

Forschungscampus Mobility2Grid

Energiewende und Elektromobilität in vernetzten und urbanen Arealen

Abschlussbericht

Arbeitspaket:

Themenfeld 2 Smart Grid Infrastrukturen

Zuwendungsempfänger: DB Energie GmbH

Förderkennzeichen: 03SF0520F

Laufzeit des Vorhabens: 01/2016-12/2020

Stand: [18.06.2021]

Autoren und Mitwirkende

Raisa Popova raisa.popova@deutschebahn.com

Tiba Feizi tiba.feizi@deutschebahn.com

Marvin Pick marvin.pick@deutschebahn.com

GEFÖRDERT VOM



Bundesministerium
für Bildung
und Forschung



Die Verantwortung für den Inhalt dieser Veröffentlichung liegt bei den Autoren.

Inhaltsverzeichnis

Vorwort des Verbundkoordinators	3
I. Kurzdarstellung	5
1. Aufgabenstellung	5
2. Voraussetzungen zur Durchführung des Vorhabens	6
3. Planung und Ablauf	6
4. Stand der Wissenschaft und Technik bei Projektbeginn.....	6
5. Zusammenarbeit mit anderen Stellen	7
II. Eingehende Darstellung	8
1. Erzielte Ergebnisse im Einzelnen.....	8
a. AP 2.1.1 - Intelligente Vernetzung regionaler Arealnetze und Microgrids im Virtuellen Kraftwerk	8
b. AP 2.2.3 - Smart-Grid-Schnittstelle E-Mobil-Ladeinfrastrukturen – technologische Entwicklungs- und Ausbaupfade, markttechnische Einbindung	17
c. AP 2.3.2 - Zuverlässigkeit und Betriebsstrategien von Systemkomponenten in zukünftigen dezentralen Energieversorgungsnetzen	23
2. Wichtigste Positionen des zahlenmäßigen Nachweises	28
3. Notwendigkeit und Angemessenheit der geleisteten Arbeit.....	28
4. Verwertbarkeit der Ergebnisse	28
5. Bekanntgabe relevanter Ergebnisse von Dritter Seite	29
6. Erfolgte und geplante Veröffentlichungen	29
a. Veröffentlichte Paper.....	29
b. Bachelor-/Master-/Studienarbeiten	30

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Ausschnitt Smart Grid Konfigurator	10
Abbildung 2: MSG Bahnhof Südkreuz (oben: zeeMo.base, unten: Parkplatzansicht)	11
Abbildung 3: Systemrahmen Untersuchung Micro Grid Flexibilitätspotenziale im Virtuellen Kraftwerk	12
Abbildung 4: Schematische Übersicht über die Ein-/Ausgangsgrößen im Virtuellen Kraftwerk als Schnittstelle zum Energiemarkt und Netzbetreiber	13
Abbildung 5: Gesamtgewinn für das Szenario 1 für den Monat März mit der Skalierung der Anlagengrößen mit Anschaffungskosten	16
Abbildung 6: Gesamtgewinn für das Szenario 1 für den Monat März mit der Skalierung der Anlagengrößen ohne Anschaffungskosten	16
Abbildung 7: Gesamtgewinne im Szenario 3 (links) und 1-1 (rechts) unter Berücksichtigung der Entwicklung von Anlagenkosten	17
Abbildung 8: In Ladeinfrastruktur verbaute Schutztechnik	18
Abbildung 9: Verfügbarkeit von IKT mit Verbindungstyp	19
Abbildung 10: Verfügbarkeit der OCPP Versionen	20
Abbildung 11: Netzstruktur Betriebsstrategie Demand Side Management	21
Abbildung 12: Algorithmusstruktur Betriebsstrategie Demand Side Management	21
Abbildung 13: Anwendung von Demand Side Management Szenario 1	21
Abbildung 14: Flussdiagramm regelbasiertes Demand Side Management	23
Abbildung 15: Struktur Programm Algorithmus koordinierte Spannungshaltung	24
Abbildung 16: Netztopologie 20 kV CIGRE Benchmark Netz (links) und Spannungsabweichungen an ausgewählten Netzknoten (rechts) bei unterschiedlicher Netztopologien	25
Abbildung 17 Vergleich linearisierter $\cos\varphi(P)$ - Kennlinien im Maschen- und Strahlennetz ohne (links) und mit (rechts) Blindleistungsreduktion in der Zielfunktion	25
Abbildung 18: Implementierungsschema für die Umsetzung der koordinierten Spannungshaltung	26
Abbildung 19: Timing Diagram Koordinierte Spannungshaltung	27

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Priorität der Anlagenattribute für koordinierte Spannungshaltung und Demand Side Management	9
Tabelle 2: Priorität der Anlagenattribute für Erhöhung der Eigenversorgung und Inselnetzbetrieb	9
Tabelle 3: Drei Szenarien mit verschiedenen Unterbilanzkreisen.	12
Tabelle 4: Investitionskosten der Energieanlagen	14
Tabelle 5: Gesamtgewinn in den Monaten März und November für die Szenarien 2 und 3 ..	15
Tabelle 6: Vier Szenarien mit verschiedenen Unterbilanzkreisen	15
Tabelle 7: Kennwertoptimierung Demand Side Management für das Jahr 2018	22
Tabelle 8: Latenzmessung Kommunikation koordinierte Spannungshaltung	26
Tabelle 9: Bewertung Varianten Rückkopplungselemente koordinierten Spannungshaltung im Life-System	27

Vorwort des Verbundkoordinators

Intelligente Energiesysteme sollen effiziente Wandlung, Verteilung und Verbrauch von elektrischer und thermischer Energie ermöglichen. Im Themenfeld 2 „Smart Grid Infrastrukturen“ steht dabei die Beforschung und Umsetzung einer nachhaltigen Energie- und Mobilitätsentwicklung in urbanen Räumen durch die Nutzbarmachung Erneuerbarer Energien im Vordergrund. Der EUREF-Campus als Zukunftsareal mit einem integrierten Micro Smart Grid fungiert dabei gleichermaßen als Reallabor.

Die Forschungsaktivitäten im Themenfeld 2 und in den jeweiligen Arbeitspaketen wurden durch die Themenfeld- und Arbeitspaketleitung in Zusammenarbeit mit den teilnehmenden Projektpartnern strukturiert. In quartalsweise durchgeführten Statustreffen fand ein regelmäßiger und partnerübergreifender Austausch sowohl auf inhaltlicher als auch administrativer Ebene statt. Die Partnerkonstellation blieb über die Projektlaufzeit stabil und wurde im Jahr 2018 zusätzlich durch die AUDI AG als OEM und starker assoziierter Projektpartner bereichert. Nicht zuletzt der Zusammenarbeit und dem Engagement der beteiligten Projektpartner ist es zu verdanken, dass zum Projektende im Jahr 2020 signifikante Erfolge und Ergebnisse verzeichnet werden konnten.

Es wurde eine Co-Simulationsplattform für Virtuelle Kraftwerke als IT-Plattform zur Evaluierung von Steuerungs- und Regelungsalgorithmen für Dezentrale und Erneuerbare Energieanlagen entwickelt und validiert. Die dabei entstandenen Modelle ermöglichen die Integration von E-Fahrzeugflotten in das Portfolio eines Virtuellen Kraftwerks für ein optimiertes Zusammenwirken der Sektoren Strom, Wärme und Mobilität. Das optimierte Laden elektrifizierter Busflotten gemäß Verfügbarkeit Erneuerbarer Energien, Netzauslastung und Mobilitätsanforderungen liefert dabei einen wichtigen Beitrag für einen zukunftsorientierten Nahverkehr.

Die Smart Grid Integration von Ladeinfrastrukturen für E-Fahrzeugflotten konnte zum einen durch die Planung und Definition der Netzanschlussbedingungen zur Netzintegration einer prototypischen bi-direktionalen E-Bus Ladestation in enger Zusammenarbeit mit dem Themenfeld 4 vorangetrieben werden. Zum anderen haben die Forschungsarbeiten zur marktwirtschaftlichen Integration von Ladestationen für E-PKW und die Auswertung realer Betriebsdaten Methoden zur Verbesserung des wirtschaftlichen Betriebes durch eine Integration in Smart Grid Architekturen hervorbringen können.

