IKT für Elektromobilität II

Abschlussbericht Teilvorhaben

Bidirektionale Gleichstrom-Schnellladung
Wissenschaftliche Begleitung
Hochschule Osnabrück

LOKSMART - Lokale smart grids JETZT!

Kraft-Wärme-Kopplung, regenerative Quellen und Elektromobilität

Projektkoordination

Dr. Uwe Koenzen

Planungsbüro Koenzen
Schulstr. 37
40721 Hilden
Telefon: 02103 / 90884-0
Telefax: 02103 / 90884-19
E-Mail: koenzen@planungsbuero-koenzen.de

Hilden, Februar 2016

Leitung Teilvorhaben

Prof. Dr.-Ing. Hans-Jürgen Pfisterer

Hochschule Osnabrück
Albrechtstraße 30
49076 Osnabrück

Tel.: 0541 969-3664
E-Mail: j.pfisterer@kea-nds.de

Wir bedanken uns bei dem Projektträger DLR, insbesondere bei den Herren Wüstnienhaus und Hoffsümmer für die sehr gute Beratung und Unterstützung. Ebenfalls möchte ich mich beim Bundesministerium für Wirtschaft und Energie für die finanzielle Unterstützung unseres Projektes bedanken.



Osnabrück, den 28. Februar 2016 Prof. Dr.-Ing. Hans-Jürgen Pfisterer

Lokale smart grids JETZT! Kraft-Wärme-Kopplung, regenerative Quellen und Elektromobilität

Überblick über das geplante Projekt

Kurzbezeichnung	LOKSMART - Lokale smart grids - JETZT!
Langtitel des Projekts	Lokale wärmegesteuerte Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen und regenerative Quellen in Kombination mit Elektrofahrzeugen als Nutzer und Pufferspeicher
Projektkoordinator	Planungsbüro Koenzen
Wissenschaftliche Koordination und Begleitung	Hochschule Osnabrück Prof. Dr. Pfisterer
Projektpartner	SenerTec Center Sachsen Westsächsische Hochschule Zwickau Stadtwerke Hilden
Zulieferer	Broedersdorff & Koenzen GmbH Kompetenzzentrum Elektronik und Antriebstechnik (KEA) in der Science to Business GmbH
Art des Projekts	F+E-Projekt – Ladetechnik und -infrastruktur
geplante Projektlaufzeit	36 Monate
geplantes Projektbudget	1,5 Mio. €
Kurzzusammenfassung	Das Vorhaben „Lokale smart grids JETZT!“ entwickelt Lösungen für die **lokale Nutzung von Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen und regenerative Quellen in Kombination mit elektrischen Pufferspeichern und Elektrofahrzeugen**. Im Rahmen des Vorhabens sind die folgenden Arbeiten vorgesehen: - Analyse und Prognose der **Nutzungspotenziale** - Analyse und Prognose der **Marktpotenziale** - **Modellierung der Steuerungs- und Speicherfunktion** - Entwicklung einer **KWK- und/oder regenerativ gespeisten Ladestation** für Elektrofahrzeuge - Entwicklung **einer bidirektionalen Schnellladeoption mit optionalem Pufferspeicher** für diese Ladestation

Inhaltsverzeichnis

1 Überblick 6

1.1 Ziele und Aufgabenstellung 7

1.2 Planung und Ablauf des Vorhabens 11

1.3 Stand der Wissenschaft und Technik 13

2 Ergebnisbericht 18

2.1 Abgleich der Ergebnisse mit den Zielen und Aufwänden 18

2.2 Verwertung der Ergebnisse 35

2.3 Fortschritte in vergleichbaren Projekten 37

2.4 Veröffentlichungen und Präsentationen 38

3 Berichtsblatt 40

4 Literaturverzeichnis 44

Abbildungsverzeichnis

Abb. 1-1: Schematische Übersicht Komponenten und Module 6
Abb. 1-2: Schematische Übersicht Gesamtsystem 10
Abb. 2-1: Detaillierte Darstellung der Komponenten und Zuständigkeiten 18
Abb. 2-2: Fahrzeug an der Ladesäule mit stationärem Speicher im Feldtest 21
Abb. 2-3: Energie/Leistungsdichte elektrischer Energiespeicher (ITW) 22
Abb. 2-4: Ladesäulenkonzept 23
Abb. 2-5: Steuerungsplatine Ladesäule 24
Abb. 2-6: Erstes Funktionsmuster Ladesäule 24
Abb. 2-7: Ladesäulenprototyp 25
Abb. 2-8: Schematische Darstellung der BSC Kommunikation über den CP-Leiter 26
Abb. 2-9: Leistungen Tagesauswertung vom 21.12.2015 27
Abb. 2-10: Ausschnitt aus dem Mehrspeichermodell 28
Abb. 2-11: Kostenrechnung Energiespeicher 29
Abb. 2-12: DC/DC-Wandler Topologien 30
Abb. 2-13: Lastfluss mit hohem PV-Energie Verkauf 32
Abb. 2-14: Lastfluss Sommer / Winter 32
Abb. 2-15: Simulationsmodell lokales Smart Grid 34
Abb. 2-16: Eigenverbrauch Simulation 34
Abb. 2-17: Autarkiegrad 35

1 Überblick

Das hier dargestellte Vorhaben zielt auf die **vorgezogene Realisierung von lokalen smart grids** ab. Hierfür sollen **Steuerungen** für **Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen** und **Kleinstwindkraftanlagen, Photovoltaikanlagen** oder anderer regenerativer Quellen in Verbindung **mit schnellladefähigen bidirektionalen stationären und mobilen Pufferspeichern** entwickelt werden.

Die zu erwartende Anpassung der großen Stromversorgungsnetze mit smart grid Leistungen – hier im Wesentlichen der bedarfsgerechten Speicherung und Abgabe von Strom aus geeigneten Speichermedien - wird nach aktuellen Prognosen nur mittel- bis langfristig umsetzbar sein. Dies liegt sowohl an notwendigen umfassenden infrastrukturellen Maßnahmen (Deutsche Energie Agentur 2010: Netzstudie II) als auch an den sehr weitreichenden IKT-Anforderungen an eine flächige Umsetzung von smart grid-Funktionen.

Mit den hier vorgeschlagenen Vorhaben ist es möglich, **dezentrale** und auf **Nachhaltigkeit ausgerichtete lokale Stromversorgungs-Einheiten** zu entwickeln, die einen frühzeitigen smart grid-gestützten Betrieb von Elektrofahrzeugen erlauben, weit bevor die allgemein verfügbaren Netze dies leisten können.

Die nachfolgende Abbildung zeigt die endgültige Systemarchitektur der einzelnen Komponenten und Module des Vorhabens. Auf die Konzeptänderungen wird im Folgenden eingegangen. (siehe. AS 5.2)

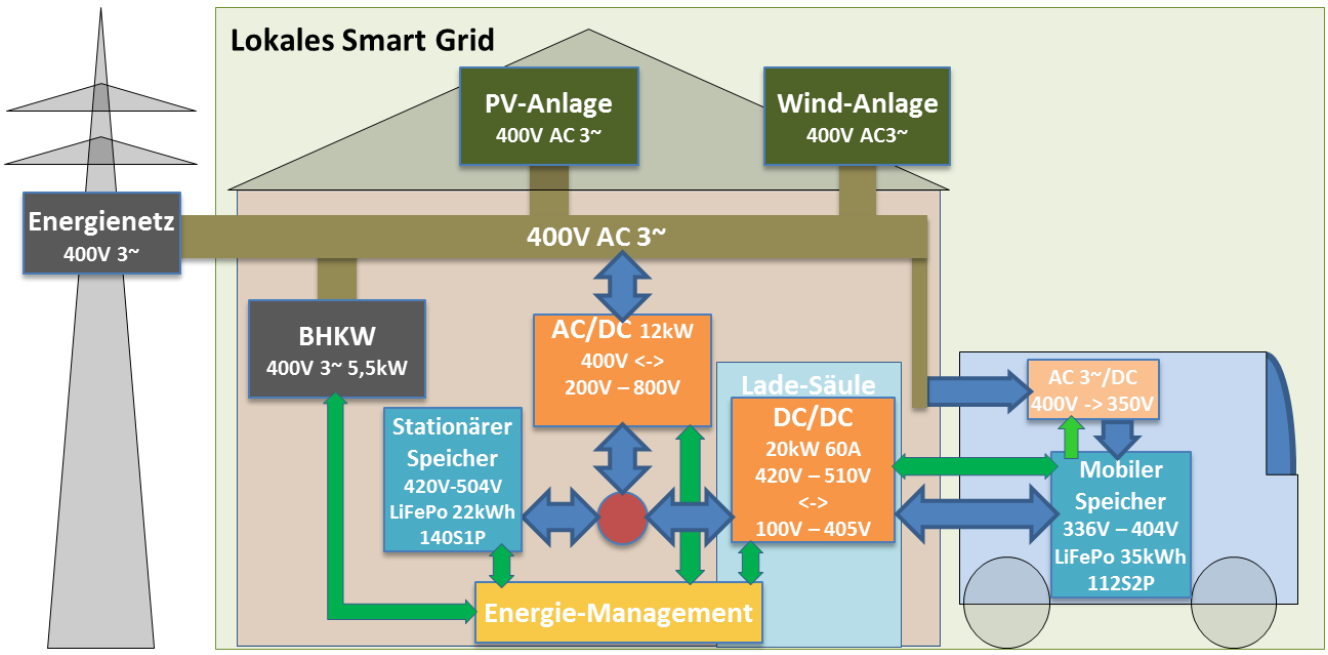


Abb. 1-1: Schematische Übersicht Komponenten und Module

1.1 Ziele und Aufgabenstellung

Wissenschaftliche Arbeitsziele

Die Aufgaben und Leistungen der wissenschaftlichen Begleitung fokussieren auf:

- Marktanalyse der derzeit vorhandenen Speicher
- Marktanalyse für die Module des Gesamtkonzeptes
- Modellierung des Mehrspeichersystems basierend auf einem oder mehrerer mobiler und einem stationären Energiespeicher
- Bestimmung der optimalen Speichergröße des stationären Speichers in Abhängigkeit der genutzten regenerativen Energiequellen und der KWK-Anlage
- Vergleich unterschiedlicher leistungselektronischer Koppelungen zwischen den vorhandenen Energiequellen und Energiespeicher in Hinblick auf Wirkungsgrad, Kosten, Wirtschaftlichkeit und Versorgungssicherheit
- Erarbeitung unterschiedlicher Betriebsstrategien (in Zusammenarbeit mit der HS Zwickau)
- Simulation der unterschiedlichen Systeme und Betriebsstrategien – Bewertung der Ergebnisse
- Erfassung der Leistungsflüsse und Energiebilanzen – Bewertung der Ergebnisse
- Dokumentation der wissenschaftlichen Ergebnisse
- Veröffentlichung der Ergebnisse

Optionale wissenschaftliche Arbeitsziele

- Modellierung von aufskalierten Anlagen
- Koordinierter Einsatz dezentraler Energiequellen und Energiespeicher
- Konsequenzen auf das öffentliche Verteilnetz (Niederspannungsnetz) bei Einsatzes dezentraler Energiespeicher und deren Koppelung mit dezentralen Energiequellen und Elektromobilität

Technische Arbeitsziele

Die Hochschule Osnabrück übernimmt zur Erreichung der wissenschaftlichen Arbeitsziele folgende technischen Arbeitsziele:

- Konzepterstellung für eine bidirektionale Schnellladekoppelung der Energiespeicher auf Gleichspannungsebene
- Umsetzung des Konzeptes zu einem Funktionsmuster bei Berücksichtigung variabler Ladespannungen (72 V bis 600 V) der mobilen Energiespeicher
- Erstellung der nötigen Kommunikationsschnittstellen zwischen den Energiespeichern und der universellen Schnellladekoppelung
- Erstellung der Betriebsführung und der Software für den Probebetrieb
- Durchführung von Komponentenprüfungen nach standardisierten Prüfverfahren (EMV) zur Absicherung des Prototypenbetriebs
- Übergabe der Konzepte an einen Projektpartner zur Weiterentwicklung des Funktionsmusters zum Prototypen

Das System wird offen konfiguriert, so dass eine Implementierung anderer Energiequellen möglich ist.

Bezug zu förderpolitischen Zielen

Lokale smart grids - durch Standardisierung wettbewerbsfähig ausgeführt - können umfassende Beiträge zu den Zielen der Ausschreibung leisten:

- Lokale smart grids erlauben einen frühen Einstieg in den Themenkreis „smart grid“ für den Mittelstand und schaffen damit einen Wettbewerbsvorteil
- Lokale und damit dezentrale Energieversorgung bildet eine wesentliche Grundlage für die Nachhaltigkeit der Elektromobilität
- Dezentral und nachhaltig erzeugter Strom aus KWK-Anlagen und regenerativen Quellen in Verbindung mit Elektromobilität erlauben durch IKT ein Höchstmaß an Effizienz und letztlich ökologischer Verträglichkeit.
- Stationäre und mobile Speicher sowie deren Kombination können mit Hilfe von IKT einen maßgeblichen Beitrag zur Stabilität und Effizienz der Netze liefern.
- Im Vorhaben erfasste Daten und *„Erfahrungen“* liefern wichtige Realdaten für Entwicklung, Aufbau und Betrieb der großflächigen smart grids der Zukunft

Das Potenzial für die Nutzung dezentraler Energie- bzw. Stromquellen ist groß, so dass die Schaffung von neuen Arbeitsplätzen kurz- und mittelfristig wahrscheinlich ist.

