicezugang und Abfrage Archivwerte	IEC60870-5-104	ja, über HTTPS
Bereitstellung von Messwerten und Statusinformationen, sowie Befehlen und Sollwerten zum regeln und zur Freigabe der Ladesäule	Steuerbox Ladesäule	RTU	500 kBit/sec	ja	nein	maximal 1 sec	nein, zurzeit nicht möglich, fehlende Produkte	nein, wird vom Produkt nicht unterstützt	nein nur RTU	Modbus TCP	nein
Bereitstellung von aktuellen Prozessdaten zur Netzführung in Melde- und Steuerrichtung	RTU	Netzführung	4000 kBit/sec	ja	nein	maximal 1 sec	ja; IPsec	Zeitsetzen über NTP	nein	IEC60870-5-104	nein
Bereitstellung der aktuellen Netzkapazität und von Statusinformationen zur Netzregelung in Melde- und Befehlsrichtung	RTU	Energiewarte	4000 kBit/sec	ja	nein	max. 10 sec	ja; IPsec	Zeitsetzen über NTP	ja, Servicezugang und Abfrage Archivwerte	IEC60870-5-104	ja, über HTTPS
Bereitstellung von Statusinformationen zum jeweiligen Ladepunkt bzw. Reservierung eines Ladepunktes	Energiewarte	Kunde E-CAR	500 kBit/sec	ja	nein	max. 10 sec	HTTPS	nein	nein		nein

Abbildung 11: Tabelle Anforderungen an die Kommunikationsschnittstelle

Aus der Abbildung 11 sind alle notwendigen Daten für die Umsetzung in den vorgesehenen Feldtestgebieten ersichtlich. Diese Tabelle bildet somit die Grundlage für die Auswahl der zukünftigen Kommunikationsinfrastruktur.

Betriebsmessung Niederspannung (mBox) → RTU (sBox)

- Bereitstellung von 3-phasig Strom und 3-phasig Leiter-Erde-Spannung und der berechneten Werte P, Q, S und, soweit erforderlich, den Leistungsfaktor je Phase
- Übertragung aller Messwerte mit Zeit; Genauigkeit der Messung ohne Wandler $\leq 0,5\%$

Steuerbox PV-Anlage (aBox) → RTU (sBox)

- Bereitstellung der aktuellen Messwerte Einspeisung (Wirk- und Blindleistung)
- Schnittstelle zur Abregelung der PV Anlage durch den Netzbetreiber bei Netzüberlast

Steuerbox Laderegler (aBox) in Verbindung mit der Charge Control Box → RTU (sBox)

- Bereitstellung von Messgrößen 3-phasig Strom und 3-phasig Leiter-Erde-Spannung je Ladesäule (Vergleichsmessung)
- Bereitstellung von Statusinformationen "Zustand Ladesäule, Ladestrom" der Ladesäule
- Schnittstelle zur Freigabe oder Sperre der Ladeeinrichtung bzw. zur Beeinflussung des Ladestroms

RTU (sBox) → Netzführung

- Bereitstellung von Informationen aus dem betrachteten Netzgebiet mit dem Ziel, eine Überschreitung von Spannungsgrenzwerten und eine Überlastung der Netzbetriebsmittel zu vermeiden.

RTU (sBox via Netzführung) → Energiewarte

- Bereitstellung von Informationen über die aktuell zur Verfügung stehende Netzkapazität und über den aktuellen Zustand der zum Netz gehörenden Ladepunkte (Ladesäulen).

Energiewarte → Kunde E-Fahrzeug

- Zum einen Informationen über die aktuelle Netzkapazität der Ladesäulen (Kapazitätsampel) im betrachteten Netzgebiet und darüber hinaus Funktionen zur Reservierung und Freigabe einer Ladesäule.

Auf Grundlage des so ermittelten Datenmodells und den Anforderungen, die sich aus der IT-Sicherheit gegeben haben, wurde ein Datenvolumen je Schnittstelle für den Betrieb der Anwendung definiert. Dieses Datenvolumen wurde in einigen Fällen (RTU; Steuerbox PV-Anlage und Laderegler) um die notwendige Bandbreite für den Service (Projektierung, Diagnose und die Abfrage lokal gespeicherter Archive) erweitert.

4.3.2.3 Auswahl und Funktionsprüfung (Labortest) Datenübertragungseinrichtungen

Um eine Auswahl und Bewertung der für den jeweiligen Anwendungsfall technisch und wirtschaftlich sinnvollen Übertragungs- und Gerätetechnik treffen zu können, wurden im Vorfeld im Rahmen eines Workshops Fragen und Kriterien (Mindeststandards) definiert. Diese sahen wie folgt aus:

Allgemeine Fragen zum Übertragungsgerät

- Können mit diesen Geräten Übertragungsstrecken von mindestens 1,5 oder bis zu 6 Kilometern überbrückt werden? Wenn ja, welche Maßnahmen (Antennen, Aufstellungshöhe oder Art der Ankopplung) müssen hierzu zusätzlich bereitgestellt werden?
- Welche Bandbreite stellen die Geräte mindestens für Nutzdaten bereit?

- Welche Umwelteigenschaften erfüllen die Geräte?
- Welchen Energiebedarf haben die Geräte?
- Werden die zu übertragenden Datenpakete durch die Übertragungstechnik mittels Algorithmen, die im System hinterlegt sind, verändert, um Übertragungsbandbreite einsparen zu können oder ist eine transparente Übertragung der Datenpakete protokollunabhängig möglich?
- Können Datenpakete Protokoll abhängig priorisiert werden?
- Wie werden die Geräte projektiert (integrierter Web-Server)?
- Wie kann ein Austausch der Geräte im Servicefall erfolgen und welche Personalqualifikation oder Tools benötige ich hierfür?
- Können die Übertragungsgeräte auch durch die Automatisierungstechnik initialisiert werden?

Spezifische Fragen zum Verhalten der Übertragungsgeräte bei einer Kommunikationsstörung

- Werden die zu übertragenden Datenpakete in der Gerätetechnik zwischen gespeichert?
- Wie groß sind die Puffer im jeweiligen Gerät?
- Können diese Puffer durch den Anwender auch deaktiviert werden?
- In welcher Reihenfolge werden die Datenpakete nach einer gehenden Kommunikationsstörung übertragen (first in, first out oder last in first out)?
- Stellen die Geräte Diagnoseinformationen (Quality off Service) über den Status der Geräte und der Übertragungsstrecke zur Verfügung?
- Wie und mit Hilfe welcher Protokolle kann der Anwender den Status (Quality off Service) abfragen?

Auf Grundlage der definierten Kriterien wurden die in Frage kommenden Übertragungsendgeräte und die Art des Übertragungsverfahrens (Glas, Kabel, Funk) ausgewählt.

Im nächsten Schritt wurden die Geräte in einer Teststellung (siehe Abbildung 12) einer Funktionsprüfung unterzogen, um sicherzustellen, dass die Systembeschreibung und unsere Anforderungen an das Übertragungsgerät in Deckung gebracht werden konnten. Auf Grundlage der Untersuchungsergebnisse wurden dann die Geräte und Verfahren für den Feldtest freigegeben oder gesperrt.

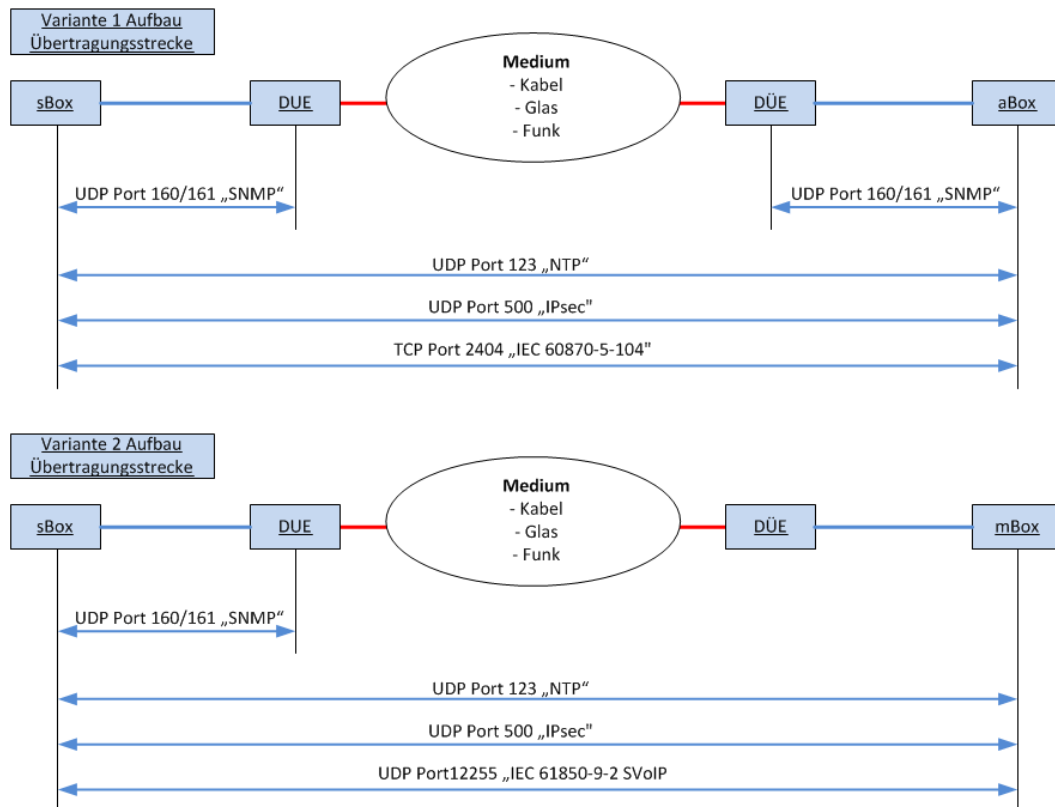


Abbildung 12: Tabelle Zusammenspiel Datenübertragungseinrichtungen und Protokolle

4.3.2.4 Definition der Mindestanforderungen an die Komponenten bzgl. ihrer Umwelteigenschaften

Durch die Veränderungen der Energielandschaft von einer vorwiegend zentralen Erzeugung in Großkraftwerken zu einer verteilten Erzeugung, haben sich die Standorte für den Einsatz von Produkten der Automatisierungs- und Kommunikationstechnik verändert. Wurden bis vor einigen Jahren nur die Umspannwerke mit entsprechender Technik ausgestattet, so gibt es auch hier einen Wandel in Bezug auf den Einsatz intelligenter Mess-, Steuerungs- und Regelungskomponenten in Mittel- und Niederspannungsebene.

Neben den geringen Platzverhältnissen zum Einbau müssen die Komponenten auch die Mindestanforderungen, in Bezug auf Temperatur, Schock, Berührungssicherheit und elektromagnetischen Verträglichkeit, wie sie für einen sicheren Netzbetrieb erforderlich sind, genügen. D. h., die Komponenten müssen die technischen Anforderungen in Bezug auf Temperatur und Schock erfüllen. Darüber hinaus darf es bei Netzstörungen auf Grund von Kurzschlüssen, Erdschlüssen oder Überspannungen nicht zu einer Unterbrechung des Betriebes kommen.

In einem ersten Schritt wurden alle für die Bewertung notwendigen IEC und EN Normen erfasst. Folgende Normen und Schärfegrade wurden auf Basis der Norm (EN) IEC 61850-3 festgelegt:

- Klimatische Beanspruchung nach IEC 60068-2-x für Kälte und trockene und feuchte Wärme
- Mechanische Beanspruchung nach IEC 60068-2-x für Schwingungen und Schock
- Elektromagnetische Störfestigkeit und Störausstrahlung nach IEC 61000-6-x für Stromversorgungen, analoge und digitale Ein- und Ausgänge und Kommunikationsschnittstellen für Mittelspannungsstationen (Schärfegrad G bzw. P, wenn es sich um einen geschützten Bereich handelt)

In weiteren Schritten wurde der Prüfaufbau für den jeweils durchzuführenden Test entsprechend der Vorgaben der Norm festgelegt. Für jeden Test gelten hierbei folgende Mindestanforderungen, die im Rahmen der Prüfung erfüllt werden müssen:

- Es tritt kein Schaden am Gerät auf
- Es entstehen in den betrachteten Geräten kein Verlust und keine Beschädigung des Datenspeichers oder der Daten, einschließlich aktiver und gespeicherten Einstellungen
- Es gibt keine Geräte-Resets, und manuelle Resets sind nicht erforderlich
- Es treten keine Zustandsänderungen der elektrischen, mechanischen oder Kommunikationsausgangsgrößen auf
- Es gibt keine fehlerhaften, dauerhaften Zustandsänderungen
- Es darf zu keiner Änderung des analogen Wertes während einer Prüfung um mehr als 2% in Bezug auf den Skalenendwert kommen. Nach einer Prüfung muss die Genauigkeit wieder der ursprünglichen Genauigkeit des Gerätes entsprechen.

Bei allen Prüfungen wird davon ausgegangen, dass es zu keiner Zeit zu einer Unterbrechung der Kommunikationsverbindung bzw. zum Datenverlust kommt.

Auf Basis der definierten Prüfschärfe IEC 61850-3 wurden die zum Einsatz kommenden Automatisierungskomponenten aus dem Hause Mauell geprüft. Bei den vorgesehenen Komponenten von Drittherstellern wurde eine Prüfung laut Datenblatt durchgeführt. Auf Grundlage der so gewonnenen Erkenntnisse wurden dann Ausführungshinweise für den Einbau im Feld an die beteiligten Partner weiter gegeben.

Im Rahmen der EMV Prüfung wurde bei den von uns vertriebenen Messkarten für die festgestellt, dass Anpassungen des Layouts notwendig sind, um die Prüfergebnisse zu verbessern. Da diese Karten nicht von uns, sondern von einem externen Partner entwickelt wurden, haben wir im Rahmen des Projektes vier Prototypen für die Prüfung entwickeln lassen. Nach erfolgreicher Prüfung wurden die notwendigen Anpassungen durchgeführt. Ab sofort stehen die geänderten Messkarten dem aktuellen Produkt (RTU) zur Verfügung.

4.3.2.5 Entwicklung eines Protokolls zur Auswertung des Systemstatus von netzwerkfähigen Komponenten (Routern, Switches, Datenübertragungsendgeräten etc.)