Darüber hinaus wurden im Themenfeld 2 weitere für Virtuelle Kraftwerke und eine Smart Grid Integration bedeutende Modelle und Verfahren entwickelt. In Bezug auf die Kopplung elektrischer und thermischer Energiesysteme wurde ein BIM-Referenzmodell aufgebaut, um Gebäudespeicherkapazitäten und Regelpotentiale in Planungsphasen frühzeitig berücksichtigen zu können. Durch eine daten-getriebene Modellierung der inhärenten Gebäudespeicherkapazitäten können Flexibilitätspotentiale von Gebäuden erschlossen und diese als thermische Speicher für einen kostenoptimierten und CO₂-reduzierten Betrieb von Smart Grids nutzbar gemacht werden. Die Entwicklung Maschineller Lernverfahren für Prognosen im Niederspannungsnetz ermöglicht bessere Vorhersagen für fluktuierende und intermittierende Lasten mit automatischer Anpassung an konkrete Verbraucher und Erzeuger. Die Erarbeitung einer Spannungsregelung für regelbare Ortsnetztransformatoren (rONT) sorgt für eine Verbesserung der Spannungsqualität in Verteilnetzen mit hohem Anteil an Erneuerbaren Energien und E-Fahrzeugen durch Weitbereichsmessung und Optimierungsalgorithmen. Überdies erlaubt die Einführung innovativer Asset-Analyse-Tools für automatisierte Wartungs- und Servicemeldungen eine Steigerung der Zuverlässigkeit dezentraler und Erneuerbarer Energieanlagen. Dies erfolgt durch eine automatisierte Erkennung und Meldung von Anomalien im operativen Betrieb.

Alle zu Projektbeginn angesetzten Meilensteine konnten abgeschlossen werden. Aufgetretene Verzögerungen konnten innerhalb der Projektlaufzeit aufgeholt werden. Nennenswert ist hierbei das letzte Projektjahr 2020, in welchem die globale COVID-19-Pandemie die Arbeits- und Zeitplanung erschwerte und die Projektpartner vor unerwarteten Herausforderungen stellte. Zwar konnte kurzerhand auf digitale Meeting- und Workshopformate umgestellt werden, technische Arbeiten vor Ort erwiesen sich jedoch als problematisch. Dies hat insbesondere die Ertüchtigung und Inbetriebnahme der Bi-Direktionalen E-Bus Ladestation betroffen. Die benötigten Entwicklungsarbeiten vor Ort konnten auflagenbedingt erst kurz vor Projektende durchgeführt und abgeschlossen werden.

Die wissenschaftlichen Ergebnisse aus den Arbeitspaketen des Themenfeldes 2 wurden mit insgesamt 25 Publikationen in internationalen Fachzeitschriften sowie auf Konferenzen und Fachtagungen disseminiert. Zusätzlich wurden 13 Praktika, 105 projektbezogene Abschlussarbeiten und 3 Promotionen erfolgreich abgeschlossen. Projektübergreifend beteiligte sich das Themenfeld aktiv bei der Erstellung eines Mobility2Grid Imagefilms zur Steigerung der Sichtbarkeit in den digitalen und sozialen Medien. In Anbetracht der hervorgebrachten Lösungsbeiträge zeigen sich sowohl Relevanz als auch Erfolg des Vorhabens. Dieser Erfolg konnte in jener Form dank des starken Verbundes der beteiligten Projektpartner erreicht werden.

I. Kurzdarstellung

1. Aufgabenstellung

Der Forschungscampus Mobility2Grid ist eine breit angelegte öffentlich-private Partnerschaft für Innovationen zur Realisierung von Energiewende und Elektromobilität in vernetzten urbanen Arealen. Kerngedanke des Forschungscampus ist die Integration von gewerblichen und privaten elektrischen Straßenfahrzeugen in dezentrale Energienetze.

Im Themenfeld Smart Grid Infrastrukturen (TF2) wurde die Umsetzung einer nachhaltigen Energie- und Mobilitätsentwicklung in urbanen Räumen durch die Nutzbarmachung Erneuerbarer Energien erforscht. Das aufeinander abgestimmte Zusammenwirken von Elektromobilität, Strom- und Wärmeversorgungsnetzen wurden dabei auf dem EUREF-Campus unmittelbar und experimentell erprobt. Die Arbeiten erfolgten in drei Arbeitspaketen:

- AP 2.1 Vernetzung von Infrastrukturen in Smart Grids urbaner Zentren und Erprobung im Reallabor
- AP 2.2 Mobilitätsinfrastrukturen und Integration von Speicherkapazitäten in lokale Energieversorgungsnetze
- AP 2.3 Versorgungsqualität von Energieversorgungsnetzen mit hohem Anteil von erneuerbaren Energien und Elektrofahrzeugen

Die DB Energie war in den folgenden Unterarbeitspaketen beteiligt:

- AP 2.1.1 - Intelligente Vernetzung regionaler Arealnetze und Microgrids im Virtuellen Kraftwerk
- AP 2.2.3 – Smart Grid-Schnittstelle E-Mobil-Ladeinfrastrukturen – technologische Entwicklungs- und Ausbaupfade, markttechnische Einbindung
- AP 2.3.2 - Zuverlässigkeit und Betriebsstrategien von Systemkomponenten in zukünftigen dezentralen Energieversorgungsnetzen

Im AP 2.1.1 bestand die Aufgabenstellung in der Erforschung bestmöglicher Smart Grid Konzepte. Dabei wurden insbesondere Planung und Betrieb einzelner Netzbereiche in unterschiedlichen Systemzuständen bei der Interconnection mehrerer geographisch disperser Microgrids im Virtuellen Kraftwerk untersucht. Die DB Energie bekam im AP 2.1.1 die Aufgabe Untersuchungen zur technischen Einbindung der Anlagen, sowie die wirtschaftliche Bewertung des Virtuellen Kraftwerks durchzuführen. Ladeinfrastrukturen für elektrifizierte PKW's (ePKW's) und die Einbindung dieser in ein Smart Grid war der Kontext des AP 2.2.3. Die Aufgabestellung der DB Energie bestand darin, Untersuchungen zu Mehrwerten, Ladestrategien, Ausbaustrategien und markttechnischen Einbindung durchzuführen. Das AP 2.3.2 hatte die Aufgabe die Wirkung von dezentralen Energieanlagen und Elektromobilität auf die Robustheit von Energieversorgungsnetzen zu analysieren und Betriebsstrategien zu entwickeln. Zudem beschäftigte sich die DB Energie mit der Untersuchung des Zusammenwirkens von Betriebsstrategien und Systemkomponenten eines Smart Grids, sowie des Verhaltens ebendieser Systemkomponenten.

Neben der inhaltlichen Arbeit in den Arbeitspaketen übernahm die DB Energie in den Jahren 2019-2020 die Rolle des Themenfeldkoordinators. Zu den Aufgaben gehörte hier die Organisation von Statustreffen und themenfeldübergreifende Kommunikation innerhalb und außerhalb des TF2.

2. Voraussetzungen zur Durchführung des Vorhabens

Das TF2 war eines der 7 Themenfelder des Forschungscampus Mobility2Grid. Forschungsschwerpunkte in den Themenfeldern waren die Einbindung elektrischer Straßenfahrzeuge in dezentrale Energienetze sowie die Schaffung eines Referenzquartiers für das synergetische Zusammenwirken von Elektromobilität, Strom- und Wärmeversorgungsnetzen. Die Koordination des Forschungscampus erfolgte durch den Verein Mobility2Grid e. V. Der Standort des Forschungscampus war das EUREF-Areal in Berlin-Schöneberg, welches diesem zugleich als Reallabor diente. In dem Reallabor stand den Projektpartnern ein dezentrales Energienetz - das Micro Smart Grid - zur Verfügung. Dieses verfügte über Energieerzeugung mit Photovoltaik-Anlagen und einem Blockheizkraftwerk, Energiespeicherung mit Blei-Säure- und Lithium-Ionen-Batterien und Energieverbrauch durch Ladeinfrastrukturen für ePKW's. Die Anlagen waren kommunikationsseitig über ein SCADA-System miteinander verbunden.

Am Forschungscampus nahm das Geschäftsfeld Servicebereich Technik der DB Energie GmbH teil. Der Servicebereich Technik übernimmt Aufträge in der Beratung, Planung und Projektierung für Ladeinfrastrukturen und dezentrale, erneuerbare Energieerzeuger. Die DB Energie GmbH ist eine Tochtergesellschaft der Deutschen Bahn AG. Ihr Aufgabenfeld liegt in der Erzeugung, Beschaffung und Bereitstellung von Energieträgern, hauptsächlich Strom und Diesel, aber auch von Erdgas, Heizöl und Fernwärme. Als Netzbetreiber bewirtschaftet die DB Energie das 16,7-Hz-Bahnstromnetz, 50-Hz-geschlossene Verteilernetze sowie die Gleichstrom-versorgungsanlagen der S-Bahnen in Berlin und Hamburg.