Die Philosophie des Konsortiums ist die nachhaltige soziale und ökologische Verträglichkeit aller Arbeitsschritte des Projekts sowie der nachfolgenden wirtschaftlichen und wissenschaftlichen Verwendung der Ergebnisse.

Unterstützung der umweltgerechten Entwicklung

Die Nutzung von lokalen und insbesondere regenerativen Energiequellen ist grundsätzlich ressourcenschonend. Zudem ermöglicht die Nutzung lokaler smart grids sehr gute Wirkungsgrade (bei KWK-Anlagen bis zu 90%), was bei einer Nutzung fossiler Brennstoffe de facto einer Verdopplung des Wirkungsgrades gegenüber konventionellen Kraftwerken gleichkommt.

Hinzu kommt bei lokalen Anwendungen eine weitere Verbesserung des Gesamtwirkungsgrades, da im Vergleich zu Großnetzen nur sehr geringe Leitungsverluste auftreten können.

In der **Wertschöpfungskette E-Mobilität** ermöglicht die schnelle Verfügbarkeit von lokalen smart grids einen **frühen Einstieg** für **alle** am **operativen Prozess Beteiligten (Mittelstand mit Produktion, Handel und Handwerk mit Umsetzung)**.

Auf diese Weise kann das vorliegende Projekt durch die Möglichkeit der frühen Einführung von **lokalen smart grids** in den Markt die Wertschöpfungskette der Elektromobilität, besonders während der mittel- bis langfristigen **Innovationsphase** der Entwicklung durch die großen Energieversorger, nachhaltig stärken.

Vor dem Hintergrund der nur mittel- bis langfristigen Anpassung der Netzstruktur an überregionale regenerative Energiequellen wird für die dezentrale Versorgung ein **hohes Marktpotenzial in der Gruppe der early adopters der eMobilität** erwartet, da diese Gruppe üblicherweise nicht auf die flächenhafte Anpassung der Versorgungsnetze warten wird.

Auf Grund des übergeordneten Ziels, einer marktfähigen Prototypenentwicklung, wird seitens der Konsortialpartner eine **zukünftige gemeinschaftliche Vermarktung und Umsetzung** im Anschluss an den Förderzeitraum angestrebt.

Die nachfolgende Abbildung zeigt die ursprünglich angestrebte Systemarchitektur der einzelnen Komponenten und Module des Vorhabens.

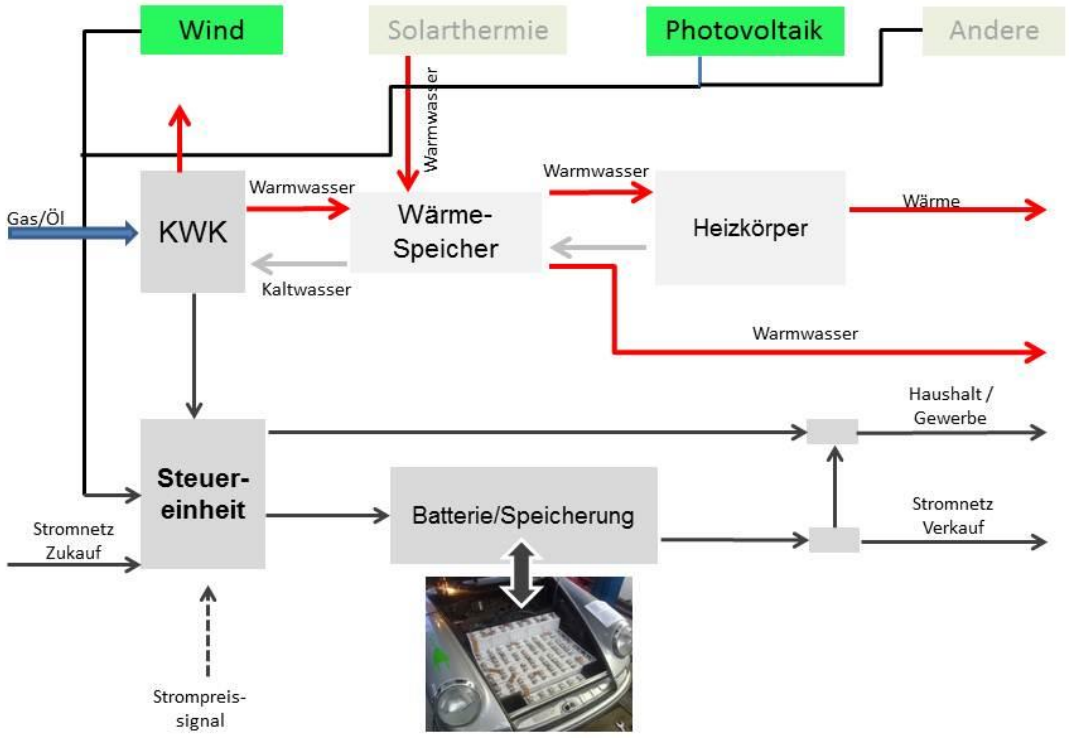


Abb. 1-2: Schematische Übersicht Gesamtsystem

1.2 Planung und Ablauf des Vorhabens

Zur effizienten Bearbeitung wurden die Arbeitspakete aufgegliedert und Meilensteine hinzugefügt

Arbeitspaket	Arbeitspaketbeschreibung
AP 2	**Entwicklung der Module für lokale smart grids**
2.2.1	**Gleichstromladesäulenentwicklung**
2.2.1.1	Erstellen der Projektplanung
2.2.1M1	Meilenstein: Projektplanung abgeschlossen
2.2.1.2	Erstellen des Konzeptes für die Gleichstromladesäule
2.2.1M2	Meilenstein: Konzepterstellung abgeschlossen
2.2.1.3	Aufbau eines ersten Prototypen (A-Muster) und deren Inbetriebnahme für erste Feldversuche
2.2.1M3	Meilenstein: A-Muster steht zur Verfügung.
2.2.1.4	Erster Demonstrationsbetrieb im Feldtest
2.2.1.5	Projektdokumentation der Ladesäule
2.2.1.6	Projektabschlussgespräch
2.2.1M4	Meilenstein: Teilprojektabschluss
AP 3	**Pilotanwendung lokale smart Grids**
3.2	Betrieb des mobilen Speichers mit der Schnellladesäule
AP 5	**Wissenschaftliche Begleitung**
5.1	**Recherche über das Nutzungspotenzial- und eine ausführliche Marktanalysen.**
5.1.1	Erarbeiten der Marktpotentiale über die Speichersysteme und über die Leistungsmodule für den Energietransfer im Smart Grid
5.2	**Entwicklung der Leistungselektronikmodule und deren Inbetriebnahme**
5.2.1	Entwicklung eines funktionsfähigen Funktionsmuster zur DC Schnellladekoppelung zwischen dem mobilen und stationären Speichern
5.2.2	Recherche und Implementierung der Kommunikationsschnittstelle nach IEC 61851-01/-24; IEC 62196-1/-3; ISO 15118-1/-3
5.2.3	Komponentenprüfung nach den standardisierten Prüfverfahren (EMV / ECE 100 u.a.) zur Absicherung des Prototypenbetriebs
5.3	**Pilotanwendung**
5.3.1	Datenerfassung der Energieflüsse und deren Auswertung
5.3.2	Modellierung der Aufskalierung der Speichersysteme und Leistungselektronik
5.4	**Wissenschaftliche Begleitung**
5.4.1	Wissenschaftliche Beratung und Betreuung des Projektes
5.4.2	Modellierung des Mehrspeichersystems und deren Bewirtschaftung
5.4.3	Bestimmung der optimalen Speichergröße in den Systemen
5.4.4	Vergleich unterschiedlicher leistungselektronischer Koppelungen in Bezug auf Wirkungsgrad, Kosten und Wirtschaftlichkeit
5.4.5	Erarbeitung und Simulation möglicher Betriebsstrategien
5.4.6	Dokumentation der wissenschaftlichen Ergebnisse
5.4.7	Veröffentlichung der wissenschaftlichen Ergebnisse

	Jahr	2012				2013												2014												2015								
	Jahres Monat	09	10	11	12	01	02	03	04	05	06	07	08	09	10	11	12	01	02	03	04	05	06	07	08	09	10	11	12	01	02	03	04	05	06	07	08	09
	Projektmonat	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36	
2.2.1	**Gleichstromladesäule**																																					
2.2.1.1	Projektplanung																																					
2.2.1M1	Projektplanung abgeschlossen																																					
2.2.1.2	Konzepterstellung																																					
2.2.1M2	Konzepterstellung abgeschlossen																																					
2.2.1.3	Erstellung Prototypen A-Muster																																					
2.2.1M3	A-Muster steht zur Verfügung																																					
2.2.1.4	Demonstrationsbetrieb																																					
2.2.1.5	Projektdokumentation																																					
2.2.1.6	Projektabschlussgespräch																																					
2.2.1M4	Teilprojektabschluss																																					
3.2	Betrieb mobiler Speicher																																					
5	**Wissenschaftliche Begleitung**																																					
5.1	Nutzungspotenzial- und Marktanalysen																																					
5.1.1	Marktpotentiale																																					
5.2	Entwicklung der Module																																					
5.2.1	Entwicklung Funkionsmuster Schnellladekoppelung																																					
5.2.2	Kommunikationsschnittstelle																																					
5.2.3	Komponentenprüfung																																					
5.3	Pilotanwendung																																					
	Datenerhebung und -auswertung																																					
5.3.2	Modellierung der Aufskalierung																																					
5.4	Wissenschaftliche Begleitung																																					
5.4.1	Wissenschaftliche Beratung und Betreuung																																					
5.4.2	Modellierung des Mehrspeichersystems																																					
5.4.3	Bestimmung optimale Speichergröße																																					
5.4.4	Vergleich unterschiedlicher leistungselektronischer Koppelungen																																					
5.4.5	Erarbeitung / Simulation Betriebsstrategien																																					
5.4.6	Dokumentation der wiss. Ergebnisse																																					
5.4.7	Veröffentlichung der wiss. Ergebnisse																																					

1.3 Stand der Wissenschaft und Technik

Gesamtkonzept

Bisher sind die wenigen verfügbaren Ladestationen gezielt auf die zukünftige Vermarktung von „Fahrstrom“ durch die (Groß)versorger ausgerichtet.

Nur vereinzelt beteiligen sich kleinere und kommunale Versorger daran, Ladeinfrastruktur bereitzustellen. Das MIT (W.J. Mitchell, Chr.E. Borroni-Bird and L.D.Bird 2010: Reinventing the Automobile) hebt in seiner Studie ausdrücklich auf die weitreichende Bedeutung nachhaltiger und effizienter lokaler Versorgungsstrukturen für die eMobilität ab. Dabei stellen die Autoren schematisch die Kraft-Wärme-Kopplungsaspekte sowie lokale regenerative Quellen besonders heraus.

Das bundesweite Technologievorhaben "IKT für Elektromobilität" liefert aus sieben Modellprojekten neue IKT-basierte Schlüsseltechnologien und Dienste für die Integration der Elektromobilität in bestehende Energie- und Verkehrsnetze. Aus diesem und anderen Vorhaben können wesentliche Anforderungen an die geplanten dezentralen und lokalen smart grid-Funktionen abgeleitet werden, so dass diesbezüglich aufwändige Vorarbeiten und Untersuchungen nicht erforderlich sind. Insbesondere von der Seite der Netzbetreiber bestehen umfassende Aktivitäten – beispielsweise im Rahmen des IRENE-Projektes.

Das Verbundprojekt IRENE (Integration regenerativer Energien und Elektromobilität) der Allgäuer Überlandwerk GmbH, der Siemens AG sowie der RWTH Aachen und der Hochschule Kempten nähert sich dem Themenkreis von der Seite der Netzbetreiber und -steuerung.
Der Fokus von IRENE liegt dabei auf der Erfassung und Regelung der Netzaktivität durch Echtzeitregelsysteme unter der Berücksichtigung der Spezifika regenerativer Quellen. Auch die Integration von Elektrofahrzeugen und stationärer Speicher ist Gegenstand von IRENE, wobei auch hier der Schwerpunkt der Regelung auf der Netzseite liegt. Das Vorhaben bildet so eine umfassende Ergänzung zu dem lokalen smart grid-Ansatz des hier vorgestellten Vorhabens.

Neu und damit innovativ an dem hier vorgeschlagenen Vorhaben ist die auf die autarke, lokale und verlustarme Nutzung bereitgestellter elektrischer Energie ausgerichtete Versorgungsstruktur, die eine sehr zeitnahe und nachhaltige Umsetzung von lokalen smart grid-Funktionen möglich macht und dies in einer marktgängigen, letztlich endverbraucherfähigen Form.

Das durch das BMU geförderte Verbundprojekt „Netzgekoppelte PV-Systeme mit Lithium-Ionen basierten Speichern zur Verbesserung der Integration von Erneuerbaren Energien in das öffentliche Stromnetz“ (FKZ: 0325044A, 0325044B) optimiert ein System bestehend aus zwei gekoppelten Einheiten, dem

Energiespeicher und der PV-Anlage. Solche Systeme können naturgemäß jedoch nur eingeschränkt in den Monaten mit entsprechender Sonneneinstrahlung genutzt werden.

Im Projekt „Regionales virtuelles Kraftwerk auf Basis der Mini- und Mikro-KWK Technologie“ (FKZ 03ET1042A) untersucht die TU Dresden, wie kleine Erzeugungseinheiten regional und überregional gesteuert werden können und somit die überregionalen regenerativen Energien ergänzen.