Bis vor einigen Jahren erfolgte die Automatisierung der Energienetze nur in Umspannanlagen (110-220-380kV) und Schwerpunktstationen (60-30-20kV). Diese Netzstationen wurden durchgängig mit fest geschalteten Kommunikationsverbindungen, die im Einflussbereich des Netzbetreibers liegen, betrieben. D. h., eine Kommunikation über öffentliche Netze kam nur in wenigen Anwendungsfällen zum Einsatz.

Durch die Veränderung der Energieerzeugung von einer eher zentralen Erzeugung in Großkraftwerken zu einer vorwiegend verteilten Erzeugung haben sich die Einspeisepunkte von wenigen in der Hoch- und Höchstspannung zu vielen in der Mittel- und Niederspannung geändert. Die Folge ist dass immer mehr Automatisierungslösungen in Netzgebieten verbaut werden, die über keine direkte Anbindung an das Kommunikationsnetz des grundzuständigen Netzbetreibers verfügen. D. h., es werden vermehrt Systeme über öffentlich zugängliche Kommunikationsnetze betrieben. Für diese Netze gelten andere Anforderungen bzgl. der Verfügbarkeit und der Vertraulichkeit von Daten. Um vergleichbare Ergebnisse wie bei den privat betriebenen Kommunikationsnetzen zu erreichen, sind Maßnahmen zur Härtung der Systeme bzw. zur Sicherstellung der Verfügbarkeit durch die Robustheit der Anwendung vorzusehen.

Damit intelligente Lösungen autark wirtschaftlich betrieben werden können, müssen Algorithmen entwickelt werden, über die frühzeitig, auf Grund der Qualität einer Übertragungsstrecke, Maßnahmen zur Sicherstellung einer Funktion zur Anwendung kommen.

Um diesen Weg beschreiten zu können, haben wir im Rahmen der Antragsphase, die Entwicklung eines Protokolls zur Abfrage von aktuellen Informationen aus den angeschlossenen Netzwerkprodukten (Switches, Router, Modems etc.) mit Hilfe des Protokolls SNMP (Simple Network Management Protocol) vorgesehen. Das Protokoll wurde entwickelt, um die genannten Komponenten von einer zentralen Stelle aus abfragen zu können. Mit Hilfe dieses Protokolls sind eine Überwachung, eine Fernsteuerung und eine Fernkonfiguration von einzelnen oder mehreren Netzwerkkomponenten möglich. Der Einsatz dieses Protokoll erfolgt heute vorwiegend an zentraler Stelle in einem Netzwerkmanagementsystem (NMS). Hierbei ist z. B. das Modem der Agent und die zentrale NMS Software der Manager. Bei unserer Lösung erfüllt die zentrale RTU (sBox) die Aufgabe eines NMS Systems. Das heißt, die Daten (Quality of Service Informationen) der angeschlossenen Netzwerkkomponenten stehen in Echtzeit der vor Ort laufenden Anwendung zur Verfügung. Somit können bei einer Störung der Kommunikationsverbindung vorher definierte dezentrale Programme aktiviert werden, die eine Unterbrechung z. B. einer Ladefunktion auf Grund von Kommunikationsstörungen vermeiden.

Die Entwicklung des Protokolls wurde im Rahmen des Forschungsprojektes abgeschlossen. Das Protokoll wurde inzwischen ins aktuelle Produktportfolio überführt und steht unseren Projektpartnern in den Forschungsprojekten, den Vertrieben und der Abwicklung unseres Hauses im Rahmen von Kundenprojekten zur Verfügung.

4.3.3 Auswahl und Anpassung der optimalen Kommunikationsinfrastruktur

Auf Basis des im TP4.2.3 beschriebenen Prozesses wurden von uns Funkgeräte der Fa. Welotec im Bereich 460MHz getestet und für den Einsatz in Pilotanwendungen freigegeben. Diese Geräte stellten zum damaligen Zeitpunkt eine Übertragungsbandbreite von 19k2 Bit/sec zur Verfügung. Auf Grund der geringen Bandbreite wurden von uns Einschränkungen, in Bezug auf Anzahl Geräte und Anzahl der verwendeten Protokolle (Dienste) definiert. Nach der Freigabe wurde das System in Pilotanwendungen mit unserer Technik erfolgreich eingesetzt.

Bei einer weiteren Untersuchung wurde ein neues Power Line System der Fa. Devolo, das sich noch in der Entwicklung befand, eingesetzt. Die ersten Ergebnisse der Überprüfung in einer Teststellung zeigten gute Ergebnisse. Bei der anschließenden Überprüfung in einer Pilotanwendung stellten sich Fehler heraus, die zur Zeit beseitigt werden.

Neben den beschriebenen Funk- und Powerline-Lösungen wurden im Rahmen des Forschungsprojektes auch Kabel gebundene digitale Datenübertragungseinrichtungen (DUE-Modems) der Fa. DigiComm, in Bezug auf ihren Einsatz in intelligenten Energienetzen, hin getestet. Die ausgewählten DUE Modems sind sowohl für den Einsatz in Steuerkabelnetzen (nicht öffentlichen privaten Netzen der Energieversorger) sowie auch in öffentlichen Netzen, z. B. der Telecom, in Verbindung mit einem DSL- Modem des Providers, einsetzbar. Neben dem beschriebenen Zugang können diese Geräte auch mit einem Funkmodem (redundante Kommunikationsverbindung über GPRS, UMTS oder LTE) ausgestattet werden. Auch diese Systemtechnik wurde auf Basis der in TP4.2.3 beschriebenen Abläufe getestet und für den Einsatz freigegeben.

Die beschriebenen Untersuchungsergebnisse im Rahmen des Forschungsprojektes haben gezeigt, dass für Intelligente Lösungen der Verteilnetzautomatisierung die richtige Auswahl des Kommunikationsgerätes und -verfahrens den wirtschaftlichen Erfolg bringen kann. Es hat sich aber auch gezeigt, dass eine Prüfung der Kommunikationstechnologie nur mehrstufig (Beschreibung, Testaufbau, Pilotanwendung und Bewertung der Abweichung zu den Mindestanforderungen) erfolgreich ist. In allen Fällen, in denen diese Schritte nicht konsequent umgesetzt wurden, kam es zu Problemen bei der Umsetzung in Pilot- und Kundenanwendungen, die Nachbesserungen erforderlich machten.

4.4 Teilprojekt 4 – Entwicklung von Location Based Services

Zentrale Voraussetzung für standortbezogene Dienste ist die aggregierte Bereitstellung von statischen und prozessbezogenen Daten. Für das Forschungsprojekt NEMo soll dies durch die iNES Energiewarte (iNES view als Leitwarte und iNES map als Messwarte) unter Berücksichtigung erweiterter Funktionalitäten realisiert werden. Die iNES Energiewarte ist teilweise ein WEB-Dienst und kann somit Visualisierungen verfügbarer Ladekapazitäten quasi „überall“ (z. B. Smartphone, Tablet, etc.) bereitstellen. Abbildung 13 zeigt als Ausgangsbasis der weiteren Betrachtungen noch einmal das Konzept der dezentralen Netzautomatisierung von Elektrofahrzeugen, den NEMo-Konfigurator.

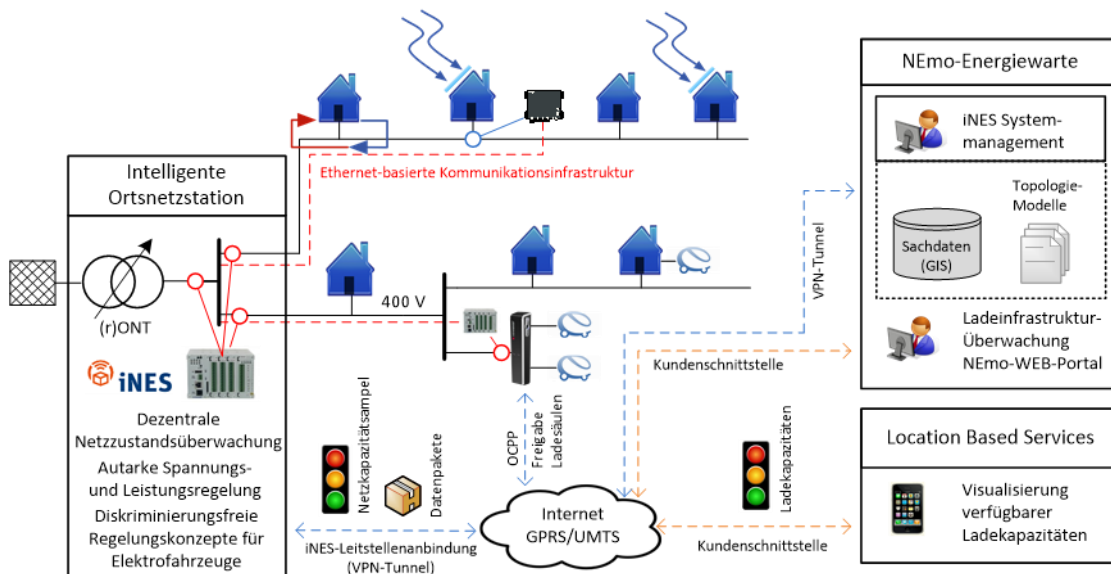


Abbildung 13: NEMo Konfigurator

4.4.1 Ermittlung und Ausleitung der zu visualisierenden Daten

Die Ladekapazität wird maßgeblich durch die Betriebsmittelkapazität in dem betreffenden Niederspannungsnetz bestimmt und mit Hilfe des NEMo Überwachungsalgorithmus ermittelt. Dabei ist stets vom aktuellen Netzzustand auszugehen. Eine Prognose findet aufgrund zu vieler unbestimmter Randparameter nicht statt, es sei denn die exakte Ladezeit und -kapazität eines Emobils ist bekannt und das Emobil befindet sich aktuell im Ladevorgang.

Konzept 1:

Zum Zeitpunkt der Antragstellung war eine direkte Kopplung zwischen Ladesäule und Leitwarte über das in vielen Ladesäulen implementierte OCPP-Protokoll angedacht (Konzept 1). Dies hatte zur Folge, dass neben dem iNES üblichen Durchgriff über die sBOX in das zu überwachende Netz und die damit zu überwachende Ladesäule ein zweiter Kommunikationskanal zur Ladesäule bestanden hätte (Abbildung 14).

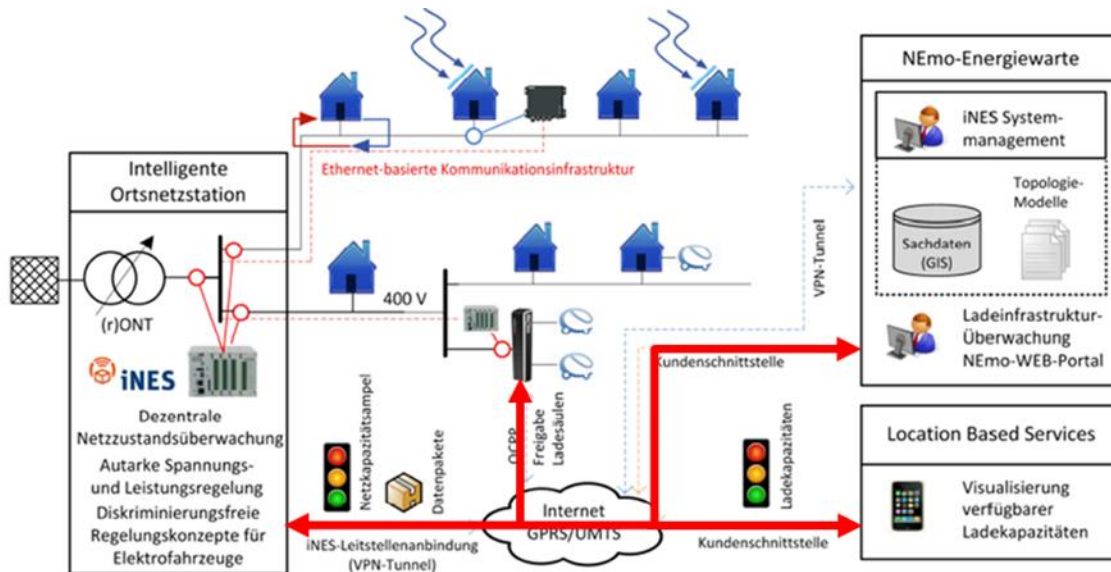


Abbildung 14: NEMo Konfigurator - Konzept 1

Der zu diesem Zeitpunkt von SAG und Mauell favorisierte Dienstleister für die NEMo Energiewarte und den Location Based Service favorisierte Dienstleister war nicht in der Lage den geforderten Funktionsumfang zu liefern.

Die Anforderungen an die Kommunikations- und Systeminfrastruktur mussten neu bewertet werden. Im Ergebnis führte die Alternativenrecherche zum Konzept 2, welches in Eigenleistung umgesetzt wurde.

Konzept 2:

Um die Ladesäulen optimal in die iNES Systemlösung integrieren zu können, war eine Kommunikation allein über die iNES Technik (sBOX) anzustreben. Als unmittelbare Folge war der zweite Kommunikationskanal über das OCPP-Protokoll obsolet, was den Prozessablauf des Datentransportes vereinfachte und somit eindeutiger gestaltete (Abbildung 15).