3. Planung und Ablauf

Wie I.1 schon erwähnt, wurde das TF2 in drei Hauptarbeitspakete unterteilt, welche jeweils in Unterarbeitspakete aufgeteilt sind. Die DB Energie war in den im Kapitel I.1 aufgeführten Arbeitspaketen beteiligt und war für folgende Meilensteine verantwortlich:

- AP 2.1.1 – Meilenstein 29: Integration des Smart Grid Areal am Zukunftsbahnhof Südkreuz ins Leitsystem abgeschlossen
- AP 2.2.3 – Meilenstein 26: Demonstration der markttechnischen Einbindung von Ladeinfrastruktur auf dem Campus
- AP 2.3.2 – Meilenstein 14: Fertigstellung eines Systemberichts zur Betriebsführung von Smart Grid Arealen

Das Projekt startete im Januar 2016. Die DB Energie hat in den Arbeitspaketen 2.1.1 und 2.2.3 während der gesamten Projektlaufzeit Forschungsarbeiten durchgeführt. Im AP 2.3.2 endeten die Forschungsarbeiten planmäßig im 2. Halbjahr 2019. Im 1. Halbjahr 2019 übernahm die DB Energie die Rolle des Themenfeldkoordinators.

4. Stand der Wissenschaft und Technik bei Projektbeginn

Bei Projektbeginn waren Anlagen zur dezentralen Energieerzeugung weit, Anlagen zur Energiespeicherung und Ladeinfrastruktur für Elektromobilität nur geringfügig verbreitet. Der Zusammenschluss von Anlagen zur Energieerzeugung, -speicherung und -verbrauch in einem Micro Smart Grid musste weiter erforscht werden. Die politische Zielstellung zur

Transformation des Energiesystems mit Fokus auf CO₂-Reduktion erforderte die Weiterentwicklung der Komponenten von intelligenten Energiesystemen. Dabei sollten Ziele der Effizienzsteigerung, Kostensenkung und Erweiterung von Funktionalitäten durch die Ausweitung ihrer Steuer- und Kommunikationsfähigkeiten verfolgt werden. Um diese Ziele zu erfüllen waren Betriebsstrategien zur Steuerung der Anlagen Micro Smart Grids zu entwickeln. Während intelligente Komponenten in höheren Netzebenen bereits statusmeldend und fernsteuerbar waren, beschränkte sich der Stand der Technik in Verteil- oder Arealnetzen zumeist auf reine Auslesbarkeit.

5. Zusammenarbeit mit anderen Stellen

Die DB Energie arbeitete im TF2 eng mit den Partnern in den Arbeitspaketen zusammen. Im AP 2.1.1 wurde mit der TU Berlin SENSE bei den Themen Anlagenauslegung und Wirtschaftlichkeit von Virtuellen Kraftwerken, mit Schneider Electric bei dem Micro Smart Grid auf dem Südkreuz zusammengearbeitet. Einbindung von Ladeinfrastrukturen in das Micro Smart Grid wurde im AP 2.2.3 zusammen mit dem Fraunhofer ISE erforscht und die Ergebnisse veröffentlicht. Mit Schneider Electric erfolgte im Rahmen des AP 2.3.2 eine Zusammenarbeit, welche dem Zweck diente, den Systembericht gemeinsam anzufertigen und der regelbare Ortsnetztransformator für die Betriebsstrategie koordinierte Spannungshaltung einzusetzen.

Mit dem TF3, insbesondere DB FuhrparkService, wurde bei dem Thema Ladestrategien für Elektrofahrzeuge zusammengearbeitet. Die durch die DB Energie entwickelte Betriebsstrategie Demand Side Management wurde im Zuge dessen an die DB FuhrparkService übergeben. Zudem erfolgte eine Zusammenarbeit mit dem QF7. Die dort gewonnenen Erkenntnisse zu marktwirtschaftlichen Organisationsmodellen von Microgrids wurden für Arbeiten im AP 2.1.1 und 2.2.3 eingesetzt. Für die im QF7 definierten Betriebsstrategien wurden im TF2 Algorithmen entwickelt und der technische Aspekt der Umsetzung vertiefend behandelt.

II. Eingehende Darstellung

1. Erzielte Ergebnisse im Einzelnen

a. AP 2.1.1 - Intelligente Vernetzung regionaler Arealnetze und Microgrids im Virtuellen Kraftwerk

Die Vernetzung mehrerer Areale in einem Virtuellen Kraftwerk ermöglicht die Erhöhung des Deckungsanteils der erneuerbaren Energien durch bilanziellen Energieaustausch zwischen den Arealen. In diesem Arbeitspaket wurde die Vernetzung von Arealen in Simulationsstudien untersucht und in Leitsystemapplikationen erprobt. Ziel war es, das Potenzial von Virtuellen Kraftwerken für regionale Arealnetze und Microgrids aufzuzeigen und in der technischen Umsetzbarkeit zu evaluieren. Die DB Energie steuerte für die Erreichung des Gesamtziels Teilaspekte bei. Dabei ging die DB Energie auf die Anlagenauslegung ein, führte Wirtschaftlichkeitsuntersuchungen für Anwendungsfälle des Virtuellen Kraftwerks durch und unterstützte Schneider Electric bei der Einbindung des Microgrid Areals Berlin Südkreuz auf die Leitsystemapplikation des Forschungscampus.

Zudem erstellte die DB Energie einen Smart Grid Konfigurator für die Anlagenauswahl eines Microgrids, sowie priorisierte die Anlagenattribute bei der Nutzung der Anlagen in vier unterschiedlichen Betriebsstrategien. Die Erarbeitung erfolgte auf Basis des aktuellen Stands der Technik und der Erkenntnisse der Projektpartner im Forschungscampus. Dazu wurde mit Schneider Electric, TU Berlin SENSE und Stromnetz Berlin zusammengearbeitet.

Unternehmen mit einem potenziellen Microgrid-Investment könnten unsicher sein, welche Eigenschaften der Anlagen für die Anlagenauswahl relevant sind. Die Komplexität könnte abschrecken und die Dauer und Kosten der Konzeptionierung des Microgrids vergrößern. Das Ergebnis der Arbeiten in diesem Arbeitspaket erleichtert diesen Prozess. Die berücksichtigten Betriebsstrategien, entwickelt im QF7 des Forschungscampus Mobility2Grid, tragen die folgenden Namen: koordinierte Spannungshaltung, Demand Side Management, Erhöhung der Eigenversorgung und Inselnetzbetrieb. In der Betriebsstrategie koordinierte Spannungshaltung werden Anlagenparameter mit dem Ziel der Reduktion von Spannungsabweichungen eingestellt. Beim Demand Side Management werden Verbraucher nach unterschiedlichen Zielstellungen in ihrer Last gesteuert. Die Betriebsstrategie Erhöhung der Eigenversorgung zielt darauf ab Anlagen so zu steuern, dass möglichst viel erzeugte Energie lokal verbraucht wird. Im Inselnetzbetrieb ist das Micro Grid von dem Netz der allgemeinen Versorgung abgekoppelt. Für die detaillierte Beschreibung der Betriebsstrategien wird auf den Abschlussbericht der DB Energie im QF7 verwiesen.

In der Tabelle 1 und der Tabelle 2 sind die für die Durchführung der Betriebsstrategien relevanten Anlagenattribute zusammengefasst. Für das jeweilige Attribut erfolgte eine Zuordnung der Priorität. Bei einer hohen Priorität ist die Durchführung der Betriebsstrategie ohne das Attribut nicht möglich. Die mittlere Priorität bedeutet, dass die Durchführung der Betriebsstrategie mit diesem Attribut besser gelingt. Bei niedriger Priorität hat das Attribut keine Auswirkung auf die Durchführbarkeit der Betriebsstrategie.

Tabelle 1: Priorität der Anlagenattribute für koordinierte Spannungshaltung und Demand Side Management