Energiespeichersysteme befinden sich derzeit am Rande der wirtschaftlichen Anwendung. Insbesondere die geringe Verbreitung, die Risiken die mit neuen Technologien verbunden sind und die teilweise zu geringe Nutzungsdauer der Systeme verhindern eine wirtschaftliche Ausbreitung der Systeme.

Durch die Koppelung von regenerativen Energiequellen (hauptsächlich Sommerbetrieb), KWK-Anlagen (hauptsächlich Winterbetrieb) und der Elektromobilität wird die Nutzungsdauer der Energiespeicher deutlich erhöht. Daraus ergibt sich eine verbesserte Wirtschaftlichkeit. Die Verbreitung dieser Systeme wird hierdurch ökonomisch erst ermöglicht.

Der Einsatz von Systemen zur Nutzung von regenerativen Energien wird die Verteilung von Energie verändern. Im Rahmen des Programms ENIAC-SP3 Energy Efficiency wird derzeit das Projekt „DC Components and Grid“ durchgeführt. Im Rahmen dieses Projektes werden Referenzanlagen entwickelt und gebaut, die ausschließlich ein 380V DC-Netz als Gebäudeversorgung vorsehen. Erste Untersuchungen haben ergeben, dass die Effizienz der Energienutzung um vier Prozentpunkte hierdurch gesteigert werden kann. Die Effizienzsteigerung resultiert aus der Tatsache das Eingangsgleichrichter und Power-Faktor-Korrekturschaltungen bei DC-Speisung nicht mehr nötig sind. Insbesondere Halbleiterbasierende Leuchtmittel, Wärmepumpen, Lüftungs- und Klimaanlagen verwenden eine DC-Speisung. Bei Verwendung von PV-Anlagen wird die Effizienzsteigerung auf etwa fünf bis sechs Prozentpunkte erhöht.

Das zu realisierende bidirektionale Schnellladungskonzept ergänzt die Forschungsarbeiten im Bereich Gleichspannungsnetze um die Schnittstelle zu stationären und mobilen Energiespeichern und somit zur Elektromobilität.

Zum einen ist eine solche, auf die Nutzung verschiedener Quellen ausgerichtete, Versorgungseinheit zurzeit nicht am Markt verfügbar, zum anderen kann diese von den Konsortialpartnern nicht ohne Förderung realisiert werden.

Patentrechtliche Situation

2011 wurde durch die Hochschule Osnabrück eine Patentrecherche zum Thema modulare Energiespeichersysteme durchgeführt. Nach abgeschlossener Recherche wurde ein modulares Energiespeichersystem mit der Koppelung der einzelnen Systemkomponenten auf Gleichspannungsbasis zum Patent angemeldet. Somit kann

nahezu ausgeschlossen werden, dass Fremdpatente dem hier beantragten Forschungsprojekt entgegenstehen. 2012 wurde eine Gebrauchsmusteranmeldung eines Stromrichters mit N-Leiteranschluss angemeldet, der die entsprechende Komponente zum öffentlichen Versorgungsnetz patentrechtlich zum Stand der Technik macht.

Bisherige Arbeiten / Vorarbeiten zum Projekt

Die Hochschule Osnabrück konnte in den vergangenen Jahren mehrere Projekte im Bereich Energiespeicher und Elektromobilität durchführen. Im Rahmen des Projektes „Nutzungsverhalten und Infrastrukturanforderungen für den Einsatz von Elektrorollern in urbanen Gebieten“ (DBU) wird im Rahmen eines Flottenversuchs das Nutzungsverhalten bei der Verwendung von Elektrorollern untersucht. Hierbei werden die Daten dezentral erfasst und zentral mit Hilfe eines Datenbanksystems ausgewertet. Die Nutzungsdaten werden sowohl in wirtschaftlicher Sicht als auch aus technischer Sicht ausgewertet und bilden die Basis für detailliertere Untersuchungen der E-Roller auf einem E-Rollerprüfstand. Die Hauptkomponente Batterie der E-Roller wird mit einem Batterieprüfstand getestet. Sowohl der E-Rollerprüfstand als auch der Batterieprüfstand wurden durch die Hochschule Osnabrück entwickelt.

Im Projekt „Energiemanagement einer rein elektrogeneratorischen Bremsanlage bei unterschiedlichen Fahrmanövern“ (EFRE) wurde das eigenentwickelte Forschungsfahrzeug der Hochschule mit einem selbstentwickelten DC/DC-Wandler (60kW) erweitert, dies ermöglichte die kontrollierte Rekuperation. Durch das implementierte optimierte Betriebsmanagement wurden große Anteile der aufgewandten Energie beim Bremsbetrieb zurückgewonnen. Die durch entsprechende Modellbildung vorhergesagten Rekuperationsraten konnten im praktischen Fahrversuch validiert werden.

Die Hochschule Osnabrück hat einen Forschungsschwerpunkt „Energiespeicher in der Region Osnabrück“ beim Land Niedersachsen bewilligt bekommen. In diesem Projekt geht es sowohl um rechtliche, wirtschaftliche und technische Aspekte von dezentralen und zentralen Energiespeichern in der Region Osnabrück und Steinfurt. Diese Energiespeicher werden benötigt, um die Klimaziele der Region Osnabrück und Steinfurt (BMU-Projekt „Masterplan 100% Klimaschutz) zu erreichen.

Sämtliche hier aufgeführten Projekte führten und führen zum Aufbau einer breiten Kompetenz in den Bereichen Leistungselektronik und Energiespeicher.

Stationärer Speicher und Steuereinheit

Die Hochschule Osnabrück arbeitet in Kooperation mit der Universität der Bundeswehr München an einem Batterie-Umrichter-System, welches modular aufgebaut ist. Das System beruht auf einer Multileveltopologie, die einzelne Batteriemodule beliebig parallel, seriell oder im Bypass schalten kann. Erste Messungen der Universität der Bundeswehr München mit solch einem neuen Speichersystem ergaben sehr viel

bessere Wirkungsgrade bei stationären Speichersystemen (der Wirkungsgrad erhöhte sich von 70% auf über 90%). Durch den modularen Aufbau wird sowohl die Zuverlässigkeit als auch die Verfügbarkeit des Speichers massiv erhöht. Erste Kalkulationen versprechen eine Kostenreduktion von etwa 25% im Vergleich zu herkömmlichen Speichersystemen.

Gleichstromladung

Derzeit werden Elektrofahrzeuge in der Regel über eine Wechselstromschnittstelle geladen. Als Anschlussnetz steht flächendeckend das einphasige Haushaltswechselstromnetz zur Verfügung. Eine Ladung des Fahrzeuges ist mit diesem Netz nur mit sehr begrenzter Leistung möglich.
Das Haushaltsnetz kann für 10 A oder 16 A abgesichert sein. Aus diesen Daten ergibt sich eine maximale Ladeleistung von 2.300 W bis 3.680 W. Diese Werte werden jedoch nur erreicht, wenn der Leistungsfaktor des Ladegerätes bei 100 % liegt. Preiswerte Ladegeräte erreichen typischerweise einen Leistungsfaktor von etwa 50 %. Dies bedeutet, dass im ungünstigsten Fall nur eine Ladeleistung von 1.150 W zur Verfügung steht. Der Ladevorgang einer Fahrzeugbatterie von typischerweise 18 kWh benötigt somit zwischen 15,6 Stunden und bestenfalls 4,9 Stunden.
Besteht die Möglichkeit, den Ladevorgang an einem dreiphasigen Wechselstromnetz durchzuführen, ist eine Ladeleistung von maximal 11 kW möglich. Dies ermöglicht theoretisch eine Ladung der Batterie innerhalb von 1,6 Stunden.
Diese Abschätzungen beziehen weder den Wirkungsgrad der Ladeeinrichtung noch den Wirkungsgrad der zu ladenden Batterie mit ein. Berücksichtigt man diese, verlängert sich die Ladezeit um etwa 20-30 %. Der Ladestrom sollte dem Ladezustand der Batterie angepasst werden, dies führt zu einer deutlich längeren Ladezeit, einer verringerten gespeicherten Energiemenge oder bei nicht Beachtung zu einer Verminderung der Batterielebensdauer.
Bislang sind Gleichstromladesysteme in Europa zumeist in individuellen Einzelanwendungen anzutreffen.

Das nachfolgend beschriebene, die derzeitige Vornorm berücksichtigende, Combined AC/DC-Charging System wird maßgeblich von deutschen Automobilherstellern forciert:

„Das *Combined AC/DC-Charging System* ist ein Ladestecksystem für Elektrofahrzeuge nach IEC 62196 und unterstützt sowohl das AC-Laden (Wechselstrom) als auch das DC-Laden (Gleichstrom). Es wurde von Phoenix Contact in Zusammenarbeit allein mit deutschen Automobilherstellern (Volkswagen Konzern, Mercedes, BMW) entwickelt und besteht im Wesentlichen aus einer fahrzeugseitigen Buchse, dem sogenannten Inlet, und den beiden Steckern zum AC- und DC-Laden.

Das Combined Charging System steht in Konkurrenz zum praktisch erprobten CHAdeMO-Schnellladesystem mit Gleichstrom, welches in Japan und den USA etabliert und auch in Europa eingeführt ist. Ein käufliches Elektrofahrzeug,

welches das "Combined Charging System" nutzt existiert derzeit (Juni 2012) noch nicht“ (s. auch Tabelle).

Typ	**AC-Teil Typ 2**	**DC-Teil**
Nennspannung:	480 V	850 V
IP-Schutzart im gesteckten Zustand:	min. IP44	min. IP44
IP-Schutzart im ungesteckten Zustand:	min. IP 20/IPXXB	min. IP 20/IPXXB
IP-Schutzart des Inlets im abgedeckten Zustand (sog. Road Position):	min. IP55	min. IP55
Normung:	IEC 62196–3 (Draft)	IEC 62196–3 (Draft)

2 Ergebnisbericht

2.1 Abgleich der Ergebnisse mit den Zielen und Aufwänden

Arbeitspakete und Teilprojektergebnisse

Die nachfolgend dargestellten Arbeitspakete (AP) mit ihren einzelnen Arbeitsschritten (AS) dienen der Erläuterung der einzelnen Arbeitspakete und deren Ergebnissen. Dabei werden neben der schlagwortartigen Beschreibung der Arbeitspakete, die Aufgaben und Verantwortungen entsprechend der Kompetenzen den Konsortialpartnern zugeordnet.

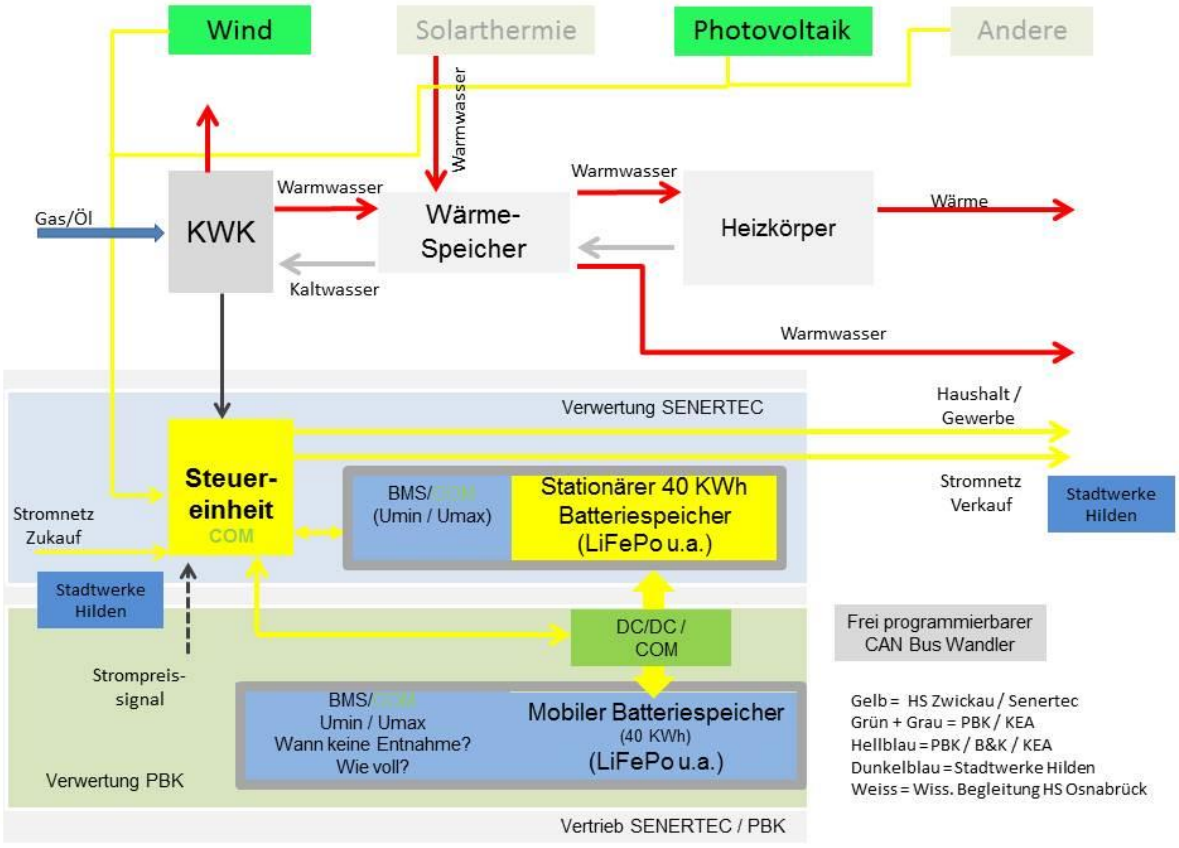


Abb. 2-1: Detaillierte Darstellung der Komponenten und Zuständigkeiten

Ergebnisse des Teilprojektes

- Lokale Smart Grids
  - ✓ Marktüberblick über die Teilmodule eines lokalen Smart Grids
  - ✓ Modellbildung, Simulation und Auslegung von lokalen Smart Grids
  - ✓ Berechnung und Simulation von Betriebsstrategien
  - ✓ Wissenschaftliche Analyse verschiedener DC-Netzstrukturen
  - ✓ Mitglied Expertengremium DKE Roadmap DC-Netze
- DC-Schnellladesäule
  - ✓ Wissenschaftliche Untersuchung verschiedener leistungselektronischer Komponenten
  - ✓ Aufbau und Inbetriebnahme verschiedener leistungselektronischer Topologien
  - ✓ Entwicklung einer Steuereinheit für die Kommunikation Ladesäule / Fahrzeug und der Steuerung der Ladesäule
  - ✓ Entwicklung Kommunikationseinheit Fahrzeug
  - ✓ Entwicklung einer Mess- und Steuereinheit
  - ✓ Entwicklung eines dreiphasigen 2Q-Gleichstromsteller (mit Ansteuerelektronik)
  - ✓ Wissenschaftliche Untersuchungen zur Minimierung der Induktivitäten
  - ✓ Softwareentwicklung für alle Komponenten
  - ✓ Integration und Tests aller Komponenten in einem Ladesäulenschaltschrank
  - ✓ Aufbau und Inbetriebnahme im lokalen Smart Grid