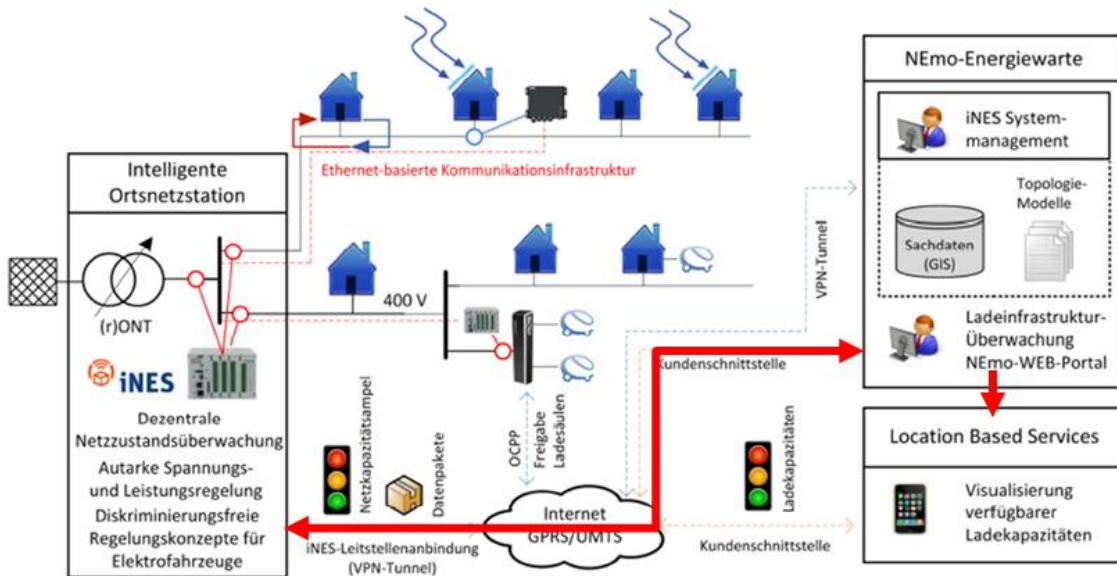


Abbildung 15: NEmo Konfigurator - Konzept 2

4.4.2 Entwicklung einer Portalumgebung zur Visualisierung der Lade- und Netzkapazitäten

Die iNES Energiewarte besteht grundsätzlich aus zwei Anwendungen. Einer leittechnischen Systemsoftware und einem webbasierten Geoinformationssystem (iNESmap, Abbildung 16). Letzteres stellt die Portalumgebung / Schnittstelle zum Letztverbraucher / Kunden dar und ist damit prädestiniert für die Visualisierung der Lade- und Netzkapazitäten. Die Kapazitäten der betreffenden Netzgebiete können somit georeferenziert angezeigt werden und in einem weiteren Schritt über eine Schnittstelle oder direkt auf einem mobilen Endgerät angezeigt werden.

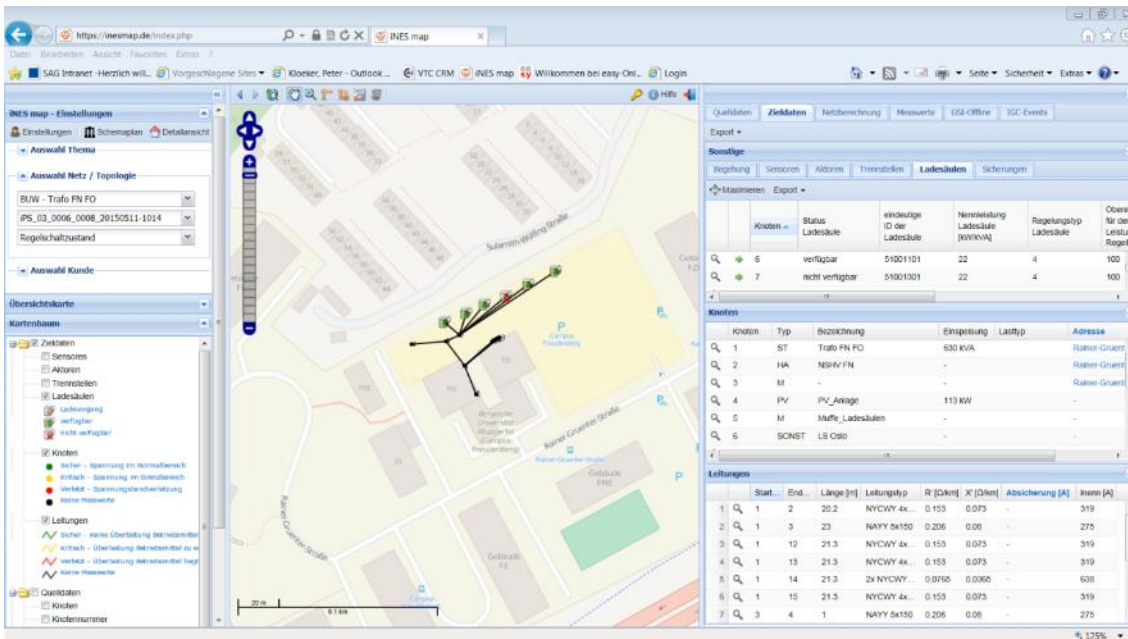


Abbildung 16: iNES map – Lade und Netzkapazitäten

Hierzu wurde eine neue Eingabemaske, die Fahrzeug- und Ladesäulenspezifisch aufgerufen werden kann, in die Webanwendung integriert. Die für den Nutzer relevanten Daten werden so teilweise aus der Webanwendung heraus bereitgestellt und anschließend um seine eigenen Anforderungen zum Aufladen des Fahrzeugs ergänzt. Dieses Vorgehen ist zurzeit notwendig, da sowohl Fahrzeughersteller als auch Ladesäulenhersteller nicht ausreichend Daten zur Steuerung des Ladevorgangs bereitstellen. Abbildung 17 und Abbildung 18 zeigen die Eingabemaske vor und während des Ladevorgangs.



Abbildung 17: iNES map – Eingabemaske vor dem Ladevorgang

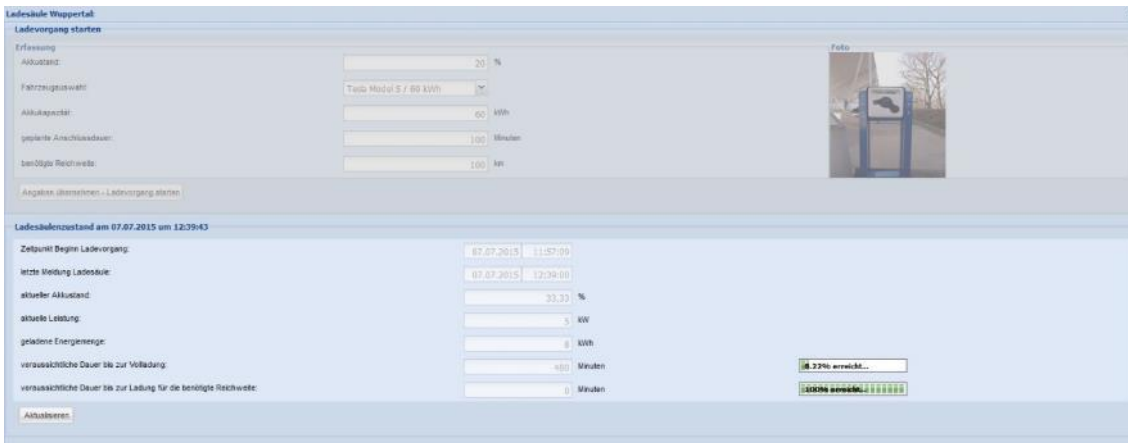


Abbildung 18: iNES map – Eingabemaske während des Ladevorganges

4.4.3 Bereitstellung der entsprechenden Schnittstellen für Location Based Services

Wie bereits unter 4.4.2 beschrieben besteht die iNES Energiewarte grundsätzlich aus zwei Anwendungen. Die leittechnischen Systemsoftware (iNES view, Abbildung 19) dient zur Online-Visualisierung der Netz- und Ladekapazitäten. iNES view stellt damit die netzseitige Schnittstelle für iNES map dar. Grundsätzlich kann hierüber auch eine Steuerung des Netzes aus der Ferne erfolgen. Allerdings sollte das nur in den Fällen erfolgen, in denen die dezentrale Steuerung durch iNES / NEMO nicht ausreichend ist.

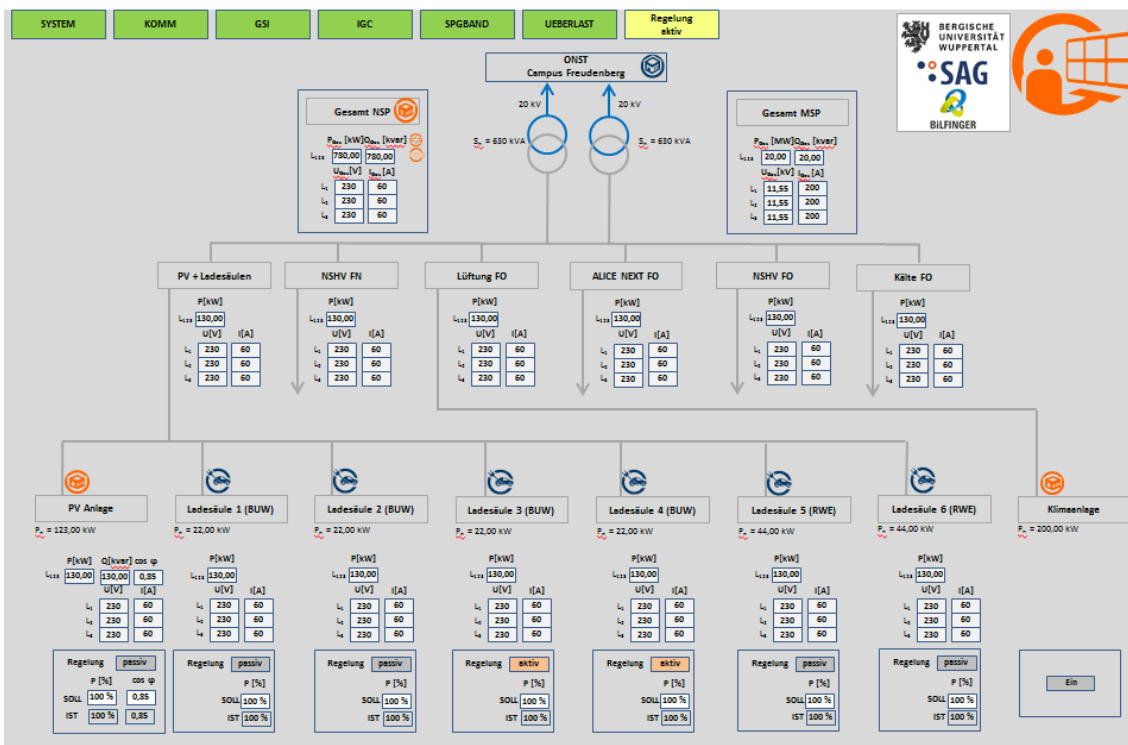


Abbildung 19: iNES view – Schemaplan Testnetz „Campus Freudenberg“

4.4.4 Entwicklung einer ortsbezogenen Anwendung für mobile Endgeräte zur Visualisierung verfügbarer Ladekapazitäten

In den beiden vorgestellten Abschnitten wurde die kunden- bzw. netzseitige Schnittstelle (iNES map bzw. iNES view) der NEMO Energiewarte skizziert. Die automatisierte Kopplung der beiden Anwendungen über einen neu entwickelten OPC-Client vervollständigt die Energiewarte und gewährleistet die Durchgängigkeit des automatisierten Ladevorgangs. Abbildung 20 zeigt die IT-Architektur gemäß Konzept 2.

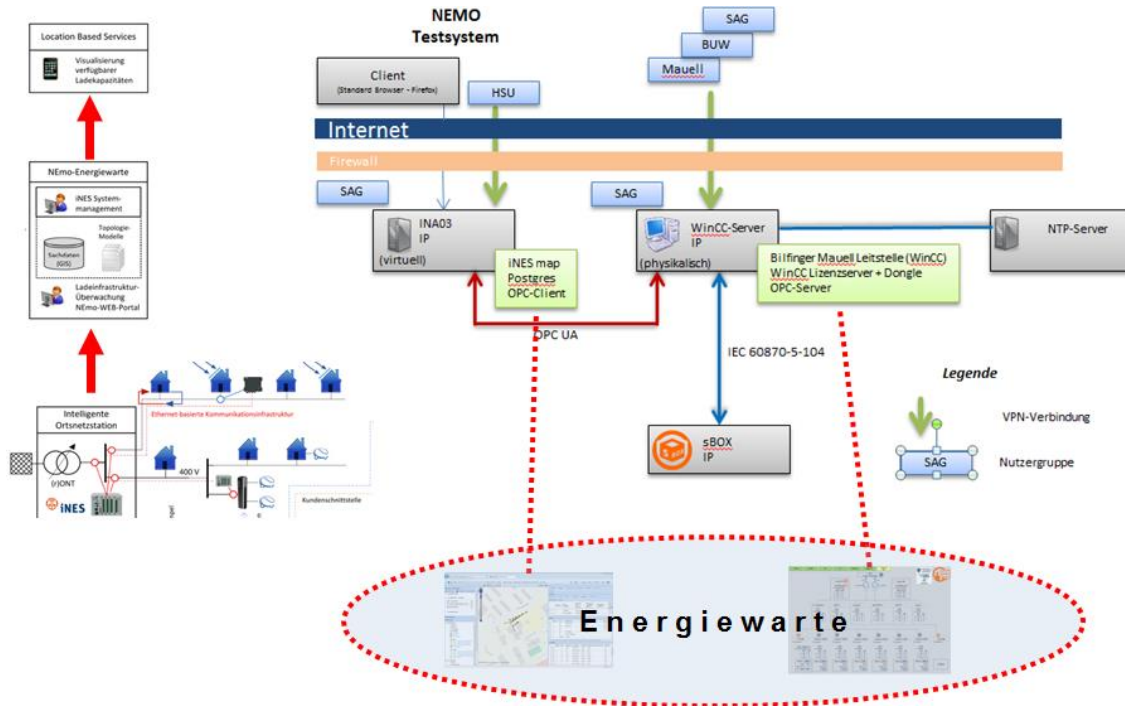


Abbildung 20: IT – Architektur Konzept 2

4.5 Teilprojekt 5 – Datenaufbereitung der Testnetze

Anhand der Abbildung 21 wird die durch das TP 5 beschriebene Aufgabe „Datenaufbereitung der Testnetze“ für die SAG im Zusammenwirken mit dem Gesamtsystem verdeutlicht. Der betreffende Bereich ist mit einem Kreis kenntlich gemacht.