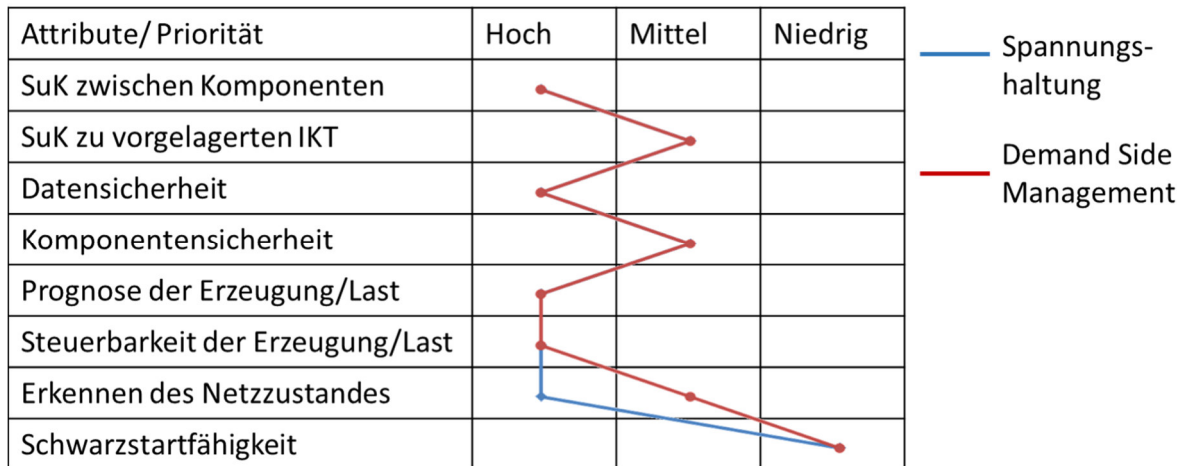
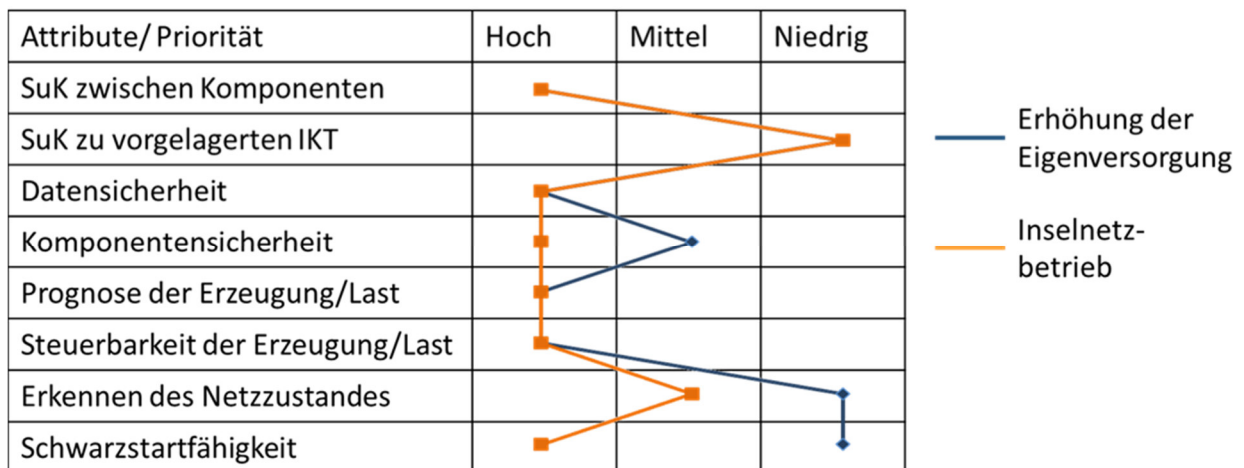


Tabelle 2: Priorität der Anlagenattribute für Erhöhung der Eigenversorgung und Inselnetzbetrieb



Alle Betriebsstrategien haben eine hohe Priorität bei der Steuerung und Kommunikation (SuK) zwischen Komponenten, weil sie in lokalen Leitsystemapplikationen eingebunden werden. Die Betriebsstrategien koordinierte Spannungshaltung und Demand Side Management können zudem Steuersignale einer vorgelagerten Informations- und Kommunikationstechnik, z. B. vom Netzbetreiber, empfangen. Die Beiden anderen Betriebsstrategien sind hingegen rein lokal. Zur Durchführung aller Betriebsstrategien ist eine Prognose und Steuerbarkeit von Erzeugung und Last notwendig. Die Steuerbarkeit muss unterschiedlich definiert werden. So ist für die koordinierte Spannungshaltung die Steuerbarkeit der Blindleistungsbereitstellung entscheidend. Für die anderen Betriebsstrategien ist die Steuerung der Wirkleistung von Relevanz. Der Inselnetzbetrieb hat als einzige Betriebsstrategie eine hohe Priorität bei der Komponentensicherheit, weil bei Ausfall in der Versorgung Verbraucher nicht weiter versorgt werden können.

Der Smart Grid Konfigurator nutzt die Methode der morphologischen Analyse. Im Konfigurator werden Komponenten bzw. Teilfunktionen eines Systems mit ihren Ausprägungen in einem Kasten dargestellt. Zur Lösungsfindung werden für die Teilfunktionen, den Anforderungen entsprechende Ausprägungen, ausgewählt. Ein Ausschnitt des Konfigurators ist auf Abbildung 1 dargestellt. Anlagen und ihre Attribute sind die Teilfunktionen des Systems.

Anlagen- gruppe	Anlage und Attribute	Anlage		Betriebsstrategie		Hauptausprägung der Anlage	
				koor. Spannungshaltung		DSM	
Erzeugungsanlagen	PV	nicht vorhanden			DC gekoppelt		
	P(I)-Regelung	nicht vorhanden		an/aus			stuf
	P(f)-Regelung	nicht vorhanden			Kennlinie		
	Blindleistungsregelung	nicht vorhanden					Betr
	Wind	nicht vorhanden			vertikal		
	P(I)-Regelung	nicht vorhanden		an/aus			stuf
	P(f)-Regelung	nicht vorhanden			Kennlinie		
	Blindleistungsregelung	nicht vorhanden					Betr
	Brennstoffzelle	nicht vorhanden			PEFC		
	KWK	nicht vorhanden			keine kWK		
	Notstromaggregat (Die	nicht vorhanden					vor
	Leistung	nicht vorhanden			versorgt ausgewählte Verbraucher		
	Einsatzzeit	nicht vorhanden			< 12 h		

Abbildung 1: Ausschnitt Smart Grid Konfigurator

Der Konfigurator umfasst folgende Anlagengruppen:

- Erzeugungsanlagen
- Batteriespeicher
- Verbraucher
- Ladeinfrastruktur
- Automatisierungstechnik
- Betriebsmittel

Die den Anlagengruppen zugeordnete Anlagen verfügen jeweils über eine Hauptausprägung. Diese befindet sich in der Zeile mit dem Anlagenamen und muss zu Anfang der Anlagenauswahl bestimmt werden. Die weiteren Attribute sind der Hauptausprägung nachgeordnet. Nach der Auswahl der Anlagen für das Microgrid mit dem Konfigurator ist eine Anlagendimensionierung durchzuführen.

Mit dem Smart Grid Konfigurator und der Priorisierung der Anlagenattribute wird Akteuren die Auswahl von Anlagen und Betriebsmitteln für ein Microgrid erleichtert. So können mehr Microgrids aufgebaut werden, welche lokal und netzdienlich erneuerbare Energien erzeugen und in Virtuelle Kraftwerke integrierbar sind. Durch die Tätigkeiten in diesem Arbeitspaket konnten in der Vielzahl der Anlageneigenschaften Attribute identifiziert werden, welche für die Umsetzung der Ziele dieses Arbeitspakets relevant sind.

Im Rahmen des Meilensteins 29 „Integration des Smart Grid Areal am Zukunftsbahnhof Südkreuz in Leitsystem abgeschlossen“ unterstützte die DB Energie Schneider Electric bei der Integration in die Leitsystemapplikationen des EUREF-Campus. Ansichten des Micro Smart Grid des Bahnhof Südkreuz sind auf Abbildung 2 dargestellt. Die auf die Energiekennwerte bezogenen Datenpunkte der Anlagen am Südkreuz wurden im Leitsystem ClearSCADA© aufgenommen, sowie Visualisierungen in Zusammenarbeit mit Schneider Electric erstellt. Die Anlagenstruktur des Micro Smart Grid am Zukunftsbahnhof Berlin Südkreuz ist vergleichbar mit der Anlagenstruktur am EUREF. Die Energieerzeugung erfolgt mit einer Photovoltaik-Anlage (PV-Anlage) und Energiespeicherung mit einer Lithium-Ionen-Batterie. Die Energie wird von Elektrofahrzeugen, sowie einem Kühlcontainer für Micrologistik verbraucht.



Abbildung 2: MSG Bahnhof Südkreuz (oben: zeeMo.base, unten: Parkplatzansicht)

In diesem Arbeitspaket wurden durch die DB Energie Untersuchungen zum wirtschaftlichen Betrieb des Virtuellen Kraftwerks durchgeführt. Hierzu wurden drei Szenarien als Bilanzkreise definiert und anhand der MSGs auf dem EUREF Campus und im Bahnhof Südkreuz evaluiert. Ziel der Untersuchung war es, den Einfluss von Flexibilitätspotenzialen des Virtuellen Kraftwerks auf die Wirtschaftlichkeit zu bewerten. In der Abbildung 3 wurde der Umfang, sowie der Systemrahmen der Untersuchung definiert. Die Einflussgrößen sind die Erzeugung- und Verbrauchsprofile und die Betriebskosten für die Instandhaltung der Anlagen sowie die Marktpreise.