Arbeitspaket 2: Entwicklung der Module für lokale smart grids	
AS 2.2 HS Osnabrück/PBK	Entwicklung und Umsetzung modularer Batterien/Speichermedien mit bidirektionaler Schnellladeoption
Nach Entwicklung, Konstruktion und Aufbau der modularen Speichersysteme, wurden die Speichersysteme am Motorprüfstand der Hochschule Osnabrück aufgebaut. Die einzelnen Module wurden untereinander in Serie geschaltet. Die Zellboards mit dem Master- und dem Prechargemodul wurde über einen Datenbus verbunden. Die Gleichstrommaschine im Hochschullabor simulierte den bidirektionalen DC-Bus und über das Ladesäulenmodul (siehe AS 5.3) konnte die Energie bidirektional zwischen den Speicher und dem simulierten DC-Netz transportiert werden.	
AS 2.2.1 PBK (KEA)	Gleichstromladesäule (DC/DC-Wandler)
Siehe AS 5.3	

Arbeitspaket 3: Pilotanwendung lokale smart Grids	
Phase 1: Pilotanwendung mit einer Prototypen-Anlage und E-Fahrzeug	
AS 3.2 PBK (B&K und KEA)	Adaptierung und Betrieb Prototyp E-Fahrzeug als mobiler Speicher - Betrieb eines Fahrzeugs mit adaptiertem lokalen smart grid

Nach dem der Arbeitschritt 2.2 durchgeführt wurde, kam der elektrifizierte VW T1-Transporter in das Labor der Hochschule Osnabrück. In dieses Fahrzeug wurden die modularen Speicher und die selbst entwickelte Ladefahrzeugsteuerung integriert. So war es möglich das Fahrzeug über die Ladesäule aus dem simulierten DC-Netz zu laden und zu entladen.

Nach ausgiebigen Tests wurde das Fahrzeug mit der Ladesäule nach Zwickau transportiert und dort mit dem stationären Speicher und der übergeordneten Steuerung kombiniert, so dass die gesamte Anlage in Betrieb genommen werden konnte.

Abschließend wurde die gesamte Anlage am Zielort aufgebaut und in Betrieb genommen.



Abb. 2-2: Fahrzeug an der Ladesäule mit stationärem Speicher im Feldtest

Arbeitspaket 5: Wissenschaftliche Begleitung	
AS 5.1 HS OS	Nutzungspotenzial- und Marktanalysen
AS 5.1.1 HS OS	Marktpotenziale - Marktanalyse der vorhandenen Speicher - Marktanalyse für die Module des Gesamtkonzeptes

Die Marktanalyse der vorhandenen Speicher hat ergeben, dass in erster Linie elektrochemische Speicher in Frage kommen, da sie, in Hinblick auf die Energie- und Leistungsdichte, das beste Verhältnis zwischen langzeitlicher und kostengünstiger Speicherung von elektrischer Energie besitzen.

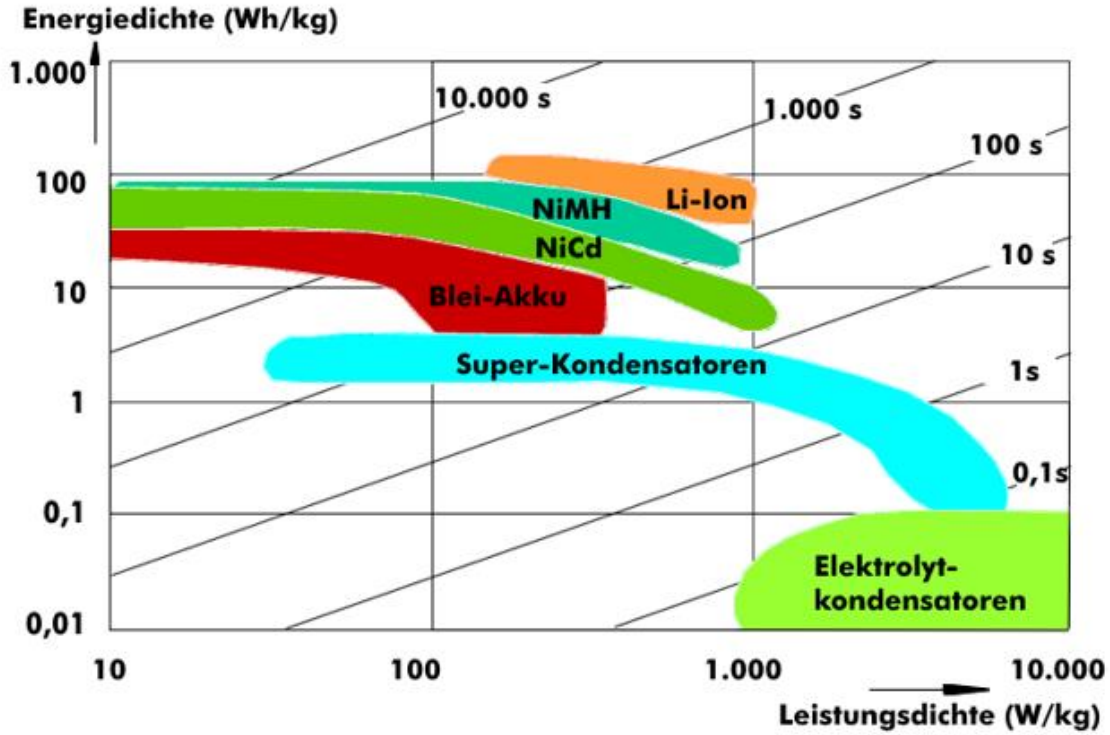


Abb. 2-3: Energie/Leistungsdichte elektrischer Energiespeicher (ITW)

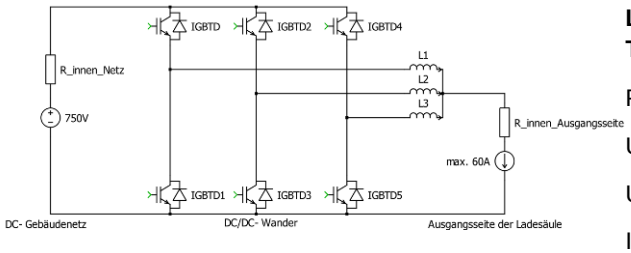
In diesem Projekt ist die Wahl der Speicherzellen auf die Lithium-Ion Technologie gefallen. Sie hat eine vergleichsweise hohe Energie- und Leistungsdichte. Bei der Elektrifizierung von Fahrzeugen wird stark auf die Lithium-Ion Technologie gesetzt, dadurch wird in Zukunft eine hohe Stückzahl der Zellen benötigt werden. Wir rechnen mit sinkenden Preisen in den nächsten fünf Jahren. Mit dem Fokus auf das hohe Potenzial dieser Technologie und einem regionalen Produkt ist unsere Wahl auf die „ECC-LFPP 45“ [ECC] von „ecc Batteries GMBH“ gefallen. Es handelt sich dabei um Lithium-Eisenphosphat-Zellen, die durch ihre Herstellung eine sehr hohe Zyklenfestigkeit und Lebensdauer besitzen. Zusätzlich sind sie vergleichsweise sicher und dadurch für unsere Prototypenanlage äußerst gut geeignet.

AS 5.2	Entwicklung der Module
AS 5.2.1	Entwicklung Funktionsmuster Schnellladekoppelung

Bei der Gleichstromladesäule wurde wegen der hohen Anforderungen an den Ladespannungsbereich (100-800V IEC 61851-01/-24) sich für ein Tiefsetzsteller-Prinzip entschieden. Dieser DC/DC Wandler benötigt eine geringe Anzahl von Leistungshalbleitern. Dadurch kann ein sehr hoher Wirkungsgrad erreicht werden. Um die Baugröße, und damit die Kosten zu reduzieren, wurde ein dreiphasiges Konzept gewählt.

Das anfängliche Konzept mit einem auf Schutzkleinspannung ausgerichteten stationären Speicher und einem entsprechenden DC/DC-Wandler für die Erzeugung des 850 V DC-Bus wurde durch den Hersteller des stationären Speichers verworfen. Statt einem 48V Speicher wurde der stationäre Speicher als Hochvoltspeicher konzipiert, um ihn direkt in den DC-Bus zu integrieren. Da der verwendete Netzumrichter von Senertec nicht mit 850V arbeiten kann, wurde der stationäre Speicher und DC-Bus auf einen Spannungsbereich von 400-500 V ausgelegt. Konsequenz daraus ist, dass der mobile Energiespeicher nur bis zu einer Spannung von 400V geladen werden kann und nicht bis zur geplanten Spannung von 750V (850V minus 100V Spannungsdifferenz über dem DC/DC-Wandler).

Ladesäulenkonzept



Leistungsdaten des Tiefsetzstellers

P_{el}	20kW
U_{DC_zk}	850V DC
U_{DC_Out}	100-750V DC
I_{max}	60A

Abb. 2-4: Ladesäulenkonzept

Für die Ansteuerung des DC/DC Wandlers wurde eine Steuerung entwickelt, die zusätzlich auch die BSC Kommunikation (IEC 61851-01/-24) zwischen Fahrzeug und Ladesäule realisiert und die erforderlichen Messungen durchführt. Diese Steuerung besteht aus einem Controllerboard, das durch die modulare Bauweise vielseitig eingesetzt werden kann, und dem Steuerboard. Das Steuerboard sorgt für die galvanische Trennung der einzelnen Teilsysteme und wandelt die Messwerte der Stromsensoren und Spannungsmessungen um. Zusätzlich hat die Steuerung noch Relais-Ausgänge, mehrere Schnittstellen (CAN, SPI, BSC, Ethernet), mehrere I/O-Ports und die Motoransteuerungen für die Steckerverriegelungen.

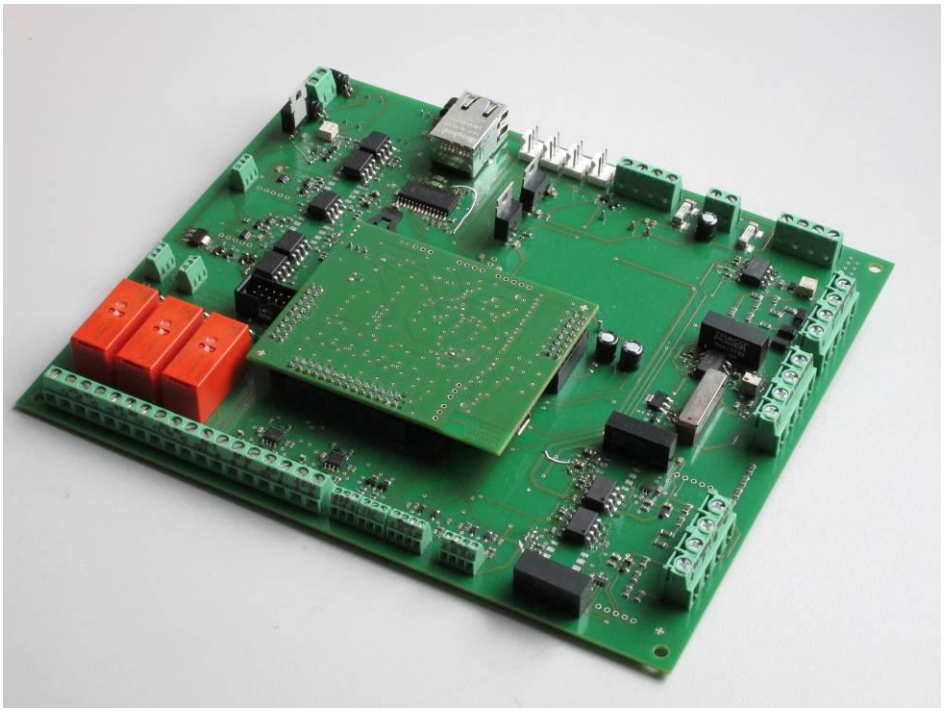


Abb. 2-5: Steuerungsplatine Ladesäule

Das Herzstück der Ladesäule ist der DC/DC-Wandler, der aus einem B6 Leistungsmodul, den Drosseln, den Hochleistungsschützen und den Sicherungen besteht. Zusätzlich zu dem DC/DC-Wandler gibt es noch den AC-Bereich, der eine AC-Ladung ermöglicht. Über die zentrale Steuerung wird dieses System geregelt und die Kommunikation realisiert.