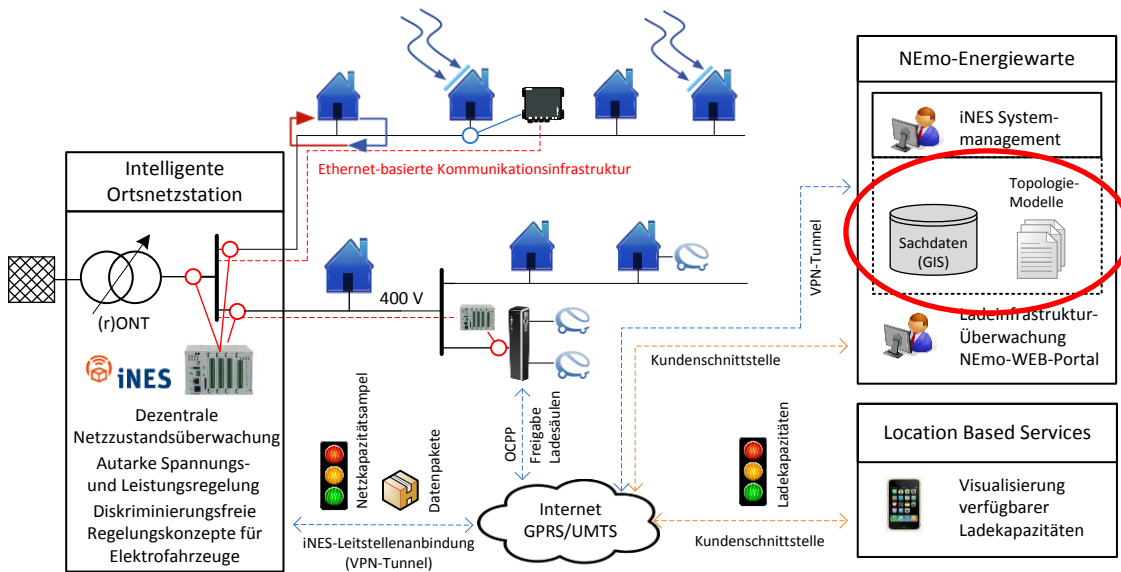


Abbildung 21: NEmo-Konfigurator – Sachdaten und Topologie-Modelle

4.5.1 Analyse Quellsystem und Aufbereitung Quelldatenstruktur

Für die Verprobung der Forschungsergebnisse standen zunächst drei Testnetze in der Niederspannungsebene zur Auswahl, von denen zwei letztendlich ausgewählt werden sollten. Testnetz eins und zwei („Hipkendahl“ und „Am Wolfshahn“) liegen im Versorgungsgebiet der Wuppertaler Stadtwerke Netz GmbH (WSW Netz) während das dritte Netzgebiet („Campus Freudenberg“) sich auf dem Gelände der BUW befindet.

In diesen Netzgebieten sollte die Überwachungs- und Steuerungszintelligenz für Ladesäulen und daran angeschlossene Elektrofahrzeuge sowie PV-Anlagen installiert und umfangreiche Messwerte zur Analyse von Verbrauchsverhalten und deren Auswirkungen auf die Niederspannungsnetze generiert werden.

Dies setzt die exakte Kenntnis der Netztopologie im benannten Bereich voraus. Das heißt es werden exakte Informationen (z.B. Material- und Längenangaben bzw. Leistungsdaten) über die verbauten Betriebsmittel (i. W. Leitungen und Transformatoren) benötigt.

Im Folgenden werden die Testnetze kurz dargestellt und auf die Herkunft der Quelldaten eingegangen. Darüber hinaus haben wir in den Abbildungen (Abbildung 22, Abbildung 23, Abbildung 24) exemplarisch der diesem TP zu Grunde liegende Gesamtprozess veranschaulicht.

Testnetz „Hipkendahl“:

Das Testnetz „Hipkendahl“ befindet sich in einem eher ländlich geprägten Gebiete des Versorgungsnetzes der WSW mit hohem Freileitungsanteil. Die Durchdringung mit PV-Anlagen und Ladesäulen ist als durchschnittlich zu bezeichnen.

Wie die meisten Betreiber von öffentlichen Stromversorgungsnetzen pflegen auch die WSW Netz Ihren Betriebsmittelbestand für ihr Nieder- und Mittelspannungsnetz in einem digitalisierten (EDV gestützten) Geoinformationssystem (GIS) (Abbildung 22). Hier werden darüber hinaus sowohl die Netzeinspeisungen als auch die Lastabnahme der Haushalte und Ladeinfrastrukturen laufend nachgehalten.

Die aus dem GIS der WSW Netz extrahierten Daten für das betroffenen Netzgebiet wurde dann einer Software (GBOS, SAG Eigenentwicklung) zur Aufbereitung zur Verfügung gestellt. Dabei verbrot der GBOS mit Hilfe einer Netzverfolgung die ausgeleiteten Daten auf ein sauberes Knoten- und Kantenmodell. Diese Qualitätssicherung ist in eine Visualisierungssoftware (iNES map) eingebunden (Abbildung 23).

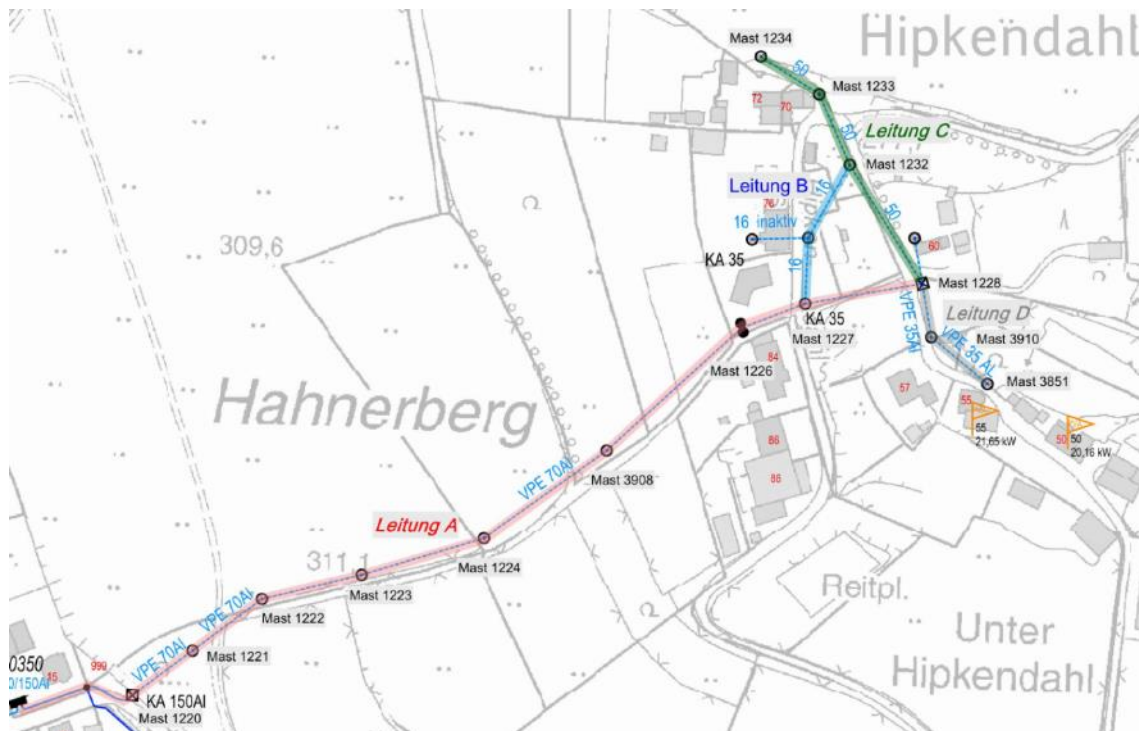


Abbildung 22: Testnetz „Hipkendahl“ (Quelldaten, GIS Original)

Testnetz „Am Wolfshahn“:

Das Testnetz „Am Wolfshahn“ befindet sich in einem eher urban geprägten Gebiete des Versorgungsnetzes der WSW mit fast ausschließlicher Wohnbebauung ohne Freileitungen.

Die Durchdringung mit PV-Anlagen ist als durchschnittlich zu bezeichnen. Ladesäulen fehlen in diesem Netzgebiet gänzlich.

Die topologische Netzdatenhaltung erfolgt hier in gleicher Weise wie es für das Testnetz „Hipkendahl“ beschrieben wurde. Auch die Ausleitung der relevanten Daten erfolgt auf demselben Weg.

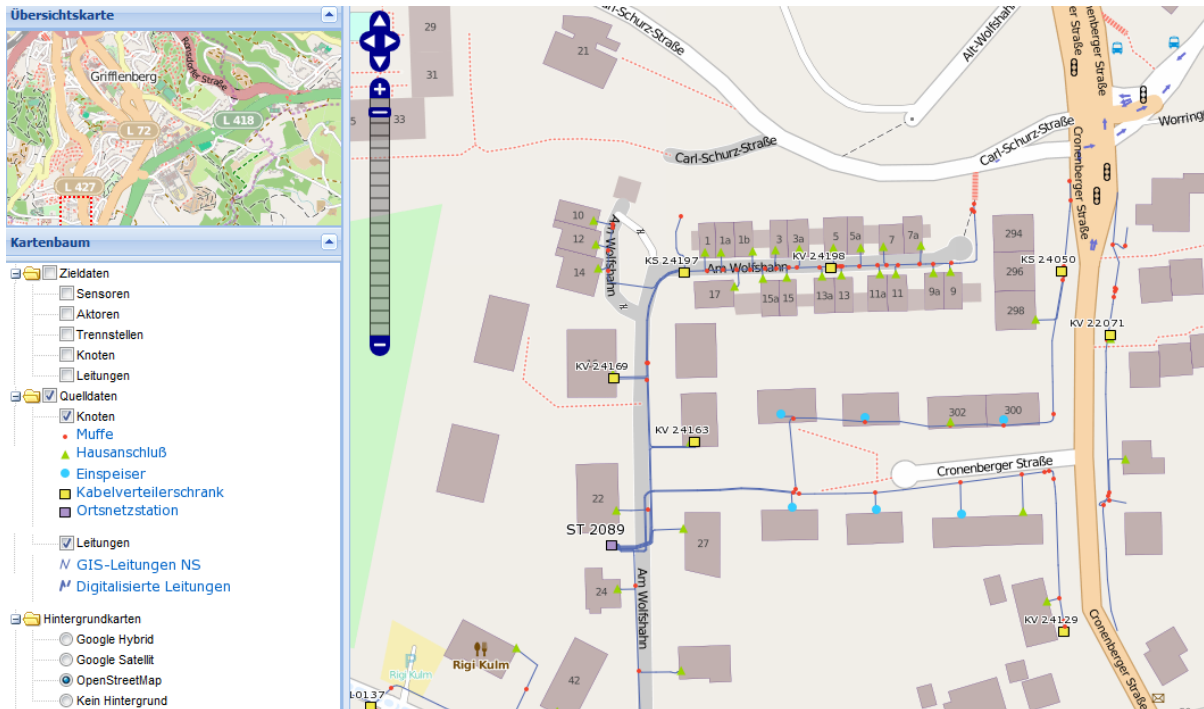


Abbildung 23: Testnetz „Am Wolfshahn“ (Quelldaten, aufbereitet)

Das Testnetz „Am Wolfshahn“ wurde u. a. aufgrund offener Fragestellungen zum sinnvollen Aufbau der Ladesäulen und der für das Projekt interessanteren Charakteristik des Netzgebietes „Hipkendahl“ nicht für den weiteren Projektverlauf ausgewählt.

Testnetz „Campus Freudenberg“:

Das Testnetz „Campus Freudenberg“ befindet sich auf dem Gelände Bergischen Universität Wuppertal (BUW). Das Areal ist ein ehemaliges Kasernengelände ohne Freileitungen und ist somit nicht Bestandteil des öffentlichen Versorgungsnetzes der WSW. Die Durchdringung mit PV-Anlagen und Ladesäulen ist als hoch zu bezeichnen.

Die Pflege der Betriebsmittel-Sachdaten des BUW Netzgebietes erfolgt im Wesentlichen nicht EDV gestützt. Hier waren Papierkarten die Basis für eine manuelle Datenaufnahme. Fehlende Sachdaten mussten teilweise durch geeignete Schätzungen ergänzt werden. Anschließend wurden auch diese Daten dem bereits beschriebenen Prozess zur Qualitätssicherung zugeführt (s. Screenshot).

Insgesamt muss betont werden, dass sowohl ein in sich konsistentes Export von Netztopologiedaten aus den GIS-Systemen als auch eine hohe Datenqualität zwingend notwendig ist, um die Testnetze gezielt und exakt überwachen und steuern zu können. Wesentliche Kriterien der Datenqualität sind z.B. vollständig gepflegte Sachdaten zu einzelnen Betriebsmitteln. Insbesondere Leitungslängen und Querschnitte bzw. Impedanzwerte, sowie topologisch und logisch korrekt erfasste Daten des Netzes sind hier von enormer Wichtigkeit.

4.5.2 Ausleitung der statischen Netzparameter

Das aufbereitete Knoten- und Kantenmodell beschreibt zwar das betreffende Netzgebiet elektrotechnisch korrekt, enthält aber teilweise redundante oder auch elektrotechnisch nicht relevante Informationen. Beispielsweise enthalten die GIS Quelldaten meistens georeferenzierte Informationen, um Baumaßnahmen zu unterstützen. Da diese zusätzlichen Informationen die Rechenzeit der Automatisierungshardware negativ beeinflussen, findet eine entsprechende Bereinigung (Generalisierung) der aufbereiteten GIS-Daten statt, so dass letztlich ein elektrotechnisch relevantes Netzabbild erzeugt wird. Abbildung 24 zeigt beispielhaft das durch Aufbereitung der Netzdaten erzeugte, elektrotechnisch relevante Netzabbild des Testnetzes „Campusnetz“.