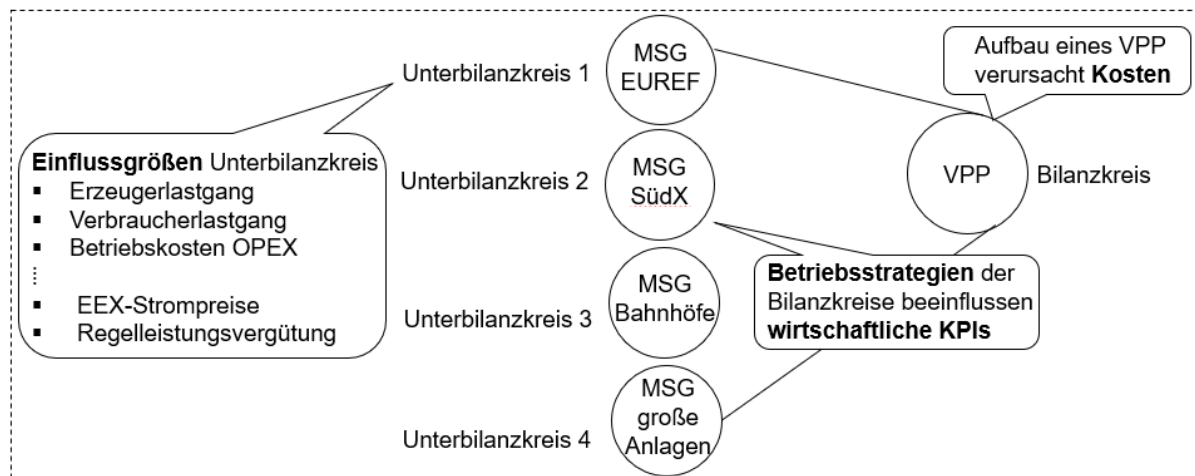


Abbildung 3: Systemrahmen Untersuchung Micro Grid Flexibilitätspotenziale im Virtuellen Kraftwerk

Es wurden drei Szenarien für die Untersuchung entwickelt. Diese sind in der Tabelle 3 dargestellt. Die Szenarien bilden reale Bedingungen eines diversen Virtuellen Kraftwerksportfolios ab. Das erste Szenario stellt ein urbanes Micro Smart Grid am EUREF-Campus und dem Bahnhof Berlin Südkreuz dar. Im zweiten Szenario ist das Micro Smart Grid größer und verfügt über eine flexible Energieerzeugung mit einem Notstromaggregat. Das dritte Szenario stellt Anlagen dar, welche an Standorten mit hoher Flächenverfügbarkeit aufgebaut werden können.

Tabelle 3: Drei Szenarien mit verschiedenen Unterbilanzkreisen.

Unterbilanzkreise		Komponenten	Anlagengröße
1.	MSG EUREF	PV Anlage	80 kWp
		BHKW	22 kW
		Li-Ion Batteriespeicher	60 kWh
		Ladeinfrastruktur	32 x 22 kW
	MSG Südkreuz	PV Anlage	15,5 kWp
		Li-Ion Batteriespeicher	50 kWh
2.	MSG Bahnhöfe	PV Anlage	200 kWp
		Notstromaggregate	1 MW
		Ladeinfrastruktur	6 x 22 kW
3.	MSG Großerzeuger	PV Anlage	42 MWp
		Notstromaggregate	22,8 MW
		Li-Ion Batteriespeicher	2 MWh

Zur Simulation der Szenarien und jeweiliger Betriebsstrategien der (Unter-)Bilanzkreise wurde die Modellierungsumgebung der VPP Co-Simulationsplattform der TU Berlin SENSE genutzt. Die Plattform wird im Abschlussbericht der TU Berlin beschrieben. In der Abbildung 4 ist die schematische Darstellung des Optimierungsalgorithmus dargestellt. Die Inputs sind die Erzeuger- und Verbrauchsprofile zu den jeweiligen Anlagentypen und die Prognose von PV. Mit Hilfe eines Energiemanagement wird auf dem Markt gehandelt und die Energiebilanzen ausgeglichen. Die Anlagengrößen von Batterie und das Blockheizkraftwerk werden als Sollwerte an die Anlagen gegeben und ihr Fahrplan wird vom Algorithmus angepasst. Ziel ist

des Bilanzkreisvertrages. Ausgleichsenergiepreis kann positiv und negativ sein und die folgende vier Konstellationen sind prinzipiell möglich.

- Positiver AEP² und unterdeckter BK-Saldo³ : BKV⁴ zahlt an ÜNB⁵
- Positiver AEP und überdeckter BK-Saldo: ÜNB zahlt an BKV
- Negativer AEP und unterdeckter BK-Saldo: ÜNB zahlt an BKV
- Negativer AEP und überdeckter BK-Saldo: BKV zahlt an ÜNB

Wenn ein Betreiber der erneuerbare Energien-Erzeugungsanlage (EE-Erzeugungsanlage) seine eigene Prognose verfehlt, also mehr oder weniger Strom erzeugt als prognostiziert, fallen gegebenenfalls Ausgleichsenergiekosten an. Um unter anderem diesen finanziellen Risikofaktor beim Wechsel in die Direktvermarktung zu minimieren, hat das Bundesumweltministerium im EEG 2012 die Einführung einer Managementprämie vorgesehen. Die Höhe der Marktprämie entspricht der Differenz zwischen dem Marktpreis und dem Einspeisevergütungssatz für die Anlage und wird monatlich berechnet. Diese Differenzhöhe wird durch den Verteilnetzbetreiber an den EE-Anlagenbetreiber bezahlt. Darüber hinaus erhält der EE-Anlagenbetreiber eine Managementprämie, um die Kosten von Prognosefehlern auszugleichen und Mehraufwand für die Erstellung der Einspeiseprognose zu entschädigen. Die ist 0,4 Cent pro kWh bei nicht regelbaren Anlagen wie PV-Anlagen. Die Anschaffungskosten für die Energieerzeugungsanlagen sind mit der Berechnung der Annuität ermittelt. Die Annuität verteilt die Investitionskosten auf die Abschreibungsdauer mit Berücksichtigung der Zinsen. In der Tabelle 4 sind die angenommenen Anschaffungskosten der Anlagen dargestellt.

Tabelle 4: Investitionskosten der Energieanlagen

Energieanlage	Anschaffungskosten
PV-Anlage	1.000 € / kWp
BHKW	2.000 € / kW
Lithium-Akku	750 € / kWh
Notstromaggregat	240 € / kW

In Tabelle 5 ist der Gesamtgewinn für die Szenarien 2 und 3 für die Monate März und November 2018 aufgelistet. Die Wirtschaftlichkeitsberechnung wurde für zwei Fälle durchgeführt. Der erste Fall, wenn das Notstromaggregat zwei Stunden pro Tag getestet worden ist und der zweite Fall, wenn das Notstromaggregat nur eine Stunde pro Monat hochgelaufen ist. An dem Gesamtgewinn ist erkennbar, dass der Aufbau eines Notstromaggregates ausschließlich für die Energievermarktung wegen hohen Anschaffungskosten unwirtschaftlich ist. Zusatznutzung des Notstromaggregates zur Energievermarktung bringt keine Zusatzgewinne auch bei höheren Nutzungsdauer ein. Im Szenario 3 wurde ein hoher Gewinn erreicht, weil die PV-Anlage eine Leistung von 42 MWp hat und die Erlöse durch die Energievermarktung dementsprechend hoch waren. Der Gesamtgewinn im März ist aber höher als im November, weil die PV im März ein 2,6-faches mehr an Energie produziert hat als im November.

Darüber hinaus wurde der Einfluss der Skalierung von Anlagengrößen und die Investitionskostenentwicklung der Anlagen auf die Wirtschaftlichkeit bewertet. Die Skalierung

² AEP: Ausgleichsenergiepreise

³ BK-Saldo: Bilanzkreis-Saldo

⁴ BKV: Bilanzkreisverantwortlichen

⁵ ÜNB: Übertragungsnetzbetreiber

der Anlagengröße wurde im Szenario 1 mit unterschiedlichen Anlagengrößen betrachtet. In der Tabelle 6 sind die Anlagengrößen der Szenarien aufgelistet. Im Szenario 1-1 sind die PV-Anlagen auf dem EUREF und Südkreuz so skaliert, dass die maximale Last abgedeckt wird. Die Batterieanlage ist genauso groß wie die PV-Anlage dimensioniert, während sie im Szenario 1-2 nur halb so groß wie die PV-Anlagen ausgelegt ist. Im Szenario 1-3 sind die PV-Anlagen doppelt so groß wie die maximale Last skaliert und die Batteriegröße entspricht der Realität. Im Szenario 1-4 wurde ein Fall untersucht, wo nur PV-Anlagen ohne Batteriespeichersystem vorhanden sind.