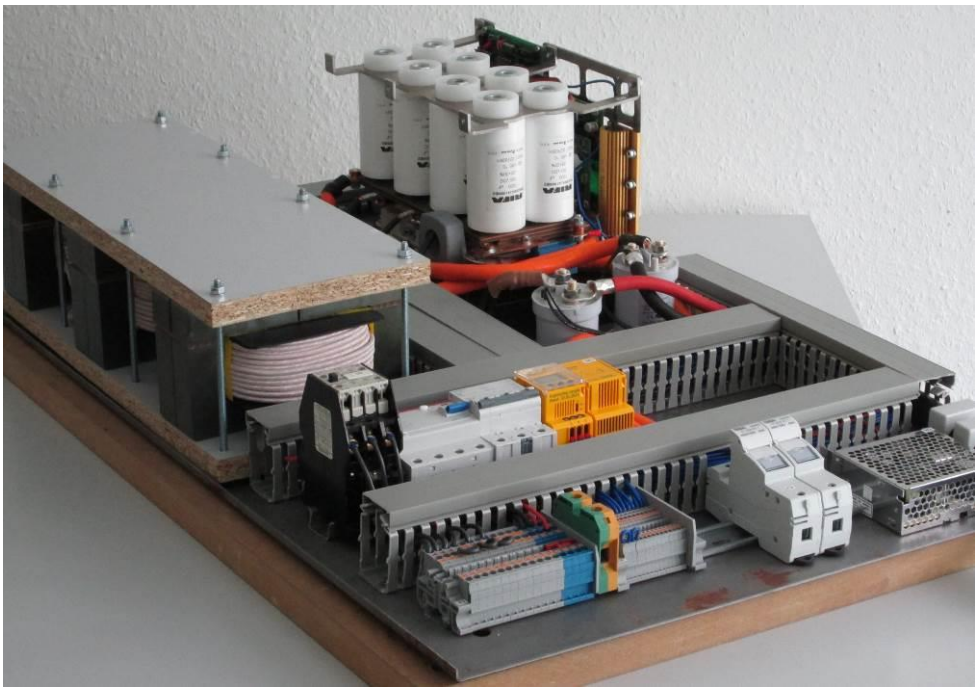


Abb. 2-6: Erstes Funktionsmuster Ladesäule

Im ersten Schritt wurde die Ladeelektronik in einem Schaltschrank und der AC wie auch DC Stecker in einer schlanken Ladesäule verbaut. In den nächsten Schritten soll die Ladeelektronik soweit optimiert werden, das sie in ein schlankes Ladesäulengehäuse integriert werden kann.

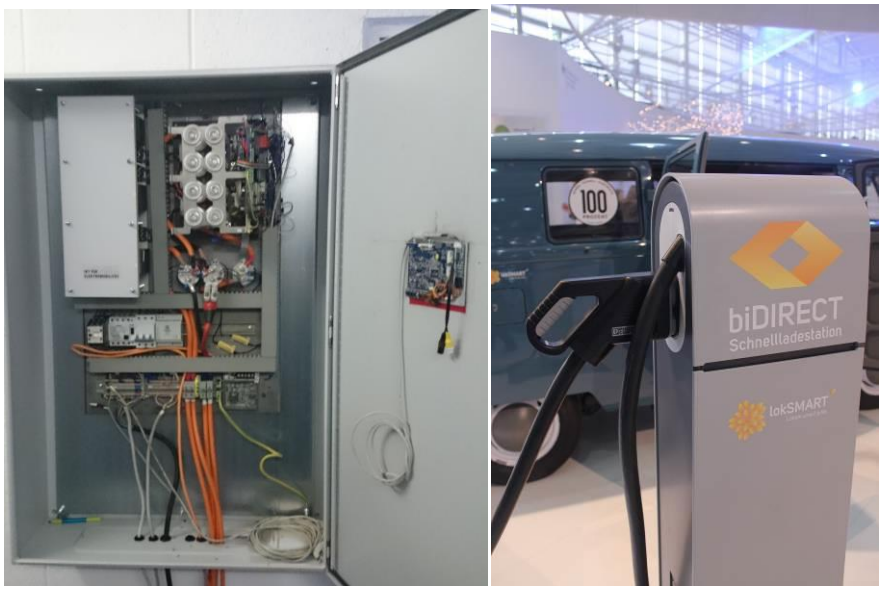


Abb. 2-7: Ladesäulenprototyp

Die Ladefahrzeugsteuerung ist die Kommunikationsschnittstelle zwischen der Ladesäule und dem Fahrzeug. Sie kommuniziert über die BSC-Schnittstelle mit der Ladesäule und über die CAN- Schnittstelle mit dem Batteriemanagementsystem und dem Fahrzeug. Über Relaisausgänge kann sie die Ladung der Batterien steuern und über die Kommunikations-Schnittstelle überwachen.

AS 5.2.2	Kommunikationsschnittstelle / Entwicklung CAN BUS- Wandler

Die Kommunikationsschnittstelle des gesamten smart grids basiert auf der CAN-Kommunikation. Da beim Gleichstromladen der europäischen Standard verwendet wurde, werden die neuen Normen des Combined Charging System (CCS) für das Gleichstromladen (IEC 61851-01/-24) genutzt.

Aus dieser Norm geht die standardisierte BSC Kommunikation hervor, die für eine CCS basierte Gleichstromkommunikation genutzt werden muss. Bei der BSC-Schnittstelle handelt es sich um eine One-Wire-CAN-Kommunikation, die auf den CP-Leiter zusätzlich mit der PWM-Kommunikation moduliert wird.

Diese Kommunikationsschnittstelle wurde in der Ladesäulensteuerung wie auch in der Fahrzeugsteuerung integriert.

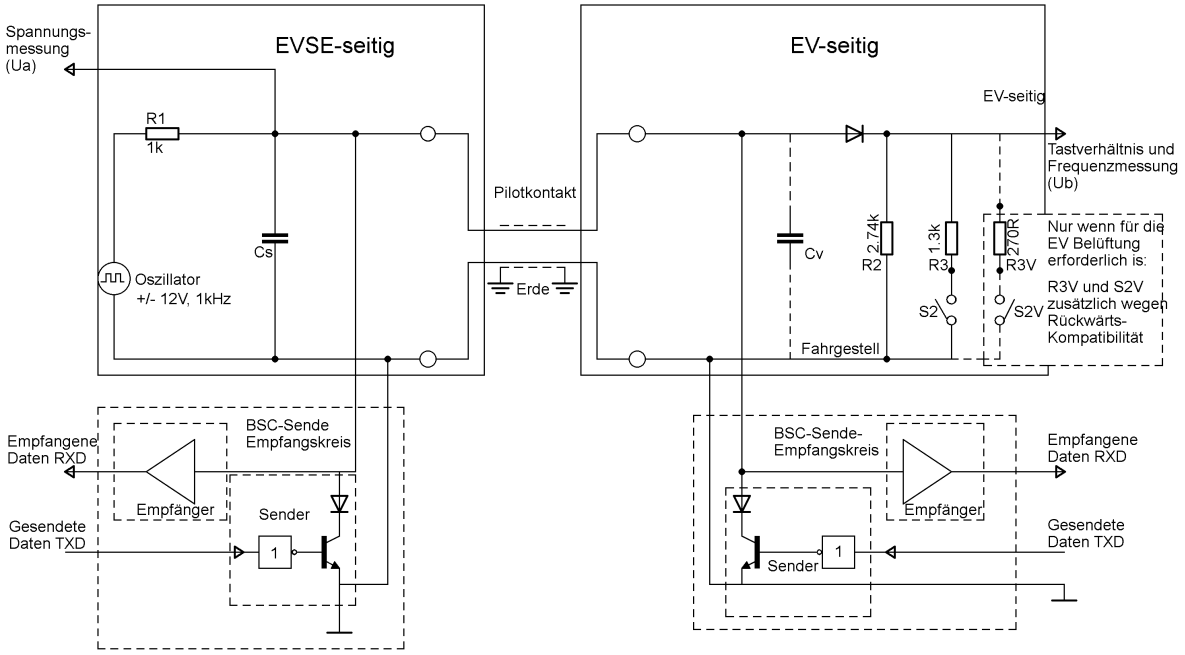


Abb. 2-8: Schematische Darstellung der BSC Kommunikation über den CP-Leiter

AS 5.2.3	Komponentenprüfung - Begleitung und Durchführung der Komponentenprüfung nach den standardisierten Prüfverfahren (EMV / ECE 100 u.a.) zur Absicherung des Prototypenbetriebs

Die Komponenten der Ladesäulenelektronik wie auch der Fahrzeugsteuerung wurden in unserem Labor geprüft und getestet. So dass sie erfolgreich im Feldversuch getestet werden konnten. Eine komplette EMV Prüfung der gesamten Anlage konnte aufgrund der Größe nicht durchgeführt werden. Dies wird in der Weiterentwicklung bei Loksmart 2 in Angriff genommen.

AS 5.3	Pilotanwendung
AS 5.3.1	Datenerhebung und –auswertung - Datenerfassung der Energieflüsse und deren Auswertung - Auswertung der Mess- und Nutzungsdaten / Ableitung von Vorgaben für Auslegung von skalierten lokalen smart grids

Die Auswertung der Mess- und Nutzungsdaten zeigen im Moment noch teilweise fehlerhaftes Verhalten der Gesamtsteuerung des lokalen Smart Grids, wodurch eine umfangreiche Auswertung der Daten noch nicht sinnvoll ist. Das Fehlverhalten der Steuerung wird analysiert und in naher Zukunft durch die Kollegen der WHZ behoben. Wir hoffen das möglichst bald langfristige Messungen und aussagekräftige Auswertungen durchgeführt werden können.

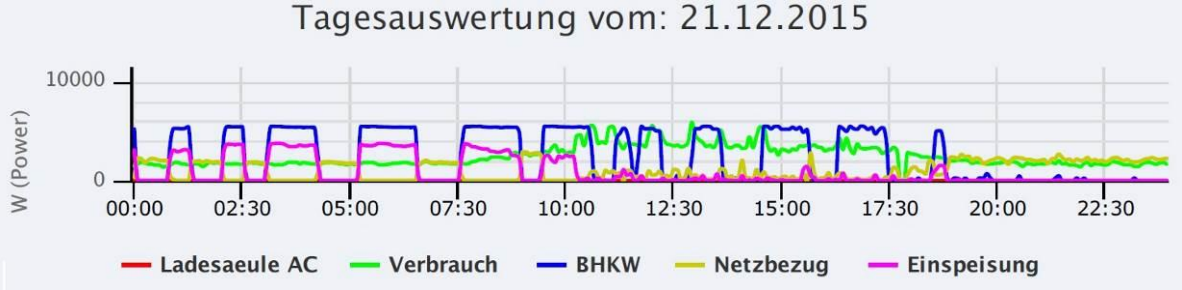


Abb. 2-9: Leistungen Tagesauswertung vom 21.12.2015

AS 5.3.2	Modellierung der Aufskalierung

Für das Folgeprojekt Loksmart 2 wurde eine Aufskalierung für die einzelnen Projektstandorte durchgeführt.

Projektstandort	Ladeinfrastruktur	Stationärer Speicher	Mobiler Speicher
Schulstraße	1xDC bidirect ; 1xAC	40kWh	35kWh*
Villa Media	1xDC; 4xAC	126 kWh	Nicht konzeptrelevant
Kesselsweier	2xDC bidirect ; 1xAC	Nicht konzeptrelevant	35kWh*; 26kWh*; 28kWh*; 24kWh (Bestand)
Bäcker Schüren	8xDC bidirect; 28x AC	4x60kWh;	6x60kWh*;40kWh*;26kWh*
***** davon ca. 1/3 prognostizierte bewirtschaftbare mobile Speicherkapazität			

AS 5.4	Wissenschaftliche Begleitung
AS 5.4.1	Wissenschaftliche Beratung und Betreuung

Während der kompletten Projektlaufzeit wurden die Industriepartner wissenschaftlich beraten. Insbesondere die WHZ wurde während der Inbetriebnahmephase der Prototypenanlage zwischen Mai und September 2015 intensivst beraten und betreut.

AS 5.4.2	Modellierung des Mehrspeichersystems

Bei der Modellierung des Mehrspeichersystems wurde eine starke Detailbetrachtung der einzelnen Speicherelemente vorgenommen. Mit diesen Speicherelementen wurde ein Mehrspeichersystem aufgebaut und die einzelnen Verläufe der einzelnen Umlade-vorgängen durchgespielt.