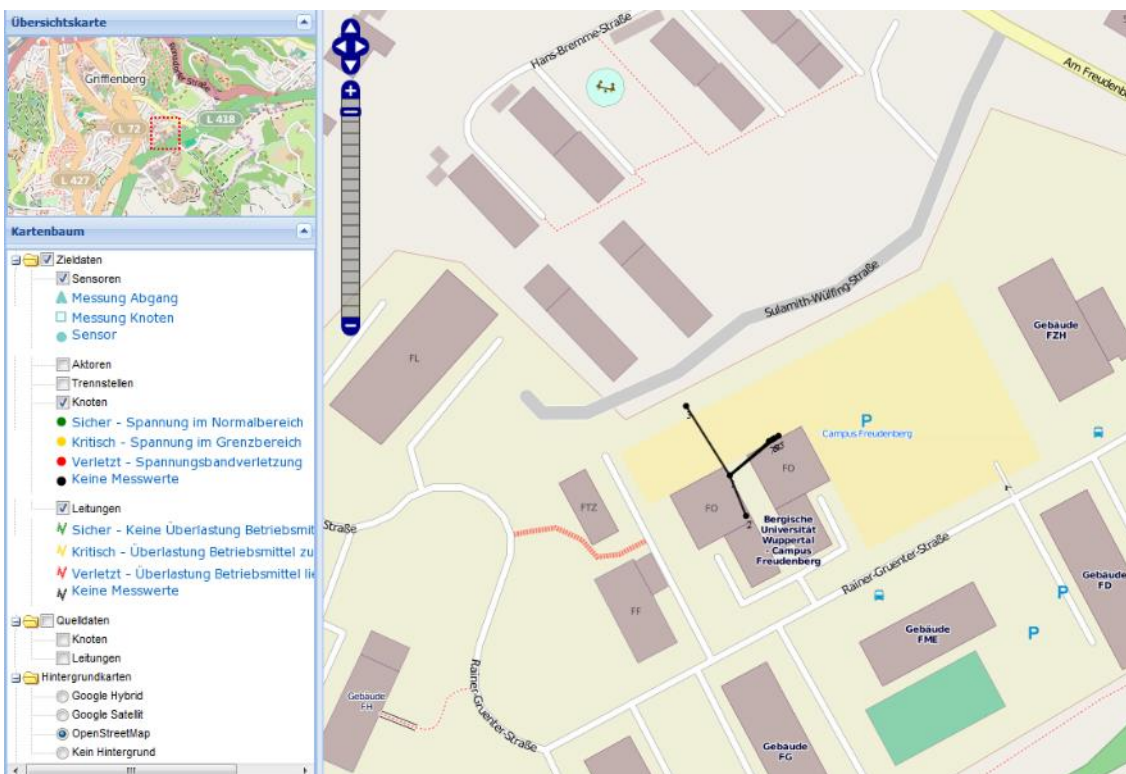


Abbildung 24: Testnetz „Campus Freudenberg“ (Zieldaten nach Generalisierung)

Anhand der generalisierten Zieldaten wurde in iNES map eine erste grobe Messpunktpositionierung zur vollständigen elektrotechnischen Beschreibung der Testnetze

vorgenommen. So ist es möglich die mit nur wenigen Messpunkten, Spannung und Strom an allen Knoten und auf jedem Zweig unter Berücksichtigung einer Fehlertoleranz abschätzen zu können. Eine zwingende Voraussetzung zur Identifikation von Spannungsbandverletzungen sowie Betriebsmittelüberlast und der daraus resultierenden automatisierten Ableitung von Handlungsempfehlungen. Die Zieldaten werden dann in einem letzten Schritt so weiterverarbeitet, dass sie nun der Automatisierungshardware zur Verfügung gestellt werden können. Dieser letzte Schritt erfolgt erst mit dem Ausbringen der Automatisierungshardware in die Testnetze.

4.6 Teilprojekt 6 – Konfiguration der Testnetze und Anlagenaufbereitung

Für die Verprobung der Forschungsergebnisse standen wie bereits beschrieben zunächst insgesamt die drei Testnetze „Hipkendahl“, „Am Wolfshahn“ und „Campus Freudenberg“ zur Verfügung. Nach der „Ist-Stand-Aufnahme der Testnetze“ unter Punkt 4.6.1 wurde das das Testnetz „Am Wolfshahn“ u. a. aufgrund offener rechtlicher Fragestellungen zum Aufbau der Ladesäulen als ungeeignet bewertet und stand daher für den weiteren Projektverlauf nicht mehr zur Verfügung.

4.6.1 Ist-Stand-Aufnahme der Testnetze

Zur Ist-Stand-Aufnahme der Testnetze dienen einerseits die Ergebnisse aus 4.5 vor allem aber eine Begehung zur Aufnahme der realen Begebenheiten vor Ort. Ziel war es hier mögliche Installations- und Betriebshemmnissen zu identifizieren und zu dokumentieren. Dabei wurden im Wesentlichen folgende Aspekt berücksichtigt:

- Aufnahme der Stationen und der Umweltbedingungen
- Sichtung der vorhandenen Dokumentation
- Feldstärkemessung
- Schnittstellendefinition zu anderen Komponenten
- Anschaltmöglichkeiten für Spannungsversorgung und Warnmeldungen
- Definition der Übertragungstechnik

Die Charakteristika der Testnetze sind im Folgenden kurz skizziert:

Testnetz „Hipkendahl“:

Das Testnetz befindet sich in einem Netz der öffentlichen Versorgung mit landwirtschaftlicher Bebauung und Wohnbebauung aus Ein- Zweifamilienhäusern. Das Netz wird von der WSW Netz betrieben. Das Netzgebiet wird über eine Freileitung aus einer Maststation versorgt. Im Testgebiet sind diverse PV-Anlagen und eine Ladestation installiert.

Testnetz „Am Wolfshahn“

Das Testnetz befindet sich in einem Netz der öffentlichen Versorgung mit Wohnbebauung aus Ein- und Mehrfamilienhäusern. Das Netz wird von der WSW Netz betrieben. Die Ortsnetzstation, die zur Aufnahme elementarer Bestandteile der Automatisierungstechnik dient, befindet sich auf einem Privatgrundstück. Im Testgebiet sind diverse PV-Anlagen installiert, allerdings fehlt noch mindestens eine Ladesäule für Elektrofahrzeuge. Es wurde geprüft, ob eine Aufstellung der Ladesäule in unmittelbarer Nähe zur Ortsnetzstation aus rechtlicher Sicht möglich ist. Hierzu wurde versucht Kontakt zum Grundstückseigner, auf dessen Grundstück sich die Ortsnetzstation befindet, herzustellen. Das Gesamtprozedere wurde insgesamt als zu ungeeignet bewertet und stand daher für den weiteren Projektverlauf nicht mehr zur Verfügung.

Testnetz „Campus Freudenberg“

Das Testnetz befindet auf dem Gelände der Bergischen Universität Wuppertal (BUW) und ist somit nicht Teil des öffentlichen Versorgungsnetzes. Netzbetreiben ist hier die BUW selbst. Das zu untersuchende Testnetz dient im Wesentlichen zur Versorgung von Wirtschaftsgebäuden der BUW sowie einer BUW eigenen PV-Anlage und Ladesäulen für Elektrofahrzeuge. In den Wirtschaftsgebäuden der BUW befindet sich u.a. ein Großrechner, dessen Kühlsystem in die Steuerung der Automatisierungstechnik mit einbezogen werden soll. Die Aufstellung von PV-Anlage und Ladesäule wurde während des Projektverlaufes vorgenommen.

4.6.2 Planung des Soll-Zustands der Testnetze

Für die beiden verbleibenden Testnetze „Hipkendahl“ und „Campus Freudenberg“ wurden mithilfe des automatisierten Optimierungsalgorithmus die Anzahl und die Position der notwendigen Sensoren und Aktoren je Testnetz ermittelt. Auf der Grundlage des festgelegten Soll-Zustands der Mess- und Steuerungstopologie wurden als Ergebnis der Planung des Soll-Zustands die jeweiligen Konfiguratoren der Testnetze erstellt, die u.a. die Zusammenstellung der Systemkomponenten und die Projektierung der Kommunikationsinfrastruktur darstellen.

Abbildungen 7 und 8 zeigen die Konfiguratoren der beiden Testnetze „Hipkendahl“ und „Campus Freudenberg“

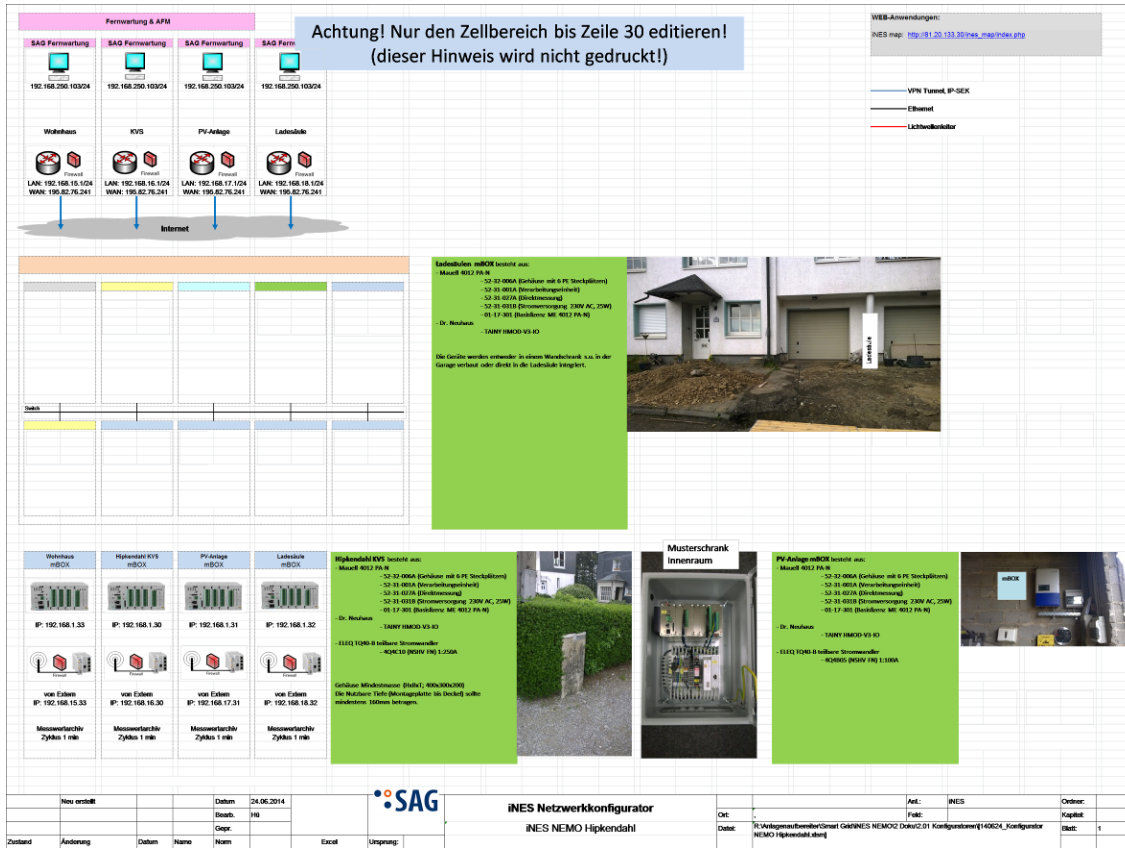


Abbildung 25: Konfigurator Testnetz "Hipkendahl"

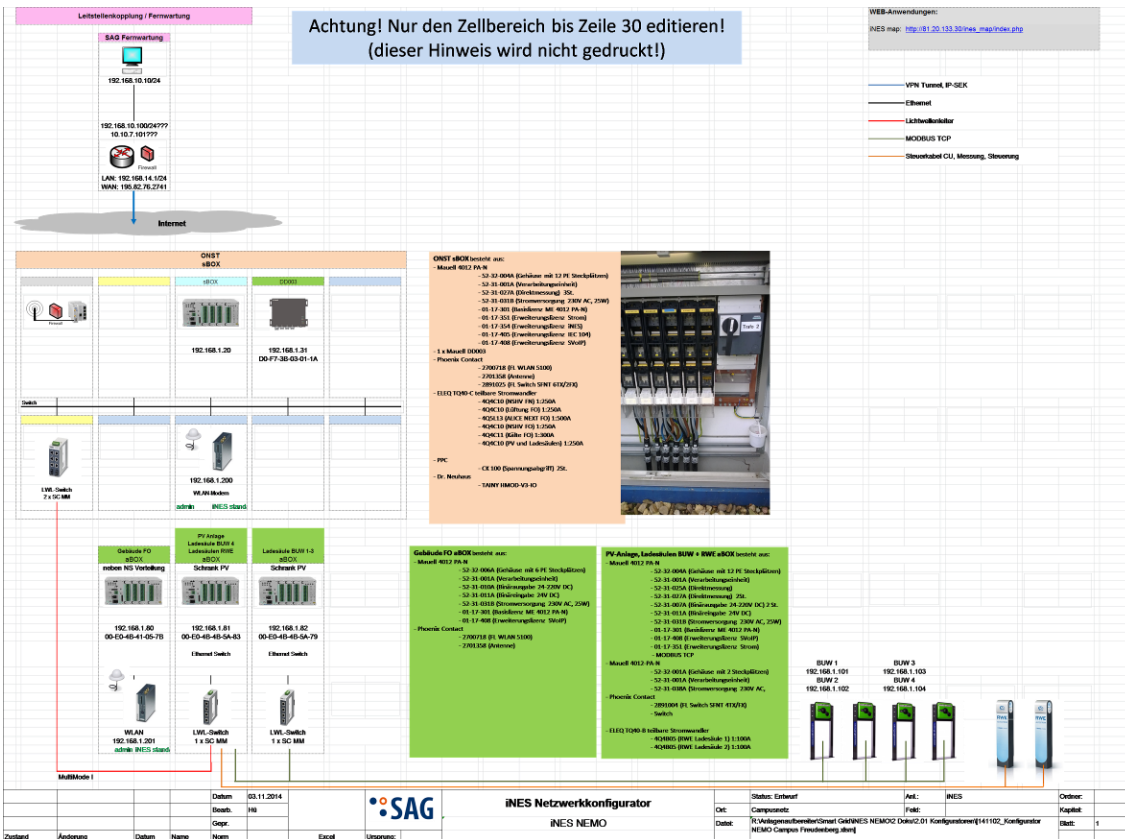


Abbildung 26: Konfigurator Testnetz "Campus Freudenberg"

4.6.3 Umsetzung des Soll-Zustands der Testnetze

Auf Basis der projektierten Testnetze erfolgte zunächst die Fertigung aller Komponenten am SAG Standort Oberhausen. Anschließend wurden die Komponenten parametrisiert und in einer Laborumgebung einer Werksvorprüfung unterzogen.

Testnetz „Hipkendahl“:

Das Gesamtsystem wurde in Zusammenarbeit mit dem Netzbetreiber des Testnetzes (WSW Netz) in der Ortsnetzstation, den Kabelverteilerschränken sowie an den Ladesäulen und dezentralen Erzeugungsanlagen verbaut. Anschließend wurde das System in Betrieb genommen, einer Funktionsprüfung unterzogen und schließlich für die Durchführung der Feldtests bereitgestellt.

Testnetz „Campus Freudenberg“:

Das Gesamtsystem wurde in Zusammenarbeit mit dem Facility Management der BUW in der Ortsnetzstation, dem Kabelverteilerschrank sowie an den Ladesäulen und der PV-Anlage verbaut. Anschließend wurde das System in Betrieb genommen, einer Funktionsprüfung unterzogen und schließlich für die Durchführung der Feldtests bereitgestellt.

4.6.4 Bereitstellung Projektinfrastruktur (zentrale Komponenten)

Zentrale Komponenten der Projektinfrastruktur für das Projekt NEMO sind die beiden Anwendungen der Energiewerte, iNE map und iNES view.