Tabelle 5: Gesamtgewinn in den Monaten März und November für die Szenarien 2 und 3

Testzeitraum	Gesamtgewinn Szenario 2		Gesamtgewinn Szenario 3	
	März 2018	November 2018	März 2018	November 2018
eine Stunde pro Monat	1985 €	583 €	523047 €	128081 €
zwei Stunde am Tag	620 €	-376 €	374785 €	98563 €
eine Stunde pro Monat mit Anschaffungskosten	-411 €	-1736 €	478450 €	84923 €
zwei Stunde am Tag mit Anschaffungskosten	-1776 €	-2696 €	330188 €	55405 €

Tabelle 6: Vier Szenarien mit verschiedenen Unterbilanzkreisen

Unterbilanzkreise	Komponenten	Anlagengröße
Szenario 1-1	PV Anlage	814 kWp
	Li-Ion Batteriespeicher	814 kWh
Szenario 1-2	PV Anlage	814 kWp
	Li-Ion Batteriespeicher	407 kWh
Szenario 1-3	PV Anlage	1682 kWp
	Li-Ion Batteriespeicher	110 kWh
Szenario 1-4	PV Anlage	1682 kWp
	Li-Ion Batteriespeicher	0 kWh

In Tabelle 5 sind die Summen des Gesamtgewinns für den Monat März 2018 dargestellt. Größere Prognosefehler für PV-Anlagen hatten einen höheren Strombezug aus dem öffentlichen Netz und damit eine schlechtere Wirtschaftlichkeit der betrachteten Szenarien 2 und 3 zur Folge.

Die Ergebnisse zeigen, dass die Anschaffungskosten von Batterieanlagen sich stärker negativ im Vergleich zu der PV-Anlagen auf die Kosten auswirken (siehe Abbildung 5). Wenn diese Szenarien ohne Anschaffungskosten betrachtet (siehe Abbildung 6) werden, ist erkennbar, dass die Vermarktung der Energie schon wirtschaftlich ist. Das bedeutet, dass die Investitionskosten einen deutlichen negativen Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit von einem Virtuellen Kraftwerk haben. Des Weiteren ist der negative Gesamtgewinn in der Betrachtung mit den Anschaffungskosten auf den geringen PV-Ertrag in dem Jahr der Erzeugungskurven und die hohen Batteriebetriebskosten zurückzuführen.

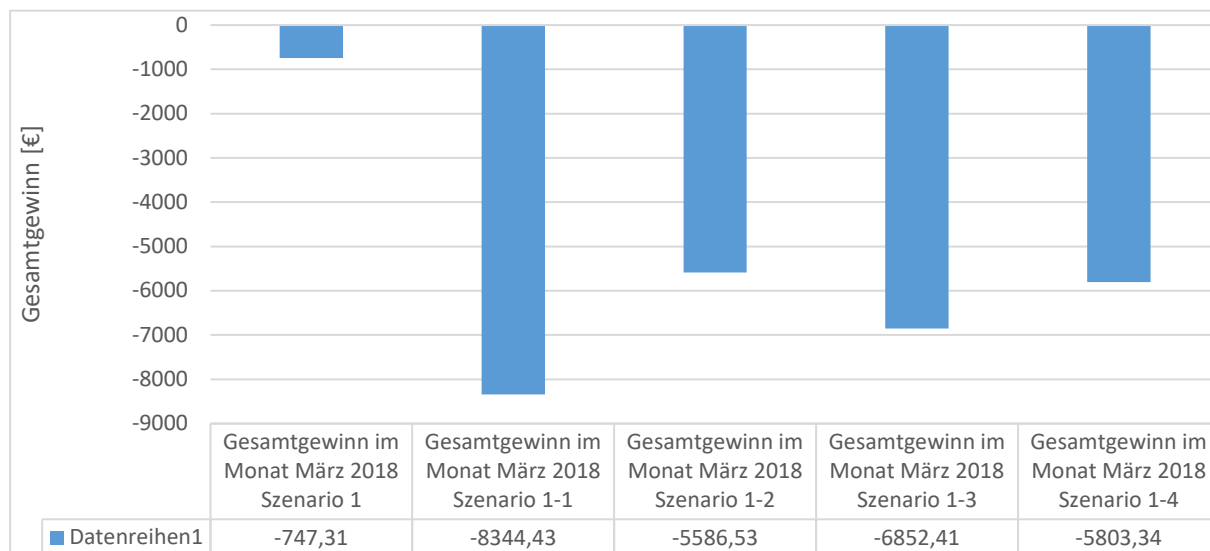


Abbildung 5: Gesamtgewinn für das Szenario 1 für den Monat März mit der Skalierung der Anlagengrößen mit Anschaffungskosten

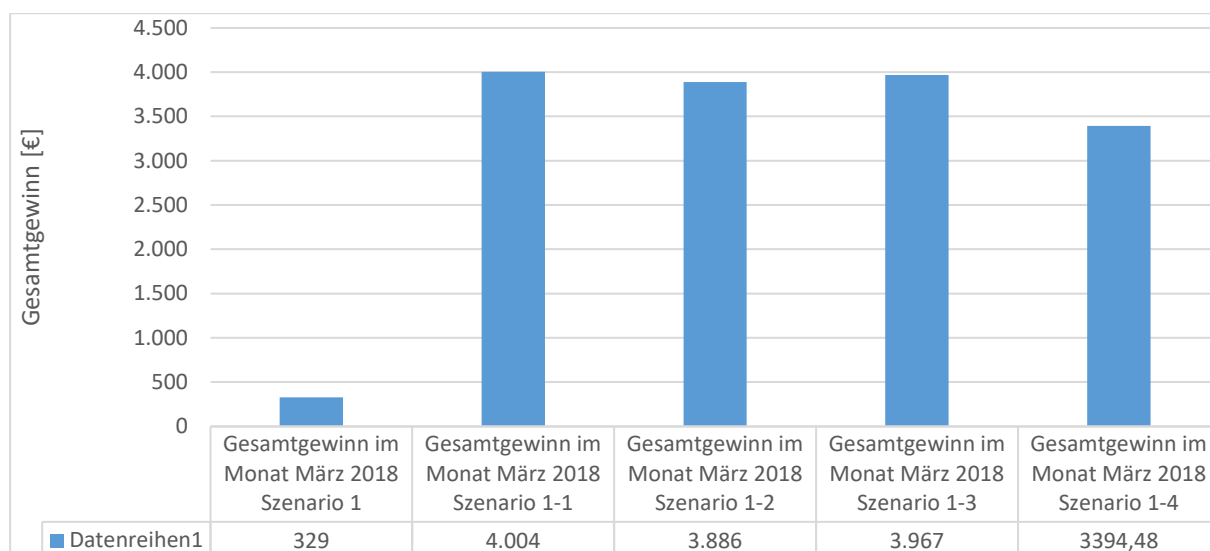


Abbildung 6: Gesamtgewinn für das Szenario 1 für den Monat März mit der Skalierung der Anlagengrößen ohne Anschaffungskosten

Die Auswirkung zukünftiger Kostenentwicklung integrierter Anlagentypen auf die Wirtschaftlichkeit des virtuellen Kraftwerkes wurde ebenfalls untersucht. In Abbildung 7 sind auf der X-Achse ein angenommener anteiliger Batteriepreis, auf der Y-Achse ein anteiliger PV-Anlagen-Preis und auf der Z-Achse der Gesamtgewinn für den Monat März 2018 dargestellt. Auf der rechten Abbildung 7 sind die Ergebnisse für das Szenario 3 mit PV-Anlagen von 42 MWp und Batteriespeichersysteme mit 2 MWh dargestellt. Um der Einfluss von einzelnen Anlagen auf die Wirtschaftlichkeit genauer zu analysieren, wurde zudem diese Untersuchung für das Szenario 1-1 durchgeführt, weil in diesem Szenario die PV-Anlage mit 814 kWp und das Batteriespeichersystem mit 814 kWh gleich groß sind. Dies ist in Abbildung 7 auf der linken Seite dargestellt. Insgesamt folgt aus den dargestellten Ergebnissen Abbildung 7, dass die Preisänderung der Batterie einen größeren negativen Effekt auf die Wirtschaftlichkeit hat, als die Preisänderung der PV-Anlagen.