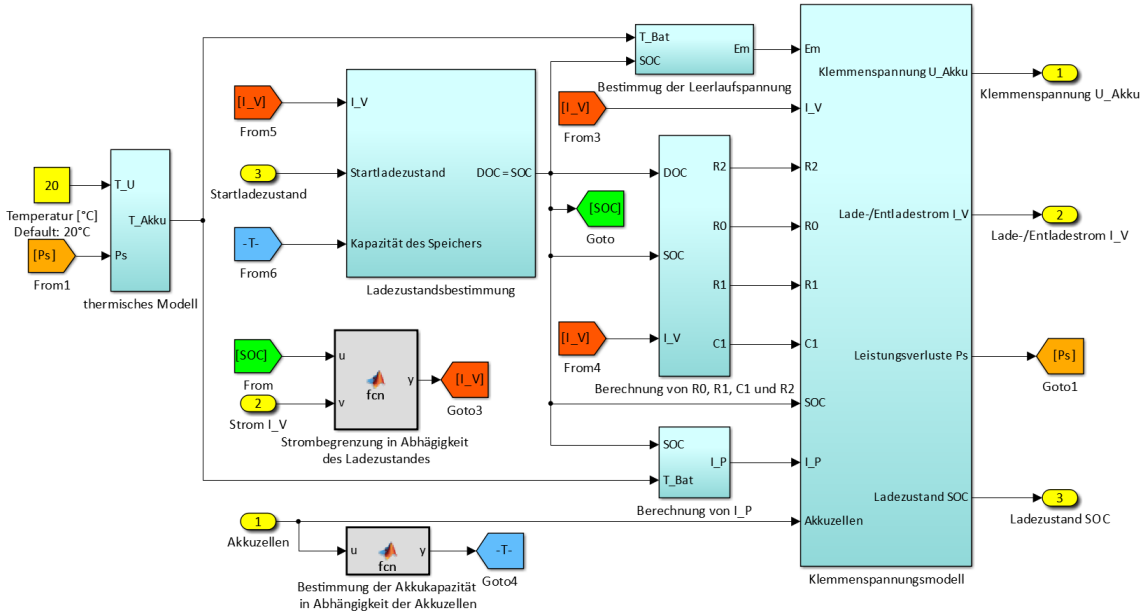


Abb. 2-10: Ausschnitt aus dem Mehrspeichermodell

AS 5.4.3	Bestimmung der optimalen Speichergröße

Mit Hilfe von Matlab Simulink wurde ein Mehrspeichersystem mit regenerativen Energiequellen simuliert. Damit war es möglich, unterschiedlichste Wirtschaftlichkeitsberechnungen durchzuführen.

An einem Beispiel ist gut zu erkennen, wann sich rechnerisch die Investition amortisiert und ab wann Gewinne erwirtschaftet werden:

- Rahmenbedingungen:

Zeitraum	2012 – 2032 (20 Jahre)
Wohnfläche	700 m²
Stromverbrauch Gebäude	9800 kWh/a
Stromverbrauch Elektrofahrzeug	22,28 kW/(100km)
Kilometerlaufleistung Fahrzeug	15.000 km/a

- Annahme: Strom / Erdgaspreise / Dieselkosten lineares Wachstum
- Blockheizkraftwerk elek. 5,5 kW; ther. 14,8 kW
- Photovoltaikanlage 12,5 kWp
- Energiespeicher mobil/stationär 2 x 40 kWh

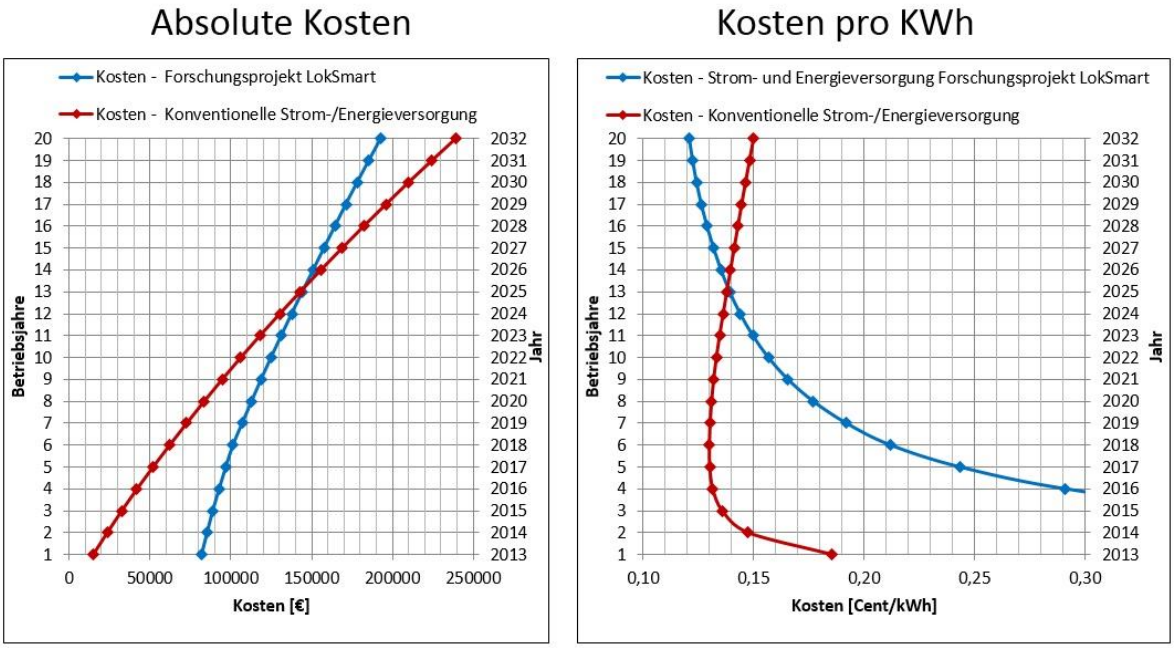


Abb. 2-11: Kostenrechnung Energiespeicher

AS 5.4.4	Vergleich verschiedener leistungselektronischer Koppelungen von Haus (stationär) und E-Fahrzeug (mobil) in Bezug auf Wirkungsgrad, Kosten und Wirtschaftlichkeit

Für die Kopplung zwischen stationären und mobilen Speichern können die leistungselektronischen Systeme in galvanisch gekoppelte und galvanisch getrennte Systeme unterschieden werden. Die galvanisch getrennten Systeme haben prinzipell einen schlechteren Wirkungsgrad und höhere Kosten, weil der Gleichstrom auf beiden Seiten des Übertragers umgesetzt und die Energie komplett über den magnetische Kreis übertragen werden muss. Dabei verringern nicht nur magnetische Verluste in den Übertragern und ohmische Verluste in den Leitungen den Wirkungsgrad, sondern ein großer Teil der Verluste entsteht durch die Schaltvorgänge der Leistungshalbleiter. Diese Verluste sind abhängig von der Schalthäufigkeit (Frequenz), der Spannungshöhe und des Stromes. Die Spannungshöhe steht antiproportional zu dem Strom und damit antiquadratisch zu den ohmischen Verlusten, wodurch eine hohe Spannung für einen hohen Wirkungsgrad angestrebt werden sollte. Die Frequenz ist antiproportional zum Volumen der induktiven und kapazitätiven Komponenten, wobei die Größe der Komponenten stark den Preis beeinflusst. Durch ein resonantes Schalten wird die Komplexität der Ansteuerung und Regelung stark erhöht, reduziert jedoch die Schaltverluste auf ein Minimum.

Der höhere Entwicklungs- und Regelungsaufwand wirkt sich stark auf die Kosten aus.

Die Abhänigkeiten der Verluste und des Bauvolumens sind bei galvanisch gekoppelten ähnlich wie bei den galvanisch getrennten Systemen. Jedoch sind die Verluste im magnetischen Kreis geringer, weil nicht die gesamte Energie magnetisch übertragen werden muss, sondern nur ein Teil der Energie im magnetischen Kreis gespeichert wird, um die Leistung zu transformieren. Damit haben die galvanisch gekoppelten Systeme prinzipell einen höheren Wirkungsgrad und einen einfacheren Aufbau, wodurch sich ein solches System für den Prototypenaufbau anbietet.

Für die Anforderung an die Schnellladekopplung wurde kein kommerzielles Produkt gefunden, was einen so großen Arbeitsbereich abdeckt, in seiner Funktion und Steuerung eine so hohe Flexibilität bietet und immer noch kostengünstig ist. Deshalb wurde eine Eigenentwicklung aufgebaut, die aus einem mehrphasigen Synchronwandler mit niedriger Schaltfrequenz besteht. Die einfache Topologie und die niedrige Schaltfrequenz versprechen einen hohen Wirkungsgrad, ohne einen komplexen und aufwendigen Aufbau mit resonantem Schaltverhalten zu nutzen. Durch die mehrphasige Anordnung können die Induktivitäten und Kapazitäten trotz der niedrigen Schaltfrequenz von ihrer Größe stark reduziert werden.

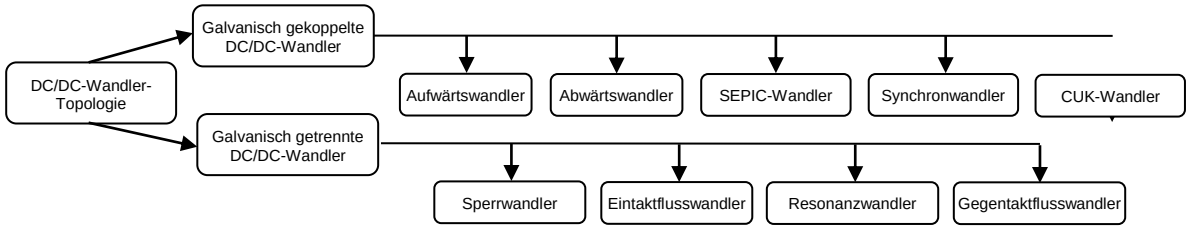


Abb. 2-12: DC/DC-Wandler Topologien

AS 5.4.5	Erarbeitung/Simulation Betriebsstrategien

Die Betriebsstrategien sind in erster Linie abhängig von der Philosophie und der Motivation des Anlagenbetreibers, der das lokale smart grids bewirtschaftet. Im Folgenden werden relevante Betriebsstrategien dargestellt.

Autarkie:

Ein bis jetzt weit verbreitetes Ziel bei der Nutzung eines Smart Grids, ist ein hohes Maß an Autarkie und damit die Unabhängigkeit vom Energieversorger zu gewinnen. Dabei müssen die Energieschwankungen im lokalen Netz kompensiert werden und bei stark schwankenden Verbrauchern oder Erzeugern (PV-/Windenergie) sind große Speicher notwendig. Mit einer ausschließlichen Bewirtschaftung aus fluktuierenden regenerativen Energiequellen sind hohe Autarkiegrade unwirtschaftlich, da ein hohes Maß an installierter Erzeugungsleistung benötigt wird und die benötigte Speicherkapazität für die Energie bei Autarkiegraden über 70 % stark ansteigt, so dass bei den heutigen Speicherpreisen diese Anlagen in den meisten Fällen nicht wirtschaftlich betrieben werden können.

Eigenverbrauchsoptimierung:

In naher Zukunft, wenn die ersten subventionierten PV-Anlagen nicht mehr gefördert werden, wird die Speicherung der selbsterzeugten PV-Energie immer atraktiver. Die Energiespeicherung durch intelligente Lastflusssteuerung in Verbrauchern, in Form von Wärme, Kälte oder integrierten Speichern hat meist ein nur geringes Potenzial. Durch die stark nachlassende Einspeisevergütung werden chemische Speicher für die Erhöhung des eigenen Stromverbrauchs immer lukrativer. Zusätzlich dämpft dieser Ansatz die durch die PV-Anlagen erzeugten Einspeiselastspitzen im Netz.

Anlagenoptimierung:

Bei dem Ansatz die Anlagenkosten zu optimieren, werden die Speicher moderat ausgelegt. Der PV-Energieüberschuss wird größtenteils ins Netz abgegeben. Durch die moderate Speicherkapazität steigt die Zyklenzahl (Lebensdauer) und die Nutzung des Speichers, wodurch die Kosten der Stromspeicherung sinken. Zusätzlich wird im Teillastbetrieb, trotz des relativ kleinen Speichers, die Starthäufigkeit des Blockheizkraftwerks verringert, wodurch sich die Lebensdauer des BHKW erhöht. Durch die geringere PV-Eigenenergienutzung steigt der eigene Verbrauch an fossil erzeugter Energie.

Alle diese Ansätze können bei konstanten Strompreisen dem Netzbetreiber schaden, da ein großer Teil des Strompreises für den Betrieb und die Instandsetzung des Stromnetzes eingesetzt wird. Durch die Erhöhung des Eigenverbrauchs wird weniger Strom aus dem Netz abgenommen und damit reduziert sich auch die Finanzierung der Energienetze. Hier könnte ein kombinierter Leistungs-/Energiepreis für die Stromkunden eine diskutable, soziale Lösung sein.

Durch neue Energieversorgungsmodelle ist es jedoch möglich diesen Zusammenhang sogar zum Vorteil der Netzbetreiber zu nutzen. Beispielsweise durch einen individuellen Strompreis, mit dem der zeitliche Energieverbrauch einzelner Regionen gezielt gesteuert werden kann. Damit ist es möglich, nicht nur durch die Erzeuger, sondern auch durch die lokalen smart grids die positive und negative Regelenergie vorzuhalten. Wodurch nicht nur Kraftwerke eingespart, sondern auch die Verteilungsnetze in ihrer Leistungsfähigkeit reduziert werden können, da Leistungsspitzen direkt in der Region kompensiert werden.

Die Anreize durch das individuelle Strompreissignal kann somit nicht nur die Netze entlasten und konventionelle Kraftwerke reduzieren, sondern sie schaffen einen weiteren Anreiz, lokale smart grids über den eigenen Bedarf hin auszubauen, und reduziert zusätzliche Transportverluste der elektrischen Energie.

All diese Optimierungsansätze sind stark von den Verlaufskurven der Erzeuger, Verbraucher und der Auslegung des Speichers abhängig. Daher kann eine optimale Auslegung des Speichersystems erst nach der genauen Analyse von Erzeuger- und Lastverläufe durchgeführt werden. Darauf aufbauend kann mit einer der Betriebsarten eine Betriebsstrategie entwickelt werden.