Die Web-basierte Anwendung iNES map wurde auf einem SAG eigenen Server bereitgestellt. Ein ausgefeiltes Recht- und Rollenkonzept reglementierte den Zugang aus dem Internet.

Die leittechnische Systemsoftware iNES view wurde auf einem Stand-Alone-System installiert, so dass der Zugriff systembedingt auf einzelne Projektmitarbeiter beschränkt war. Dies entspricht grundsätzlich der Netzbetriebsführungsphilosophie der Versorgungsnetzbetreiber.

Die Verbindung von iNES view zur sBOX wurde über UMTS-Funk und das leittechnische Standard-Protokoll IEC 60870-5-104 hergestellt.

4.7 Teilprojekt 7 – Durchführung der Feldversuche

Teilprojekt 7 dient der realen Validierung der Funktionsfähigkeit des Automatisierungssystems und der Analyse der elektrofahrzeugbedingten Auswirkungen auf das elektrische Netz. Zu diesem Zweck wurde ein öffentliches Netz im Versorgungsgebiet der Wuppertaler Stadtwerke und ein Teil des den Campus Freudenberg der Bergischen Universität Wuppertal speisenden Campusnetzes mit Automatisierungshardware ausgestattet, die fahrzeugbedingten Auswirkungen in diesen untersucht und das im Falle einer Grenzwertverletzung notwendige konzeptgemäße automatische Eingreifen des Systems überprüft.

4.7.1 Validierung der Berechnungsergebnisse mit realen Prozessdaten

Die im Feld gewonnenen Daten wurden umfangreich mit nachgelagerten Offline-Leistungsflussberechnungen verglichen. Dabei stellte sich heraus, dass der Berechnungsalgorithmus bei der Stromberechnung (insbesondere bei geringen Leitungslängen und damit geringen Impedanzen) anfällig auf Messfehler der verbauten Sensoren reagierte. Der Berechnungsalgorithmus wurde daraufhin dahingehend angepasst, dass auch für die Berechnungen der Ströme eine hinreichend große Messfehlertoleranz erreicht werden konnte. Auf diese Weise wurde sichergestellt, dass die interne Leistungsflussberechnung des Automatisierungssystems durchgehend ein ausreichend genaues Abbild der tatsächlichen Lastflüsse im Netz widerspiegelt.

4.7.2 Analyse der Auswirkungen der Elektromobilität auf die Netzauslastung

Die im Feldtest erhobenen Daten zeigen, dass die Netzauswirkungen der Elektromobilität stark von den vorhandenen Netzstrukturen abhängen. Während ein einzelner Ladevorgang eines Elektrofahrzeuges die Spannung im Campusnetz auf Grund der relativ kurzen Leitungen nur unwesentlich beeinflusst, führt dieser im öffentlichen Testnetz bereits zu einem Spannungsabfall von etwa 10 V je Phase, wie Abbildung 27 zeigt.

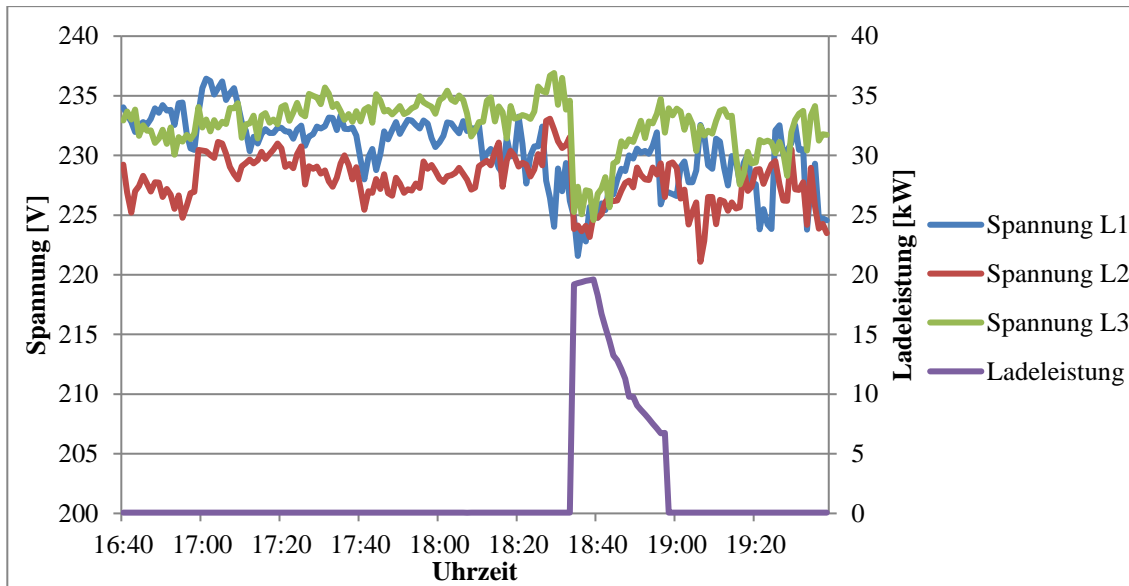


Abbildung 27: Auswirkungen einer Fahrzeugladung auf den Spannungsverlauf im öffentlichen Testnetz

Im Gegensatz dazu führen mehrere gleichzeitig ablaufende Ladeprozesse in Netzen mit kurzen Leitungslängen wie dem Campusnetz zwar nicht zu Spannungsbandverletzungen, jedoch zu Betriebsmittelüberlastungen des speisenden Anschlusskabels.

Wie stark die Netzauslastungen letztendlich sind, hängt zum großen Teil von der Elektrofahrzeugdurchdringung und den Gleichzeitigkeitsfaktoren der Ladevorgänge ab. Die Simulationsergebnisse zeigten hierbei, dass erste flächendeckende Netzauswirkungen etwa ab einer Elektrofahrzeugdurchdringung von 20% zu erwarten sind.

4.7.3 Erprobung der unterschiedlichen, neuartigen Algorithmen

Die ordnungsgemäße Funktion des Systems und insbesondere der in Kapitel 4.2.3 vorgestellten Ladekonzepte wurde im Campusnetz validiert. Der zulässige thermische Grenzstrom des die Ladesäulen und die PV-Anlage speisenden Kabels wurde dafür mit 100 A angenommen. Dieser Grenzstrom wurde sowohl im Falle einer hohen Einspeisung der PV-Anlage ohne gleichzeitige Fahrzeugladung als auch im Falle einer hohen Ladeleistung ohne entsprechende PV-Einspeisung überschritten. Sobald die Lastflussberechnung eine Überschreitung des Grenzwertes feststellen konnte, wurden je nach gewähltem Ladekonzept entsprechende Steuerungsbefehle an die Aktorik abgesetzt.

Abbildung 28 zeigt den Stromverlauf über das Ladesäulenanschlusskabel am ersten Testtag.

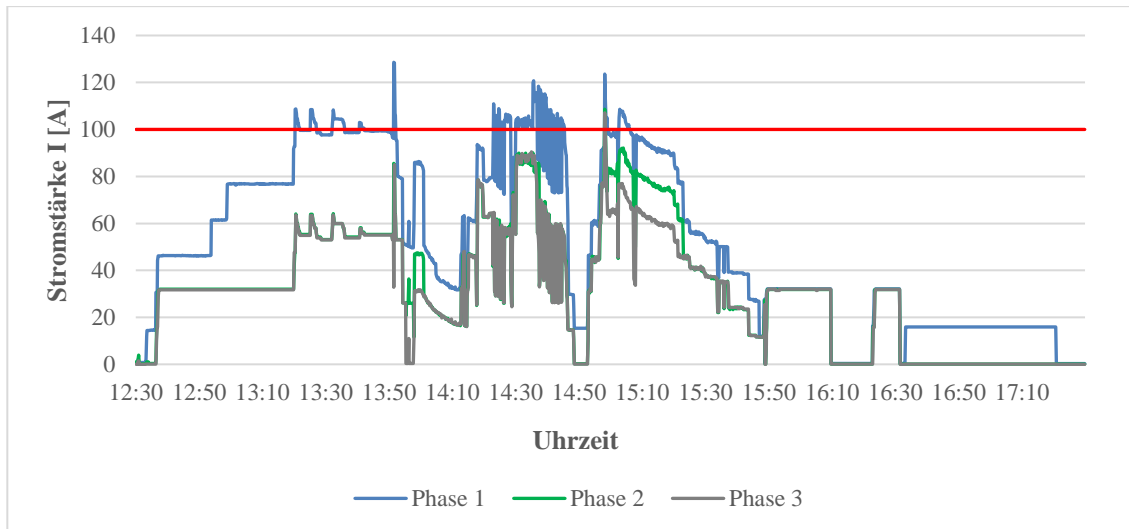


Abbildung 28: Stromverlauf über dem Ladesäulenanschlusskabel am ersten Testtag

Die Abbildung zeigt prinzipiell drei wesentliche Erkenntnisse:

- Das Automatisierungssystem erkennt und behebt die Zustandsverletzung (in den ersten Tests wurden zur Reduzierung der Regelbefehle kurzzeitige Überlastungen toleriert, da diese auf Grund der großen thermischen Masse unkritisch sind)
- Die Netzbelastung ist sehr asymmetrisch
- Es gibt ein stark schwingendes Leistungsbezugsverhalten im Bereich zwischen 14:10 und 14:50 Uhr

Die Asymmetrie ist darauf zurückzuführen, dass einphasig ladende Fahrzeuge bevorzugt die erste Phase nutzen. Da es unwahrscheinlich erscheint, dass die Fahrzeughersteller dieses Verhalten in nächster Zeit verändern werden, müssen die Ladesäulenhersteller bzw. die Monteure zukünftig unbedingt auf eine zufällige Phasenverteilung achten.

Das schwingende Leistungsbezugsverhalten wird durch die Mindestladeleistung einiger Fahrzeugtypen hervorgerufen. Sofern die zulässige Ladeleistung unter den minimal zulässigen Wert sinkt, stoppt der Ladevorgang, startet direkt danach allerdings wieder. Kurzfristige Abhilfe für dieses Verhalten kann durch die Eingabe einer individuellen Mindestladeleistung je Fahrzeug in das Automatisierungssystem geschaffen werden, langfristig sollten die Hersteller allerdings angehalten werden, dieses Verhalten zu ändern.

Im weiteren Testverlauf wurde die erwähnte Parametrierung der Mindestladeleistung ermöglicht, sowie die tolerierbare Überlastungszeit reduziert. Auf diese Weise wurde ein stabileres Verhalten und eine bessere Annäherung an die zulässige Übertragungskapazität erreicht. Abbildung 29 zeigt den Stromverlauf (nur Phase 1) über das identische Kabel an einem späteren Testtag.

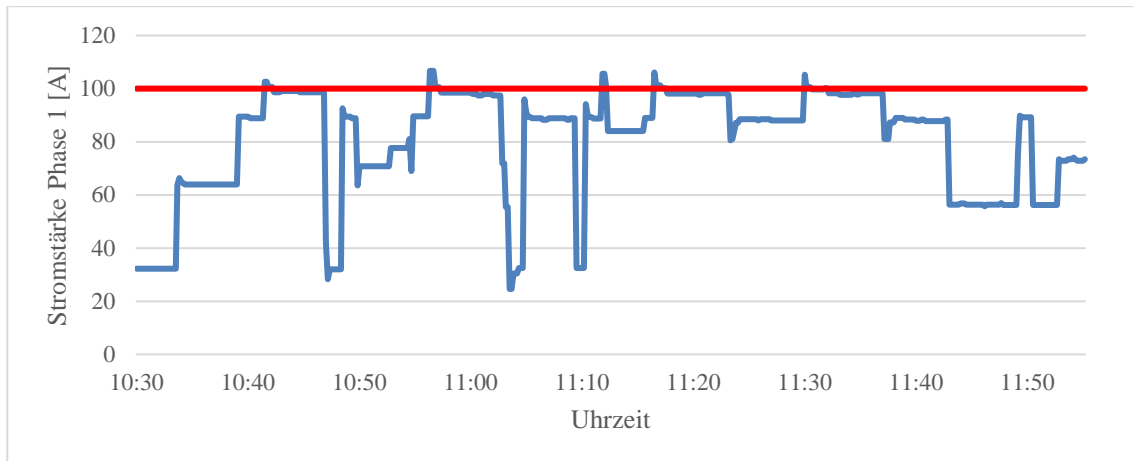


Abbildung 29: Stromverlauf (L1) über dem Ladesäulenanschlusskabel an einem späteren Testtag

Unter diesen Voraussetzungen wurde die ordnungsgemäße Funktion der einzelnen Ladeverfahren überprüft. Dabei konnte der konzeptgemäße Ablauf jedes Verfahrens validiert werden.

4.7.4 Analyse der Effekte auf das Zusammenspiel mit regenerativen Einspeisern

Im öffentlichen Netzgebiet lag der Großteil der Ladevorgänge im für Berufspendler typischen Zeitraum zwischen 16.30 Uhr und 21.00 Uhr, wie Abbildung 30 zeigt. Es fanden somit kaum Ladevorgänge zu Zeiten einer hohen PV-Einspeisung, also zur Mittagszeit, statt.