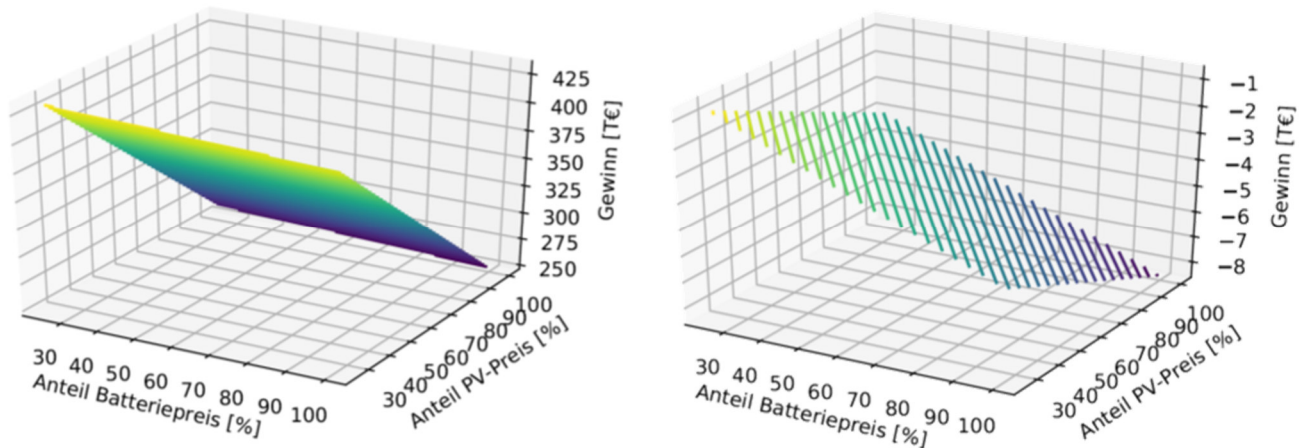


Abbildung 7: Gesamtgewinne im Szenario 3 (links) und 1-1 (rechts) unter Berücksichtigung der Entwicklung von Anlagenkosten

b. AP 2.2.3 - Smart-Grid-Schnittstelle E-Mobil-Ladeinfrastrukturen – technologische Entwicklungs- und Ausbaupfade, markttechnische Einbindung

Für Smart Grids und Microgrids in der Niederspannungsebene stellen E-Mobile Ladeinfrastrukturen aufgrund der Höhe der Anschlussleistung einen der Hauptverbraucher dar. Um eine Überlastung der vorgelagerten Netze zu verhindern und marktwirtschaftliche Chancen zu nutzen, wird die Ladeinfrastruktur an Informations- und Kommunikationstechnik (IKT) angebunden. Die Anbindung der Ladeinfrastruktur zum Leitsystem eines Microgrids wurde im Rahmen dieses Arbeitspakets untersucht. Ein Ziel des Arbeitspaketes war die Entwicklung einer praxistauglichen Ausbaustrategie für Fahrzeugflotten-Areale. Des Weiteren bestanden Ziele die reale Umsetzung und Erprobung der markttechnischen Einbindung zu untersuchen, den Mehrwert durch die Einbindung der Ladeinfrastruktur im Microgrid zu definieren und Ladestrategien zu erproben. Die Tätigkeiten in diesem Arbeitspaket leiteten sich aus diesen Zielen ab. Es wurden Marktstudien zur Ladeinfrastruktur durchgeführt. Algorithmen für die Betriebsstrategie Demand Side Management wurden entwickelt und angewendet. Mit der Betriebsstrategie wird sowohl die technische als auch die marktwirtschaftliche Einbindung der Ladeinfrastruktur optimiert. Ein besonderes Highlight in den Arbeiten stellt die Verknüpfung zu der Technik im Reallabor Forschungscampus dar. So wurden beispielsweise bei der Evaluation Realdaten des EUREF-Campus und Bahnhof Südkreuz mit insgesamt 38 Ladepunkten genutzt.

Vor dem Hintergrund der Untersuchungen zu den Anwendungsfällen von Ladeinfrastruktur wurden die Anforderungen an ein Verwaltungssystem definiert und mit den marktüblichen Produkten abgeglichen. Das Verwaltungssystem, auch BackEnd-System genannt, ist einzusetzen, wenn die Ladeinfrastruktur einer breiten Nutzergruppe im öffentlichen oder halböffentlichen Bereich zur Verfügung gestellt wird. Das BackEnd-System wird folgende Funktionalitäten aufweisen:

- Authentifizierung am Ladepunkt
- Verbindung zu Roamingplattformen
- Front End (z. B. Onlineportal), z. B. damit die Kunden sich authentifizieren können
- Einhaltung von Datenschutz
- Überwachung von Ladepunkten/-säulen
- Steuerung von Ladepunkten/-säulen
- Einsehen der Ladesäulenzustände
- Einsehen der Ladeverläufe der Kunden

Sollen durch das BackEnd auch die Kunden abgerechnet werden, sind eine Verwaltung von Kundenprofilen, sowie das Versenden von Rechnungen als Funktionalität erforderlich. Für vier Hersteller von BackEnd-Systemen wurden die Kosten für das Aufsetzen und den Betrieb des Systems bestimmt. Die Kosten für ein Back-End-System setzen sich aus Kostenbausteinen, wie System je Ladesystem und Kunde und Support / Schulung. Die Kostenbausteine werden teils einmalig, teils laufend verlangt.

Die Marktstudie hat aufgezeigt, dass der Einsatz eines BackEnd-Systems hinsichtlich der Anwendungsform bewertet werden muss. Empfehlenswert ist die Anbindung an ein BackEnd insbesondere, wenn eine Vielzahl von Ladeinfrastrukturen an verschiedenen Standorten betrieben wird. Durch die Anbindung wird es möglich, technischen Support aus der Ferne zur Verfügung zu stellen. Wird auf eine BackEnd-Anbindung verzichtet, ist der technische Betrieb der Ladeinfrastruktur über ein lokales Leitsystem möglich.

Die Ladeinfrastruktur des EUREF-Campus wurde im Sinne der Demonstration der markttechnischen Einbindung mit einem BackEnd-System verbunden. Die Ladeinfrastruktur, gespeist durch das Micro Smart Grid des EUREF-Campus, steht Parkplatzmietern und Spontanutzern zur Verfügung. Zur Erweiterung der Steuerbarkeit der Ladeinfrastruktur, sowie der Erfassung von weiteren Daten, wurde diese neben dem BackEnd-System in das lokale Leitsystem ClearSCADA von Schneider Electric eingebunden.

DB Energie arbeitete einem durch den Arbeitspaketpartner Fraunhofer ISE erstellten Technologiescreening und Systemvergleich marktverfügbarer Ladeinfrastruktur zu. Für 62 Wallboxen, 42 Ladesäulen und 27 Schnellladesäulen - marktverfügbar im Jahr 2017 - wurde die Verfügbarkeit von in der Ladeinfrastruktur verbauten Schutztechnik, IKT-Anbindung und OCPP-Unterstützung bewertet. In Abbildung 8 ist dargestellt, in wieviel Prozent der betrachteten Ladeinfrastrukturen bereits ein Leitungsschutzschalter oder ein FI-Schutzschalter verbaut ist. In den meisten Ladesäulen sind Leitungsschutzschalter und FI-Schutzschalter verbaut. Gefolgt sind diese von den Schnellladern und den Wallboxen. Bei den Wallboxen ist dies darauf zurückzuführen, dass diese zu möglichst geringen Kosten angeboten werden und die Schutztechnik eingespart wird. Diese ist in dem Fall in der vorgelagerten Verteilung zu installieren.

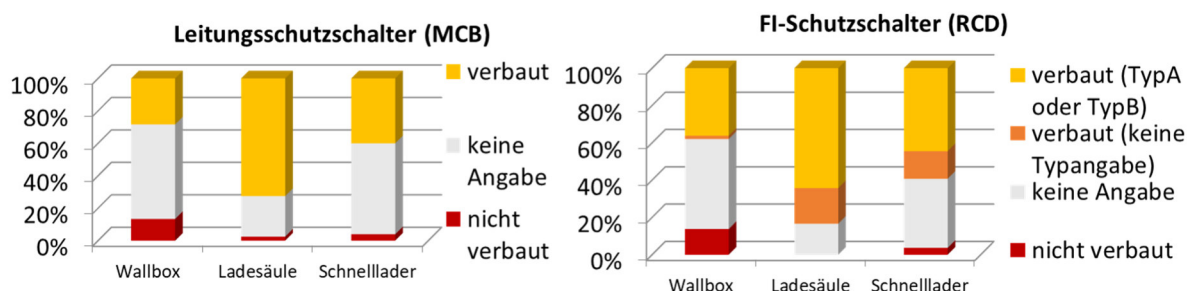


Abbildung 8: In Ladeinfrastruktur verbaute Schutztechnik

Die meisten Schnelllader verfügen über eine IKT Anbindung, gefolgt von den Ladesäulen und den Wallboxen, s. Abbildung 9. Bei der Verbindungstechnologie dominiert Mobilfunkstandard 2G vor 3G. Der Mobilfunkstandard ist für die SIM-Kartenauswahl entscheidend. Die Kommunikation zwischen Ladestation und einem zentralen Managementsystem erfolgt mit dem Open Charge Point Protocol (OCPP). Unterschiedliche Versionen von OCPP bieten unterschiedliche Funktionen: Mit OCPP 2.0 wird bidirektionales Laden, mit OCPP 1.6 die Steuerung der durch die Ladesäule abgegebenen Leistung und den Abruf von aktuellen Messwerten und mit OCPP 1.5 die OCPP 1.5 die Abrechnung, den Abruf von Diagnoseinformationen und die Autorisierung umgesetzt. Bei 63,4 % der Ladestationen wurde

angegeben, dass die Verwendung von OCPP möglich ist. Die Verfügbarkeit der neueren OCPP Versionen an den Ladestationen war geringer.