Anhand einer Simulation in Matlab Simulink wurde mit einer vereinfachten Form die Betriebsart „**Energienetzoptimierung“** realisiert, die an die Randbedingungen der Versuchsanlage angelehnt ist.

Randbedingungen:

- Tag/Nacht-Stromtarif (6 - 21 Uhr)
- SLP eines Haushalts
- PV-Anlage 16 kWp
- BHKW 5,5 kW
- Stationärer Speicher 40 kWh
- Windkraft 0,5 kW
- Ohne mobilen Speicher

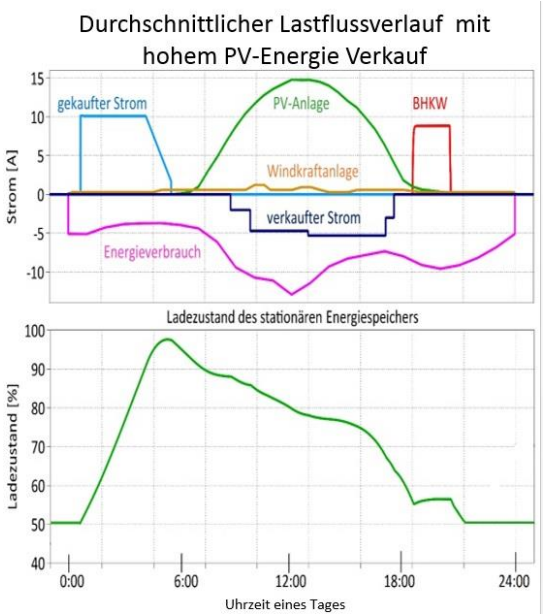


Abb. 2-13: Lastfluss mit hohem PV-Energie Verkauf

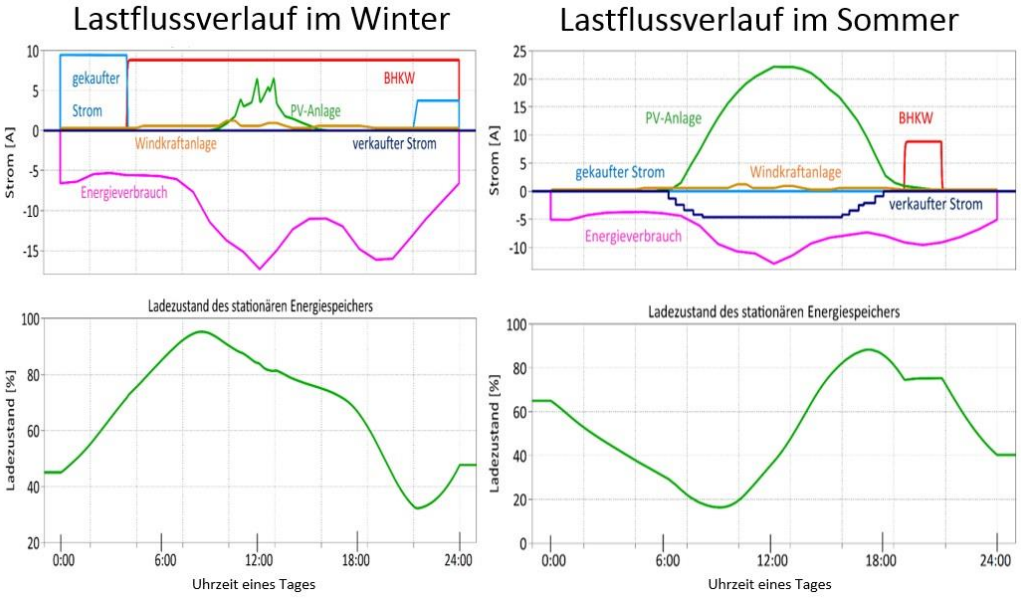


Abb. 2-14: Lastfluss Sommer / Winter

AS 5.4.6	Dokumentation der wissenschaftlichen Ergebnisse
Die wissenschaftlichen Ergebnisse wurden in zahlreichen Bachelor- und Masterarbeiten dokumentiert. Eine entsprechende Auflistung kann dem Literaturverzeichnis entnommen werden.	
AS 5.4.7	Veröffentlichung der wissenschaftlichen Ergebnisse
Die wissenschaftlichen Ergebnisse wurden bisher bei diversen Veranstaltungen präsentiert. Eine wissenschaftliche Veröffentlichung im Rahmen mehrerer Konferenzbeiträge wird nach Abschluss des Projektes geplant und ist derzeit in Vorbereitung.	

Zusatz	Entwicklung einer Auslegungssoftware für lokale smart grids

In Kooperation mit den Mitarbeitern des Forschungsschwerpunktes „Energiespeicherlösungen für die Region Osnabrück – Steinfurt EOS“ wurde eine Auslegungssoftware für lokale Smart Grids erstellt.

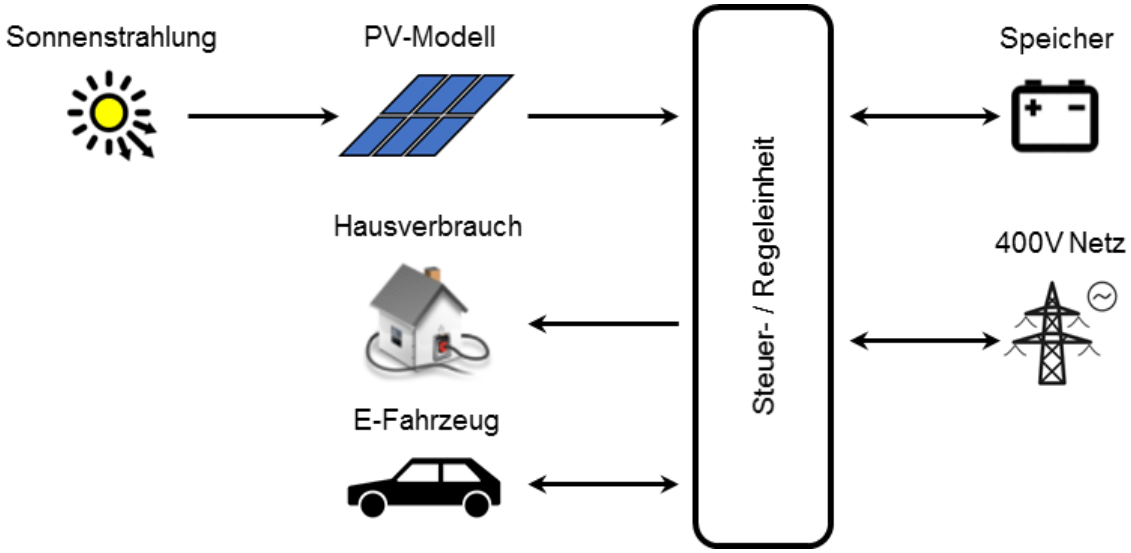


Abb. 2-15: Simulationsmodell lokales Smart Grid

Die Software basiert auf einem Zeitschrittmodell auf Basis von Matlab / Simulink und enthält ein Wettermodell (Standort, Jahr), detailiertes PV-Modell (Standort, Neigung, Ausrichtung, Wirkungsgrad), den Hausverbrauch (Normverbrauch oder gemessene Werte), ein Fahrzeug / Nutzungsmodell, ein elektrisches Speichermodell, ein Netzmodell (verschiedene Staaten) und die Modellierung unterschiedlichster Betriebsstrategien. Mittels des Modells kann u.a. die Größe des Speichers und der Solaranlage optimiert werden:

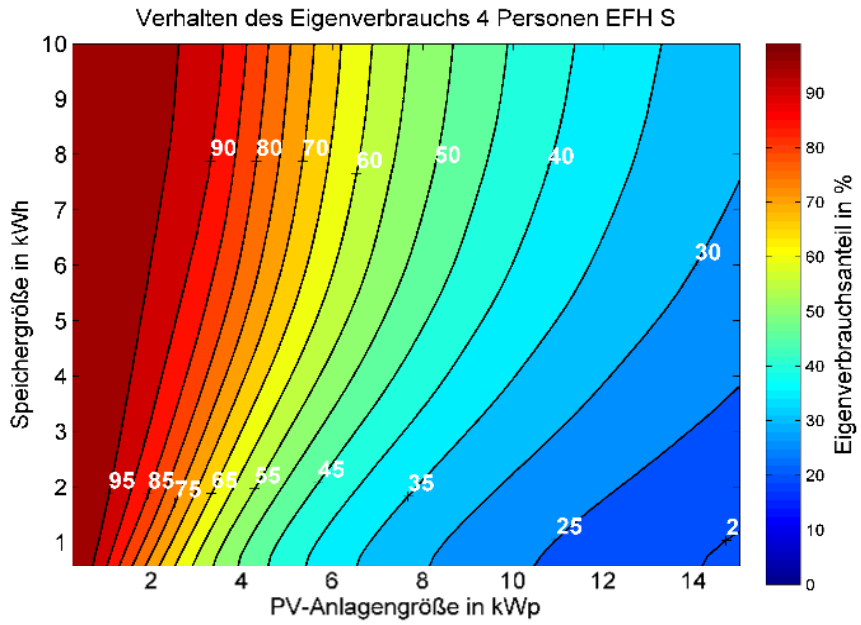


Abb. 2-16: Eigenverbrauch Simulation

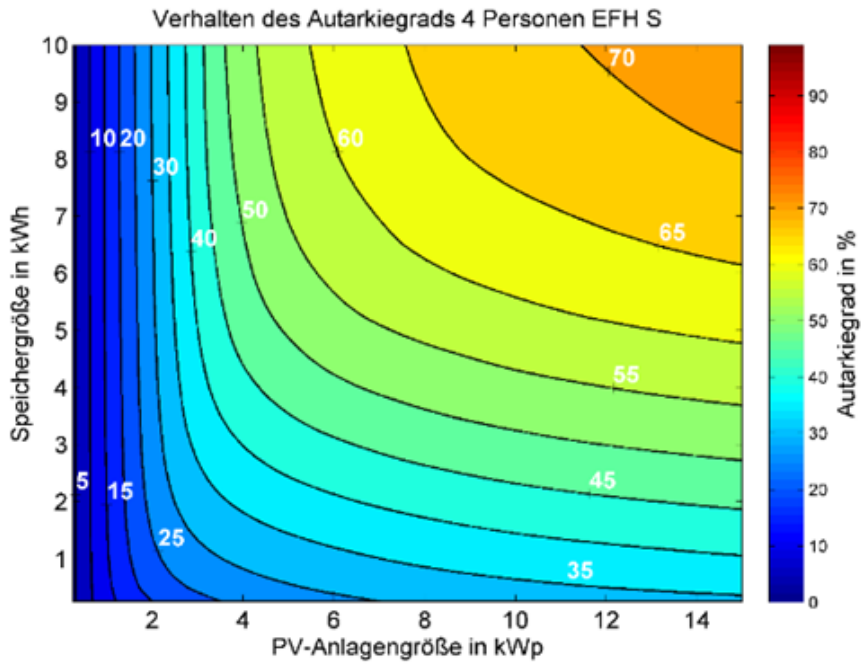


Abb. 2-17: Autarkiegrad

2.2 Verwertung der Ergebnisse

Nachdem das erste Funktionsmuster in einem kleinen Feldversuch getestet und die Ergebnisse analysiert wurden. Werden im Projekt lokSMART JETZT! 2 Prototypen für drei weitere Demonstrationsanlagen aufgebaut. Diese Prototypen wurden bereits deutlich überarbeitet. Bei der Erstellung der Protoytpen wurde speziell auf das Bauvolumen, die Sicherheit und die Kosten geachtet. Während der Feldtests im Projekt lokSMART JETZT! 2 werden die Prototypen weiteren Sicherheits- und EMV-Tests unterzogen. Basierend auf den Testergebnissen im Labor und im Feld werden im Anschluß an das Projekt marktfähige Produkte entwickelt.

Für die weitere Verwertung kann das Senertec-Netzwerk genutzt werden. Über die fünf größten Senertec-Center – das Center Sachsen ist eines von diesen – werden rd. 60 % der bundesweiten Volumina abgedeckt.

Zurzeit sind rd. 27.000 Senertec-KWK-Anlagen in Betrieb. Im Bereich der BHKW ist jedoch mit einer starken Zunahme zu rechnen, wenn sich das energiepolitische Ziel einer Erhöhung des KWK-Anteils auf 25 % bis 2020 realisieren soll.

Die Anzahl der ebenfalls relevanten Photovoltaikanlagen liegt im Bereich knapp über 1.000.000 Anlagen, so dass sich auch hier ein sehr großes Marktpotenzial für die stationären und mobilen Speichereinheiten ergibt.