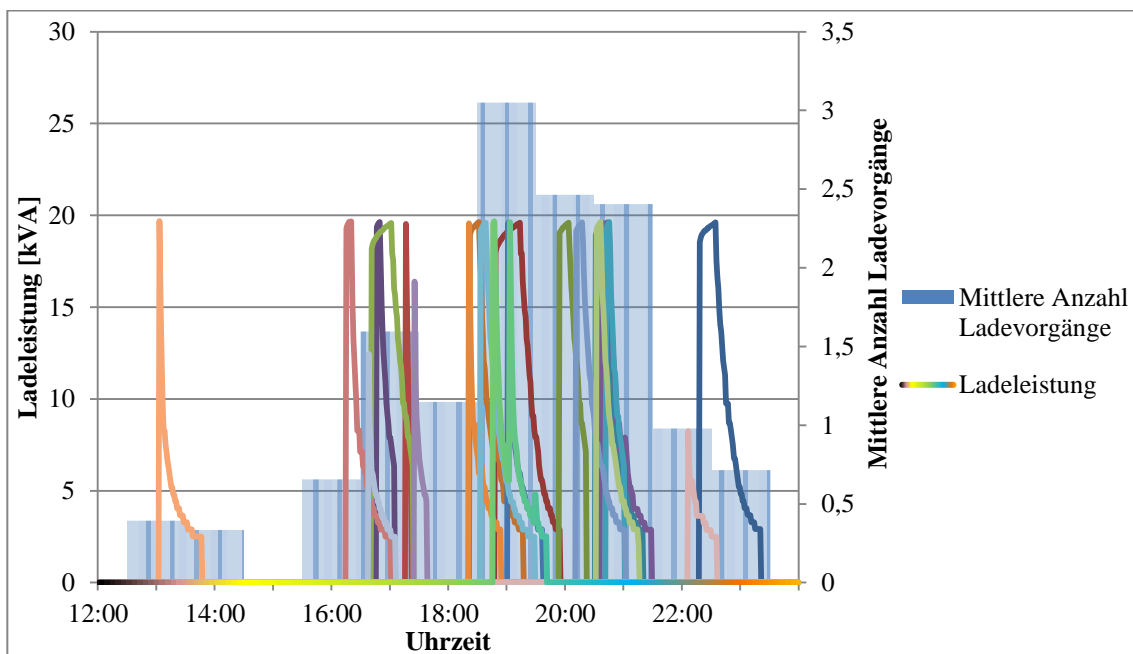


Abbildung 30: Ladezeiträume im öffentlichen Testnetz im Oktober 2014

Die aufgezeigte reine „Berufspendlerstruktur“ des öffentlichen Testnetzes ist jedoch unter Berücksichtigung der Eigenart des Netzes selbst (Wohngebiet) und der mit einem Elektrofahrzeug ausgestatteten Bewohner (Vollzeitbeschäftigte mit geregelten Arbeitszeiten) zu bewerten. Sofern Elektrofahrzeuge zukünftig für ein ähnliches Einsatzspektrum wie

konventionelle Fahrzeuge genutzt werden, dürften sich die Ladezeiträume deutlich verändern. Um eine Aussage über die zukünftigen Ladezeiträume zu treffen, wurde daher eine Simulation auf Basis der Mobilitätsstudie 2008 durchgeführt. Aus dieser wurde ersichtlich, dass die Anzahl der Ladevorgänge in den Abendstunden zwar zunimmt, jedoch auch eine erhebliche Anzahl an Ladevorgängen über den Tag verteilt auftritt. Abbildung 31 zeigt die Anzahl der gleichzeitigen ungesteuerten Ladevorgänge von 1.000 zur Verfügung stehenden Fahrzeugen mit jeweils 11 kVA Ladeleistung im Tagesverlauf.

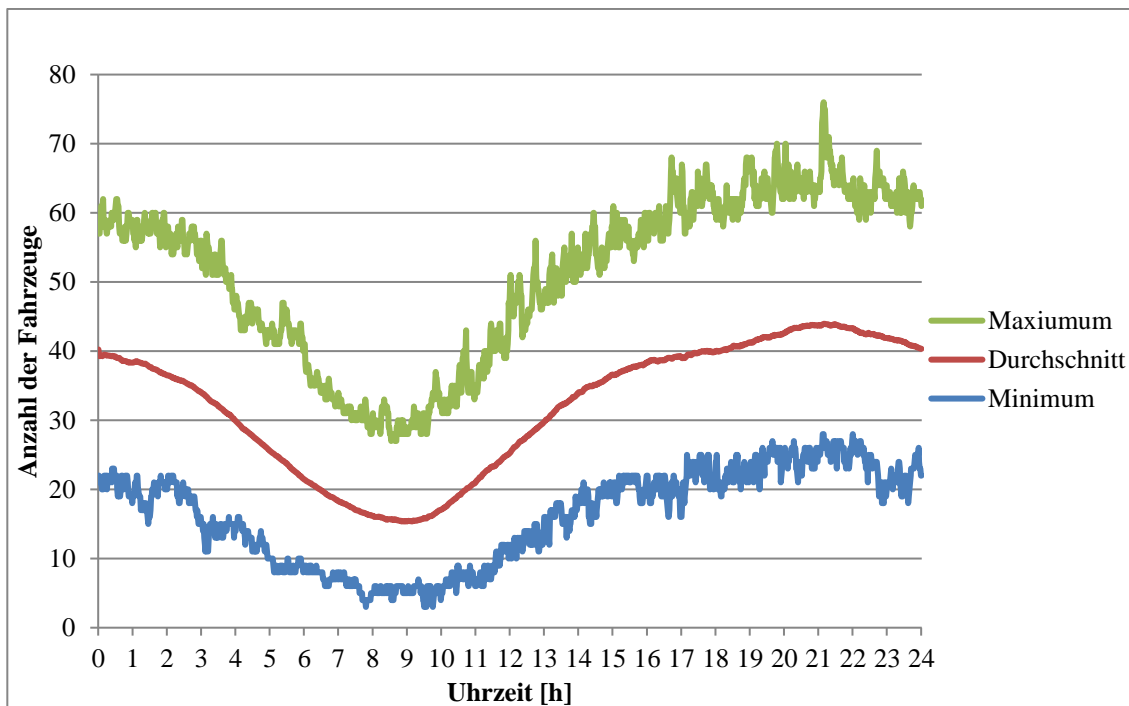


Abbildung 31: Simulation der Anzahl gleichzeitiger ungesteuerter Ladevorgänge bei 1.000 Fahrzeugen mit einer Ladeleistung von 11 kVA

Die Simulationsergebnisse zeigten ebenfalls ein großes Flexibilitätspotential der Ladevorgänge ohne die Mobilitätsbedürfnisse der Fahrzeugnutzer zu beeinträchtigen. Es ist möglich einen großen Teil dieser Flexibilität zu nutzen, um die Ladevorgänge mit der PV-Einspeisung zu harmonisieren.

Die Ladevorgänge im Netzgebiet des Campus Freudenberg fanden hauptsächlich tagsüber zwischen 08.00 Uhr und 16.00 Uhr statt, da die Ladestationen vorwiegend von Mitarbeitern, Gästen und teilweise Studenten der Universität genutzt wurden. Diese arbeitsplatznahe Positionierung der Ladesäulen ermöglicht somit eine deutlich bessere Korrelation zwischen Fahrzeugladung und Photovoltaikeinspeisung, sodass ein großer Teil der Fahrzeuge regenerativ aufgeladen werden kann. Durch Ausnutzung der Ladeflexibilität konnte der Anteil mittels Ladeverschiebungen noch erhöht werden.

4.7.5 Ableitung von Strategien zur Optimierung der Positionierung von Ladesäulen

Sofern die Position einer Ladesäule frei wählbar ist, sollte diese zur Reduzierung des netzseitigen Spannungsabfalls in der Nähe der Ortsnetzstation platziert werden. Diese Position erleichtert ebenfalls die kommunikative Anbindung der Ladesäule an ein Netzautomatisierungssystem und verringert die Länge des einer hohen Belastung ausgesetzten Kabelabschnitts.

Zur besseren Harmonisierung von regenerativer Stromerzeugung aus PV-Anlagen und den Ladevorgängen der Elektrofahrzeuge sollten Ladestationen dort errichtet werden, wo sich die Fahrzeugnutzer tagsüber aufhalten (insb. an Arbeitsplätzen). Auf diese Weise kann eine Verlagerung der Ladevorgänge von den Abend- und Nachtstunden (bei ausschließlicher Heimladung) in einspeisungsstärkere Stunden erreicht werden. Regelmäßig genutzt werden diese Ladepunkte allerdings wahrscheinlich nur dann, wenn die Kosten für eine Fahrzeugladung an dieses Orten unter denen einer Heimladung liegen.

4.7.6 Analyse der Feldtestergebnisse und Anpassung der eingesetzten Systemkomponenten

Der Feldtest hat insbesondere Bedarf an einer Weiterentwicklung der kommunikativen Anbindung der Ladesäulen an ein Automatisierungssystem aufgezeigt. Die Ladesäulenhersteller nutzen unterschiedliche Kommunikationsprotokolle (oft proprietär), welche eine einheitliche Systemintegration äußerst schwierig gestalten. Langfristig sollte ein gemeinsamer Standard definiert und umgesetzt werden, kurzfristig sollten sowohl Ladestationen als auch Automatisierungssysteme die gängigsten Protokolle beherrschen.

Darüber hinaus sind interne (aber extern auslesbare) Spannungs- und Stromsensoren in den Ladesäulen sinnvoll, welche direkt in das Automatisierungssystem integriert werden können. Das Vorhandensein dieser Sensorik ist zu Abrechnungszwecken (zumindest derzeit) ohnehin notwendig.

Außerdem hat sich gezeigt, dass die eingesetzte Hardware teilweise zu große Ausmaße für die Installation in vorhandene Infrastruktur (bspw. kleine Kabelverteilerkästen) besitzt. Da viele Ladestationen nicht direkt an größere Verteilerschränke angebunden sind, bedarf eine flächendeckende Automatisierung hier deutlich kleinerer Ausmaße der verwendeten Automatisierungshardware bzw. zuverlässiger kabelloser Kommunikationsverbindungen.

5 Erkenntnisse und Handlungsempfehlungen

Die Untersuchungen haben gezeigt, dass ungesteuertes Laden bei höheren Elektrofahrzeugdurchdringungen zu starken Netzbelastungen führen kann, wodurch ein ordnungsgemäßer Netzbetrieb ohne Gegenmaßnahmen nicht mehr gewährleistet wäre. Da diese kritischen Netzsituationen jedoch verhältnismäßig selten auftreten und die Ladvorgänge ein großes zeitliches Verschiebungspotential besitzen, bietet sich ein automatisiertes Lademanagementsystem anstelle eines ansonsten benötigten kostenintensiven Netzausbaus an.

Da eine Leistungsregelung der Ladevorgänge direkte Auswirkungen auf die Einsatzbereitschaft der Fahrzeuge besitzt (die Fahrzeugladung wird verzögert), muss ein Lademanagementsystem die Mobilitätsbedürfnisse der Fahrzeugnutzer berücksichtigen. Eine andernfalls mögliche leistungsregelungsbedingte Einschränkung der Mobilität würde ansonsten zu erheblichen Akzeptanzverlusten für ein solches System führen. Aus diesem Grund wurde das entwickelte Netzautomatisierungssystem dahingehend ausgelegt, dass es kritische Netzsituationen ohne Mobilitätseinbußen der Fahrzeugnutzer ausregeln kann.

Im Rahmen der Feldtests wurde die konzeptgemäße Funktionsweise des Automatisierungssystems validiert. Es war in der Lage sämtliche Zustandsverletzungen im Netz zuverlässig zu beheben. Die zur nutzeroptimierten Leistungsregelung benötigten Fahrzeugzustandsdaten (wie z.B. der momentane Akkustand) mussten jedoch umständlich manuell eingegeben werden, da die Fahrzeughersteller diese Informationen momentan nicht nach außen geben. Aus Nutzerkomfortgründen sollten die Hersteller zukünftig angehalten werden, diese Informationen an das Ladesystem zu übermitteln. Auf diese Weise könnten auch typische Fahprofile bzw. gewünschte Abfahrtszeiten und benötigte Reichweiten übertragen werden.

Während des Feldtests stellte sich ebenfalls heraus, dass die interne Laderegulierung der Elektrofahrzeuge derzeit noch nicht netzoptimiert ist. Einerseits erzeugten einphasige Ladevorgänge eine starke Asymmetrie im elektrischen Netz, da diese vorwiegend die erste Phase (L1) nutzten und andererseits besaßen einige Fahrzeugmodelle ein stark schwingendes Leistungsbezugsverhalten, sofern die zulässige Ladeleistung unter ihr individuelles Leistungsminimum sank. Dieses netzungünstige Verhalten sollte bei einer höheren Elektrofahrzeugdurchdringung unbedingt vermieden werden. Hier besteht daher der dringende Bedarf der Kooperation von Fahrzeugherstellern, Netzbetreibern und Forschung zur Erstellung eines einheitlichen und standardisierten Anforderungskatalogs an die Fahrzeugladung zur besseren Ausnutzung der vorhandenen Netzinfrastruktur (etwa ähnlich dem „TransmissionCode“ auf der Übertragungsnetzebene).

Da die Flexibilität der Elektrofahrzeuge ganzjährig zur Verfügung steht, jedoch nur wenige Stunden im Jahr zur Optimierung der lokalen Netzsituation benötigt wird, bietet es sich an, diese zukünftig auch für andere Anwendungen einzusetzen. Eine große Anzahl von zu einem virtuellen Kraftwerk gepoolten Elektrofahrzeugen könnte beispielsweise höheren Netzebenen zur Verfügung gestellt werden (z.B. Netzauslastung verbessern oder Systemdienstleistungen erbringen), als Speicher dienen oder für direkte Ausgleichsprozesse am Intraday-Börsenhandel genutzt werden. Hierfür könnte die bestehende Smart-Grid-Struktur auf der Niederspannungsebene beibehalten und lediglich um neue externe Schnittstellen und Berechnungslogiken erweitert werden. Insgesamt könnte so ein spannungsebenenübergreifender koordinierter Flexibilitätseinsatz zur Optimierung der gesamten Netzauslastung ermöglicht werden. Forschungsbedarf besteht ebenfalls noch bei der Integration vieler Fahrzeugladungen in ein bestehendes Industrienetz und der Harmonisierung mit leistungsschwankenden Industrieprozessen (z.B. für das Laden am Arbeitsplatz oder für Flottenfahrzeuge).

Obwohl der volkswirtschaftliche Nutzen von Netzautomatisierungslösungen vielfach aufgezeigt wurde, bestehen für die Netzbetreiber derzeit kaum betriebswirtschaftliche Anreize in diese Technologien zu investieren. Hauptgrund dafür ist die derzeitige Regulationsgrundlage, die konventionellen Netzausbau mit hohen Investitionen in die Netzinfrastruktur gegenüber Netzautomatisierungssystemen mit höheren Betriebskosten deutlich bevorteilt. Zur konzeptmäßigen Förderung der Anreizeziele (effiziente Netzstruktur) sollte der Gesetzgeber daher ein dringendes Interesse daran haben, diesen ineffizienten Anreizmechanismus zu ändern, damit sich für jedes Netzgebiet die ganzheitlich wirtschaftlichste Lösung durchsetzen kann.

6 Voraussichtlicher Nutzen und Verwertbarkeit des Ergebnisses

6.1 Wissenschaftliche Verwertbarkeit

Die Ergebnisse des Projektes ermöglichen die Integration einer großen Anzahl elektrisch getriebener Fahrzeuge in die öffentlichen Niederspannungsnetze ohne zusätzliche Netzverstärkungsmaßnahmen. Die zu diesem Zweck benötigte Automatisierungstechnik wurde in den Feldversuchen ausgiebig getestet und deren Funktionsfähigkeit validiert. Die daraus gewonnenen Erfahrungen sind wesentlich für die Weiterentwicklung der Automatisierungstechnik in den Verteilungsnetzen – insbesondere auch für ein verbessertes Zusammenspiel der Elektromobilität mit regenerativen Erzeugern – und zur zukünftigen Nutzung der Ladeflexibilitäten für überregionale Anwendungen.

Die erzielten Ergebnisse wurden in mehreren Publikationen veröffentlicht und fließen ebenfalls in die universitäre Lehre mit ein. Sie sind somit integraler Bestandteil der weiteren Forschungsarbeiten im Bereich der Verteilungsnetzautomatisierung und der Netzintegration der Elektromobilität.

6.2 Wirtschaftliche Verwertbarkeit

Das entwickelte Automatisierungssystem bietet bei höherer Elektrofahrzeugdurchdringung eine kostengünstige Alternative zum konventionellen Netzausbau und kann somit zu einer kosteneffizienteren Energiewende beitragen. Der Kreis potentieller Abnehmer ist dabei nicht nur auf Netzbetreiber begrenzt, sondern kann z.B. auch größere Unternehmen (mit eigenem Fuhrpark oder Lademöglichkeiten für Angestellte) oder Parkhausbetreiber umfassen. Für das gesamte Umfeld der Verteilungsnetzautomatisierung kann ein stark wachsender Markt angenommen werden.

Das seitens Mauell entwickelte Protokoll zur Erfassung von Quality of Service Informationen der angeschlossenen Netzwerkprodukte wurde nach einer erfolgreichen Erprobungsphase in die aktuelle Produktlinie ME4012PA als Lizenz übernommen und kann somit in allen Kundenprojekten, die eine lokale Überwachung ihrer Netzwerkinfrastruktur benötigen, genutzt werden. Auf Basis der gewonnenen Erkenntnisse wurde außerdem das im Projekt verwendete Kleinfernwirkssystem (RTU) überarbeitet, sodass dieses nun mehr Anwendungsfälle bedienen kann (u.a. weitere Netzwerkschnittstelle) und hinsichtlich Robustheit und Bedienung optimiert wurde.

Die von der SAG vertriebene iNES Basis-Technologie war zu Beginn des Projektes auf die Netzzustandsschätzung und -regelung von Einspeisern (i.W. PV-Anlagen) in das

Niederspannungsnetz konzipiert. Während der Projektlaufzeit wurde diese Facette von iNES erfolgreich am Markt eingeführt. Positive Spannungsbandverletzungen und Betriebsmittelüberlasten können seitdem wirksam durch gezielte Steuerungseingriffe in das Niederspannungsnetz kurzfristig aufgehoben werden. Dabei ist die iNES Basis-Technologie vielfach wirtschaftlicher als konventioneller Netzausbau.

Durch den erfolgreichen Abschluss des Forschungsprojektes NEMO wurde die iNES Basis-Technologie nun um ein „Emobil-Modul“ zur wirksamen Aufhebung von negativen Spannungsbandverletzungen und Betriebsmittelüberlasten erweitert. Besonders hervorzuheben sind hier die diskriminierungsfreien Steuerungseingriffe in den Ladevorgang verschiedener Elektrofahrzeuge innerhalb eines Niederspannungsnetzes.

Durch die jüngsten politischen Vorgaben in Deutschland (Subvention von Elektrofahrzeuge) wird die Anzahl an Elektrofahrzeugen voraussichtlich deutlich ansteigen und der Bedarf an Verteilnetzautomatisierungssystemen (wie der iNES Basis-Technologie) in gleichem Maße. Wie im ersten Abschnitt bereits skizziert liegt der Markt für Systeme zum Schutz und zur Optimierung der Netzkapazitäten nicht nur im Umfeld der Versorgungswirtschaft sondern ist auch in vielfältigen anderen Bereichen (z.B.: Großunternehmen, Parkhausbetreiber, etc.) zu sehen. Die SAG ist mit den Ergebnissen aus dem Forschungsvorhaben NEMO gut für die kommenden Entwicklungen der Energiewende aufgestellt.

7 Fortschritte von anderen Stellen

Die Informationsrecherchen ergaben keine neuen Forschungsergebnisse von dritter Seite mit direkter Relevanz für das Vorhaben. Es gibt allerdings einige Studien, die sich mit der Kundenakzeptanz von Demand Side Management Maßnahmen in der Elektromobilität beschäftigen, wie z.B.:

Jan Mummel; Stephan Diekmann; Michael Kurrat; Bernd Engel (TU Braunschweig):

IKT-Anbindung für gesteuertes Laden unter Berücksichtigung von Last- und Erzeugungskapazitäten

VDE-Kongress 2014, Frankfurt am Main (2014)

Alexandra-Gwyn Paetz; Patrick Jochem; Wolf Fichtner (Karlsruher Institut für Technologie (KIT), Lehrstuhl für Energiewirtschaft):

Demand Side Management mit Elektrofahrzeugen – Ausgestaltungsmöglichkeiten und Kundenakzeptanz

12. Symposium Energieinnovation, Graz/Austria (2012)

Studien, welche die Kopplung der Ladezeiten von Elektrofahrzeugen an die dezentrale erneuerbare Stromerzeugung behandeln, wie etwa

Thomas Pregger et al. (DLR TT); Stephan Schmid et al. (DLR FK); Bernhard Wille-Hausmann et al. (Fraunhofer ISE); Thomas Pollok et al. (FGH):

Perspektiven von Elektro-/Hybridfahrzeugen in einem Versorgungssystem mit hohem Anteil dezentraler und erneuerbarer Energiequellen

Schlussbericht (2012)

Jochen Link:

Elektromobilität und erneuerbare Energien: Lokal optimierter Einsatz von netzgekoppelten Fahrzeugen

Dissertation, Dortmund (2011)

oder die Notwendigkeit einer gesteuerten Ladung untersuchen, wie

Zhao, Lin; Roterin, Niklas; Moser, Albert; Smolka, Thomas:

Auswirkungen von Steuerungsstrategien für Elektrofahrzeuge auf Niederspannungsnetze

VDE-Kongress 2012, Stuttgart (November 2012)

Mit den Kommunikationsmöglichkeiten zwischen Elektrofahrzeugen, Ladestationen und dem Netz beschäftigt sich derzeit auch das Fraunhofer ESK im Rahmen des Projektes SmartV2G.

8 Veröffentlichungen

Projektbezogene Veröffentlichungen:

- Neusel-Lange, N.; Oerter, C.; Uhlig, R.; Zdrallek, M.; Friedrich, W.; Stiegler, M.: **Die Kapazitätsampel als Grundlage für Regelungseingriffe im automatisierten Niederspannungsnetz**
Fachbericht zum Internationalen ETG-Kongress 2013, Berlin (2013)
- Neusel-Lange, N.; Oerter, C.; Uhlig, R.; Zdrallek, M.; Friedrich, W.; Stiegler, M.: **Intelligentes Verteilnetzmanagement als Basis für die Netzintegration von erneuerbaren Energien und Elektromobilität**
Tagungsband zur OTTI-Konferenz „Zukünftige Stromnetze für Erneuerbare Energien“, Berlin (2014)
- Uhlig, R.; Neusel-Lange, N.; Zdrallek, M.: **Smart Distribution Grids for Germany's Energiewende**
Proceedings of the 15th International Scientific Conference "Electric Power Engineering 2014" (EPE 2014), Brno (2014)
- Uhlig, R.; Neusel-Lange, N.; Zdrallek, M.; Friedrich, W.; Klöcker, P.; Rzeznik, T.: **Integration of E-Mobility into Distribution Grids via innovative Charging Strategies**
Proceedings of the CIRED Workshop 2014 "Challenges of implementing Active Distribution System Management", Rome (2014)
- Uhlig, R.: **NEmo – Netzintegration von Elektromobilität und regenerativen Einspeisern mithilfe einer intelligenten Ortsnetzstation**
Posterpräsentationen auf dem 2., 3. und 4. Kompetenztreffen Elektromobilität, Essen (2013, 2014, 2015)
- Uhlig, R.; Stötzel, M.; Zdrallek, M.; Neusel-Lange, N.: **Dynamic Grid Support with EV Charging Management considering User Requirements**
Proceedings of the CIRED Workshop 2016 "Resilient distribution system planning and operation", Helsinki (2016)

Medienberichte:

Über die während der Feldtestphase durchgeführten „Ladetage“ wurde u.a. in der WDR Lokalzeit Bergisches Land (09.07.2015) und der Westdeutschen Zeitung (10.07.2015) sowie in weiteren lokalen Medien berichtet.

9 Personalkosten

Auf Seiten der BUW wurden im Rahmen des Projektes zwei befristete Arbeitsverträge ab 1. September 2013 geschlossen, sowie die bestehende Sekretariats-Stelle zu einem Sechstel dem Projekt zugerechnet. Darüber hinaus arbeiteten je nach Bedarf kurzzeitig weitere Mitarbeiter aus bereits bestehenden Arbeitsverhältnissen am Projekt mit (siehe zahlenmäßiger Nachweis). Insgesamt wurden 278.535 € an Personalmitteln verwendet, wodurch die ursprünglich geplanten Personalausgaben in Höhe von 276.314 € leicht überschritten wurden. Dies wurde jedoch durch etwas reduzierte Reise- und Investitionskosten wieder ausgeglichen.

Die tatsächlichen Personalkosten der Mauell GmbH überstiegen die geplanten Kosten um 142.126 €. Diese Abweichungen resultieren vorwiegend aus dem Bereich der Produktentwicklung, da die geplanten Aufwendungen für die Protokollentwicklung und die Prüfung der Umweltverträglichkeit den vorgesehenen Rahmen gegenüber den Annahmen deutlich überschritten haben.

Der tatsächliche Personalaufwand der SAG im Forschungsvorhaben NEMO überstieg den geplanten Personalaufwand um 78.041,99 € (rd. 19,4%). Die Abweichung resultiert i. W. aus zwei Sachverhalten. Zum einen ist hier der Wechsel der Testnetze von „Am Wolfshahn“ nach „Hipkendahl“ zu nennen. Zum anderen kam es durch den Ausfall eines Dienstleisters, der in Unterbeauftragung zur SAG stehen sollte, zu einem Wechsel von Fremd- zu Eigenleistungen. Durch beide Sachverhalte entstanden Personalaufwendungen, die in der Gesamtvorkalkulation des Projektantrages nicht enthalten waren.

Tabelle 9-1: Übersicht über die Personalkosten der Projektpartner

Projektpartner	Personalkosten (Abruf)	Personalkosten (Planung)	Differenz
BUW	278.535,38 €	276.314,00 €	2.221,38 €
SAG	479.468,99	401.427,00	78.041,99
Mauell	439.267,38 €	297.141,00 €	142.126,38 €

10 Investitionen

Zur Erweiterung der Ladeinfrastruktur am Campus Freudenberg der BUW wurden universitätsseitig vier Ladestationen der Firma Petring Energietechnik GmbH mit jeweils 22 kVA Ladeleistung für insgesamt 9.334 € angeschafft. Inklusive Installationskosten belief sich die Investition auf 13.887 €.

Auf Seiten der Mauell GmbH wurden 41.914 € investiert, welche sich hauptsächlich auf die Automatisierungshardware im Feldtest und im Labortest aufteilen.

Die SAG hat im Projektverlauf Investitionen für Serverinfrastruktur und Datenbanklizenzen getätigt. Diese waren notwendig, um die neuen Funktionalitäten der neugeschaffenen Energiewarte für den Bereich der Ladevorgangssteuerung realisieren zu können.

Tabelle 10-1: Übersicht über die Investitionen der Projektpartner

Projektpartner	Investitionen (Inland)	Investitionen (Ausland)	Summe
BUW	13.887 €	--	13.887 €
SAG	2.087,98	--	2.087,98
Mauell	41.913,95 €	--	41.913,95 €

11 Literaturverzeichnis

- [1] N. Neusel-Lange, C. Oerter, M. Univ.-Prof. Dr. Zdrallek, W. Friedrich, M. Stiegler, T. Wodtcke und P. Dr.-Ing. Birkner, *Sichere Betriebsführung von Niederspannungsnetzen durch dezentrale Netzautomatisierung*, Würzburg, 2011.
- [2] N. Neusel-Lange, C. Oerter und M. Zdrallek, *State Identification and Automatic Control of Smart Low Voltage Grids*, 2012.
- [3] I. Buchmann, „Das Aufladen von Lithium-Ion-Batterien,“ 2005. [Online]. Available: <http://batteryuniversity.com/partone-12-german.htm>. [Zugriff am 10 02 2013].
- [4] bmwi, „Leuchtturmprojekte der Elektromobilität,“ 20 06 2012. [Online]. Available: <http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/J-L/leuchtturmprojekte-der-elektromobilitaet,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf>. [Zugriff am 12 07 2013].
- [5] Bundesregierung, „Energiekonzept für eine umweltschonende, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung,“ Berlin, 2010.
- [6] Bundesregierung, „Nationaler Entwicklungsplan Elektromobilität der Bundesregierung,“ 2009.
- [7] BMU, „Nationale Plattform Elektromobilität,“ 06 2012. [Online]. Available: <http://www.bmu.de/themen/luft-laerm-verkehr/verkehr/elektromobilitaet/nationale-plattform-elektromobilitaet/>. [Zugriff am 05 02 2013].
- [8] F. IWES, „Wissenschaftliche Unterstützung bei der Erstellung von fahrzeugbezogenen Analysen zur Netzintegration von Elektrofahrzeugen unter Nutzung erneuerbarer Energien,“ Kassel und Bremerhaven, 2013.
- [9] A. Probst, M. Siegel, M. Braun und S. Tenbohlen, „Impacts of electric mobility on distribution grids and possible solution through load management,“ in *21st International Conference on Electricity Distribution (CIRED)*, Frankfurt, 2011.
- [10] L. Zhao, N. Roterig, A. Moser, T. Smolka und P. Duisberg, „Auswirkungen von Steuerungsstrategien für Elektrofahrzeuge auf Niederspannungsnetze,“ in *VDE-Kongress*, Stuttgart, 2012.

[11] Hillier und Lieberman, Operations Research, München: Oldenbourg, 2002.

[12] Bundesministerium für Verkehr, Bau und Stadtentwicklung, *Mobilitätsstudie "Kraftfahrzeuge in Deutschland 2010"*, Braunschweig, 2012.