Die nachfolgende Tabelle vermittelt einen Gesamtüberblick der geplanten Verwertungsoptionen:

Verwertungstabelle - Gesamt

Nr.	Ergebnisse	Verwertungsmöglichkeit /- aktivität	Zeithorizont	Erfüllt
AP 1 AP 5	Szenarien und Prognosen für die Markteinführung von lokalen smart grids	Grundlage für die Markteinführung im Anschluss an das Vorhaben	Ende 2015 bis Frühjahr 2016	**ja**
AP 1 AP 5	Szenarien und Prognosen für die Markteinführung von lokalen smart grids	Grundlage für die Erstellung eines Businessplans	Herbst 2015 bis Ende 2015	**ja**
AP 2.2.1	Demonstrator Gleichstromladesäule	Ausgründung eines Produktionsunternehmens für Leistungselektronik	Mitte 2016	**nein**
AP 2.2.1	Gleichstromladesäule	Anpassung an Markterfordernisse	Ende 2015 bis Sommer 2016	**ja**
AP 2.2.1	Gleichstromladesäule	Markteinführung über SenerTec Vertriebsnetz und Direktvertrieb	Ende 2. Quartal 2016	**nein**
AP 5.1.1	Marktpotenziale	Einbringen in weitere wiss. Projekte: - Forschungsschwerpunkt EOS - Masterplan 100 % Klimaschutz	Bis Ende 2013	**ja**
AP 5.2.2	CAN BUS - Wandler	Markteinführung gemeinsam mit Gleichstromladesäule	Ende 2. Quartal 2016	**In Arbeit**
AP 5.2.3	Komponentenprüfung	Erfahrungen werden in Serienentwicklung einfließen	Ende 2015 bis Sommer 2016	**ja**
AP 5.3.1	Datenerhebung	Daten werden für Marketingplan und zur wissenschaftlichen Veröffentlichung genutzt	Bis Mitte 2017	**In Arbeit**
AP 5.3.2	Modellierung der Aufskalierung	Einbringen in weitere wiss. Projekte: - Forschungsschwerpunkt EOS - Masterplan 100 % Klimaschutz Binnenforschungsprojekt „City Grid“ - Projekt „Virtueller Energiespeicher“	Bis Ende 2015	**ja**
AP 5.4.2	Modellierung des Mehrspeichersystems	Einbringen in weitere wiss. Projekte: - Binnenforschungsprojekt „City Grid“ - Projekt „Virtueller Energiespeicher“	Bis Ende 2014	**nein**
AP 5.4.3	Bestimmung der optimalen Speichergröße	s. AP 5.3	Bis Ende 2014	**ja**
AP	Dokumentation der	Einspeisung in Folgevorhaben	Ab Herbst	

Nr.	Ergebnisse	Verwertungsmöglichkeit /- aktivität	Zeithorizont	Erfüllt
5.4.6	wissenschaftlichen Ergebnisse		2015	**ja**
AP 5.4.7	Veröffentlichung der wissenschaftlichen Ergebnisse	Vermittlung der Ergebnisse an die Fachöffentlichkeit	Ab Herbst 2015	**ja**
AP 5.4.4	Vergleich leistungselektronischer Koppelungen	Einbringen in weitere wiss. Projekte: - Hocheffiziente Ladegeräte für die E-Mobilität - Leistungselektronische Koppelung von Energiespeichern in der Industrie - Leistungselektronische Koppelung von Energiespeichern in der Landwirtschaft	Bis Ende 2015	**ja**
AP 5.4.5	Erarbeitung / Simulation Betriebsstrategien	s. AP 5.3	Bis Ende 2014	**ja**

2.3 Fortschritte in vergleichbaren Projekten

ProPac

Die Science to Business GmbH, Tochtergesellschaft der Hochschule Osnabrück, hat im Jahre 2014 ein kommerzielles Projekt zum Abschluss gebracht, in dem ein smart grid für das Laden von Elektrofahrzeugen aus PV-Energie aufgebaut wurde. Diese Anlage wurde bei dem Unternehmen „Pro-Pac Ostendorf Plastic Thermoformfolien und Verpackungen GmbH & Co. KG“ aufgebaut und speist über drei PV-Wechselrichter mit einer Gesamtnennleistung von 26,6 kW in das lokale smart grid ein. Über drei bidirektionale Batterieumrichter wird die erzeugte PV-Energie in die Blei-Akkumulator gespeichert. Über AC-Ladesäulen kann der eigens erzeugte Strom in die Elektrofahrzeuge geladen werden. Dieses System kann auch komplett autark arbeiten. Durch die Nutzung des AC-Netzes konnten handelsübliche Komponenten verwendet und damit ein erfolgreiches Projekt durchgeführt werden. Dieses System kann keine Gleichstromladungen und auch keine bidirektionale Energietransfer zwischen stationären und mobilen Speicher durchführen. Eine komplexe Steuerung, um unterschiedliche Betriebsstrategien zu nutzen, stand auch nicht im Fokus dieses Projektes.

E-SolCar

Das Verbundprojekt „E-SolCar“ wurde am 7. November 2014 abgeschlossen. Während der Projektlaufzeit wurden die 45 eingesetzten Elektrofahrzeuge als rollende Speichersysteme genutzt und legten ca. 400.000 km zurück. Während des Ladevorganges der Fahrzeuge ermöglichte ein interner Wechselrichter das Rückspeisen in das Energieversorgungsnetz, so dass ein gezieltes Nachladen mit gleichzeitiger

Bedienung von Netzdienstleistungen ermöglicht wurde. Der Ladevorgang wurde dabei über eine Leitstelle gesteuert und an den Energiebedarf von Fahrzeug und der aktuellen Belastung des Energieversorgungsnetzes angepasst. Mit dem Projekt wurde nachgewiesen, dass Elektrofahrzeuge prinzipiell als Kurzzeitspeichersystem genutzt und zur Entlastung der Energieversorgungsnetze beitragen könnten. Eine wie hier im Projekt LokSmart zu erarbeitende DC-Ladung war nicht Forschungsgegenstand von „E-SolCar“.

2.4 Veröffentlichungen und Präsentationen

12/2012	„Kostenlos Strom tanken, E-Säule wird in Betrieb genommen“, NOZ
12/2012	„LokSMART Kraft / Wärme-Kopplung, regenerative Energien“ (KEA Pressearchiv)
12/2012	Modulares Wechselspeichersystem angemeldet (KEA Pressearchiv)
01/2013	„Elektrisch tanken dank Nordhorner Hilfe…“, Nordwestzeitung
01/2013	„Modulare Energiespeicher“, Innowattion
01/2013	„LokSMART Lokale Smart Grids JETZT!“, Innowattion
03/2013	Präsentation „LokSmart“ am Karlsruher Institute of Technology
04/2013	Präsentation eines Energiespeichersystems / Ladesäule auf der Hannover Messe
04/2013	„Modulare Energiespeicher erleichtert Strombereitstellung“ (Pressearchiv Hannover Messe)
04/2013	„Elektromobilität im urbanen Einsatz“, Pressearchiv Kompetenzzentrum Energie, Hochschule Osnabrück
09/2013	Präsentation 2. Forum Zukunftsfragen Energie / Smart Grid Kompetenzzentrum Energie / Hochschule Osnabrück
11/2013	Präsentation beim IEEE Joint IAS/PELS/IES German Chapter Meeting “Elektromobilität im urbanen Einsatz”
12/2013	„Energieüberschuss in die Schränke weisen (EOS)“, WIR Hochschule Osnabrück
02/2014	Präsentation Landesinitiative „Mobilität Niedersachsen“
02/2014	EOS – Energiespeicherlösungen in Osnabrück und Region“, Innowattion

05/2014	„LokSmart“, Connect Ideas to Business 2014
05/2014	“LokSmart”, Netzwerktreffen Hansalinie / Unternehmen Kesseböhmer
06/2014	„LokSmart“, Präsentation Georgsmarienhütte
09/2014	„LokSmart“, Präsentation beim AutomotiveCluster der WFO
10/2014	„LokSmart“, Präsentation bei Georgsmarienhütte „Energiebewusst“
02/2015	„LokSmart“, Industry Day der Hochschule Osnabrück
05/2015	„LokSmart + EOS“, Treffen in Saerbeck
06/2015	„LokSmart + EOS“, Connect Ideas to Business KIC
07/2015	“LokSmart + EOS”, Energiescout der IHK

3 Berichtsblatt

<table>
<tr><td>1. ISBN oder ISSN</td><td colspan="2">2. Berichtsart (Schlussbericht oder Veröffentlichung)
Schlussbericht</td></tr>
<tr><td colspan="3">3. Titel
Bidirektionale Gleichstrom-Schnellladung – wissenschaftliche Begleitung
LOKSMART – Lokale smart grids JETZT!</td></tr>
<tr><td rowspan="3">4. Autor(en) [Name(n), Vorname(n)]
Pfisterer, Hans-Jürgen
Jahn, Hannes</td><td colspan="2">5. Abschlussdatum des Vorhabens
31.08.2015</td></tr>
<tr><td colspan="2">6. Veröffentlichungsdatum</td></tr>
<tr><td colspan="2">7. Form der Publikation
Bericht</td></tr>
<tr><td rowspan="3">8. Durchführende Institution(en) (Name, Adresse)
Hochschule Osnabrück
Albrechtstraße 30
49076 Osnabrück</td><td colspan="2">9. Ber. Nr. Durchführende Institution</td></tr>
<tr><td colspan="2">10. Förderkennzeichen
01ME12097</td></tr>
<tr><td colspan="2">11. Seitenzahl
51</td></tr>
<tr><td rowspan="3">12. Fördernde Institution (Name, Adresse)

Bundesministerium für
Wirtschaft und Technologie (BMWi)
53107 Bonn</td><td colspan="2">13. Literaturangaben</td></tr>
<tr><td colspan="2">14. Tabellen</td></tr>
<tr><td colspan="2">15. Abbildungen</td></tr>
<tr><td colspan="3">16. Zusätzliche Angaben</td></tr>
<tr><td colspan="3">17. Vorgelegt bei (Titel, Ort, Datum)</td></tr>
</table>

18. Kurzfassung

Das hier dargestellte Vorhaben zielt auf die vorgezogene Realisierung von lokalen smart grids ab. Hierfür sollen Steuerungen für Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen und Kleinstwindkraftanlagen, Photovoltaikanlagen oder anderer regenerativer Quellen in Verbindung mit schnellladefähigen bidirektionalen stationären und mobilen Pufferspeichern entwickelt werden.

Die zu erwartende Anpassung der großen Stromversorgungsnetze mit smart grid Leistungen – hier im Wesentlichen der bedarfsgerechten Speicherung und Abgabe von Strom aus geeigneten Speichermedien - wird nach aktuellen Prognosen nur mittel- bis langfristig umsetzbar sein. Dies liegt sowohl an notwendigen umfassenden infrastrukturellen Maßnahmen als auch an den sehr weitreichenden IKT-Anforderungen an eine flächige Umsetzung von smart grid-Funktionen.

Mit den hier vorgeschlagenen Vorhaben ist es möglich, dezentrale und auf Nachhaltigkeit ausgerichtete lokale Stromversorgungs-Einheiten zu entwickeln, die einen frühzeitigen smart grid-gestützten Betrieb von Elektrofahrzeugen erlauben, weit bevor die allgemein verfügbaren Netze dies leisten können.

19. Schlagwörter

DC-Schnellladesäule, Lokales smart grid

20. Verlag	21. Preis
----	----

Document Control Sheet

1. ISBN or ISSN	2. type of document (e.g. report, publication) Final Project Report
3. title Bidirectional fast-DC-charging station LOKSMART – Local smart grids NOW!	
4. author(s) (family name, first name(s)) Pfisterer, Hans-Jürgen Jahn, Hannes	5. end of project 31.08.2015
	6. publication date
	7. form of publication Report
8. performing organization(s) (name, address) University of Applied Science Osnabrueck Albrechtstraße 30 49076 Osnabrueck Germany	9. originator's report no.
	10. reference no. 01ME12097
	11. no. of pages 51
12. sponsoring agency (name, address) Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (BMWi) 53107 Bonn	13. no. of references
	14. no. of tables
	15. no. of figures
16. supplementary notes	
17. presented at (title, place, date)	

18. abstract

The mentioned project is aimed to the early realisation of local smart grids. The control of CHP and micro wind turbines, photovoltaic and other regenerative energy sources in combination with bidirectional fast charging of stationary and mobile electrical energy storage systems was developed.

The promised realisations of large scale power systems with smart grid controls can be realized only as middle or long term goal. Mainly, because of the large investments in infrastructure and the application and operation of very complex information and communication technology.

The project ´lokSmart NOW!´ demonstrates a decentralized, sustainable way to realize a local energy supply for early adapted smart grid operation and integration of electrical vehicles before whose technologies are available for the large scale electrical power system.

19. keywords DC-fast charging station, local smart grids	
20. publisher ----	21. price ----

4 Literaturverzeichnis

- Arancibia, Arnaldo; Strunz, Kai: Modeling of an Electric Vehicle Charging Station for Fast DC Charging; IEEE Electric Vehicle Conference; 2012
- Bai, Sanzhong; Lukic, Srdjan: Design considerations for DC Charging Station for Plug-in Vehicles; IEEE Vehicle Power and Propulsion Conference; 2011
- Gamboa, Gustavo; Hamilton, Christopher; Kerley, Ross; Elmes, Sean; Arias, Andres; Shen, John; Batarseh, Issa: Control Strategy of a Multi-Port, Grid Connected, Direct-DC PV Charging Station for Plug-in Electric Vehicles; IEEE Energy Conversion Congress and Exposition; 2010
- Kohler, Stephan: Netzstudie II; Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena); 2010
- Mitchell, William J.; Borroni-Bird, Christopher E.; Burns, Lawrence D.: Reinventing the Automobile; The MIT Press; 2010
- Preetham, G.; Shireen, W.: Photovoltaic Charging Station für Plug-in Hybrid Electric Vehicles in a Smart Grid Environment; IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies; 2012-06-24
- ECC http://www.eccbatteries.com/
- ESC https://www-docs.b-tu.de/fg-evh/public/esolcar/projektabschluss.pdf
- ITW http://www.itwissen.info/bilder/energie-und-leistungsdichte-von-akkus-und-kondensatoren-dargestellt-im-ragone-diagramm.png
- www: Auszüge und Quellen sind im Fließtext zitiert