Untersuchungen zu marktverfügbaren Ladeinfrastrukturen ergaben, dass durch die Vielfalt am Markt der Auswahl der Technik besondere Bedeutung beigemessen werden muss. Investitionskosten in die Infrastruktur sind stark von den Eigenschaften dieser abhängig. Bevor ein Standort mit Ladeinfrastruktur ausgestattet wird, muss das Betriebs- und Geschäftsmodell für diese feststehen, um Fehlinvestitionen zu vermeiden. Aus der Vielfalt der am Markt verfügbaren Ladeinfrastrukturen ergeben sich folgende Fragen, welche während der Auswahl beantwortet werden müssen:

- Wie erfolgt die Authentifizierung?
- In welche elektrotechnische Verteilung wird die Ladeinfrastruktur integriert?
- Wird die Ladeinfrastruktur in ein Back-End System eingebunden?
- Wird eine strommengenbasierte Abrechnung erfolgen?
- Wird ein Lastmanagement benötigt?

Das Betriebs- und Geschäftsmodell ist von dem Aufstellungsbereich und der Nutzergruppe der Ladeinfrastruktur abhängig. Weitere Ergebnisse und Hinweise zu der Ladeinfrastruktur können dem Kapitel „E-Mobilität im Carsharing und in Fuhrparks“ aus dem M2G Buch entnommen werden.

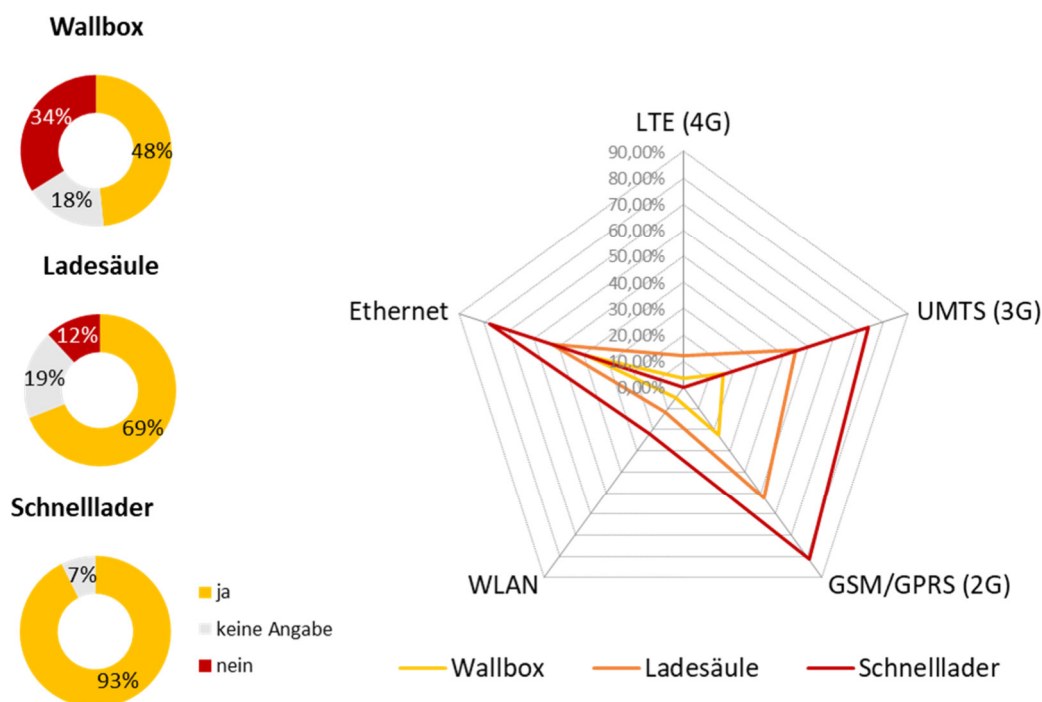


Abbildung 9: Verfügbarkeit von IKT mit Verbindungstyp

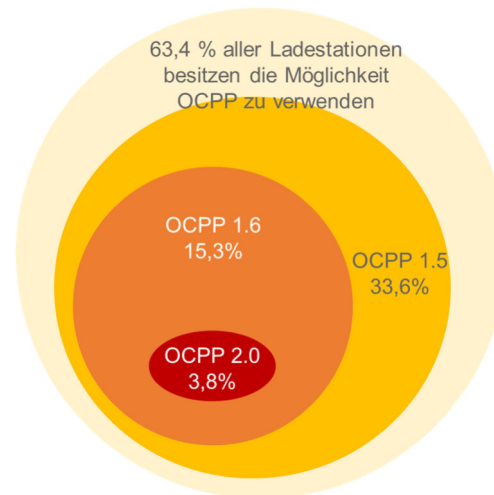


Abbildung 10: Verfügbarkeit der OCPP Versionen

Die Einbindung der Ladeinfrastruktur in ein frei programmierbares Leitsystem bietet die Möglichkeit, diese entsprechend der Ziele von Betriebsstrategien eines Microgrids anzusteuern. Zur Ableitung der Handlungsempfehlungen bei dem Aufbau der Ladeinfrastruktur mit markttechnischer Einbindung, wurde die Anwendung der im QF7 entwickelten Betriebsstrategie Demand Side Management für die Ladeinfrastruktur des Micro Smart Grids untersucht. Bestandteil der Betriebsstrategie Demand Side Management sind die Maßnahmen zur Laststeuerung von flexiblen Stromverbrauchern mit dem Ziel der Kostenreduktion und Netzstabilisierung. Mit der Betriebsstrategie wird sowohl die technische als auch die marktwirtschaftliche Einbindung der Ladeinfrastruktur optimiert. Die Lastspitzensenkung und die Erhöhung des lokalen, erneuerbaren Energieanteils bei der Ladung stellen Ziele dieser Betriebsstrategie dar. In Zusammenarbeit mit dem Fraunhofer ISE wurde zudem untersucht wie sich die markttechnische Einbindung bei einer Reduktion der Anzahl von verfügbaren Ladeinfrastrukturen darstellt. Fraunhofer ISE entwickelte eine Methode, um anhand der Auslastung der Ladeinfrastruktur die notwendige Anzahl dieser zu bestimmen. Bei der Evaluation wurden Daten der Reallabore EUREF-Campus und Bahnhof Südkreuz mit insgesamt 38 Ladepunkten genutzt.

Die Ergebnisse der Untersuchungen wurden in drei Papern veröffentlicht.

1. T. Feizi, L. von der Heiden, R. Popova, M. Rojas, J. Gerbaulet, "Day-Ahead Optimization Algorithm for Demand Side Management in Microgrids", 8th International Conference on Smart Cities and Green ICT Systems - Volume 1: SMARTGREENS, 51-57, 2019, Heraklion, Crete, Greece 2019
2. M. Sprengeler, T. Freudenmacher, R. Popova, H. Q. Nguyen, M. Rojas la Rotta, G. Stryi-Hipp, "Impact of Electric Vehicle Charging Infrastructure Expansion on Microgrid Economics: A Case Study", IEEE 3rd International Conference on Smart Energy Systems and Technologies (SEST) in Istanbul, Türkei 2020
3. R. Popova, H. Q. Nguyen, M. Sprengeler, T. Feizi, M. Rojas la Rotta, G. Stryi-Hipp, "Economic Evaluation of Electric Vehicle Charging Infrastructure Integration in Microgrids", IEEE Forum on Integrated and Sustainable Transportation Systems (Forum ISTS) in Delft, Niederlande 2020

Im nachfolgenden werden ausgewählte Ergebnisse vorgestellt. Für die Betriebsstrategie Demand Side Management wurden unterschiedliche Zielfunktionen entwickelt. Diese schließen die Verfügbarkeit von lokaler Energieerzeugung und Energiespeicherung entweder ein oder aus. In der Abbildung 11 ist die Netzstruktur dargestellt, welche die Verfügbarkeit aller

Anlagen berücksichtigt (Szenario 1). Der Algorithmus berücksichtigt in diesem Fall die prognostizierte Einspeisung und das Lastprofil der EV's als Input und gibt die Größe der Spitzenabsenkung, ein Lastprofil für den Speicher und ein aktualisiertes Lastprofil für die EV's aus, s. Abbildung 12.

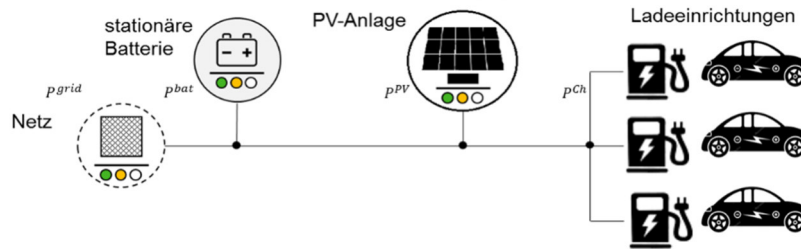


Abbildung 11: Netzstruktur Betriebsstrategie Demand Side Management

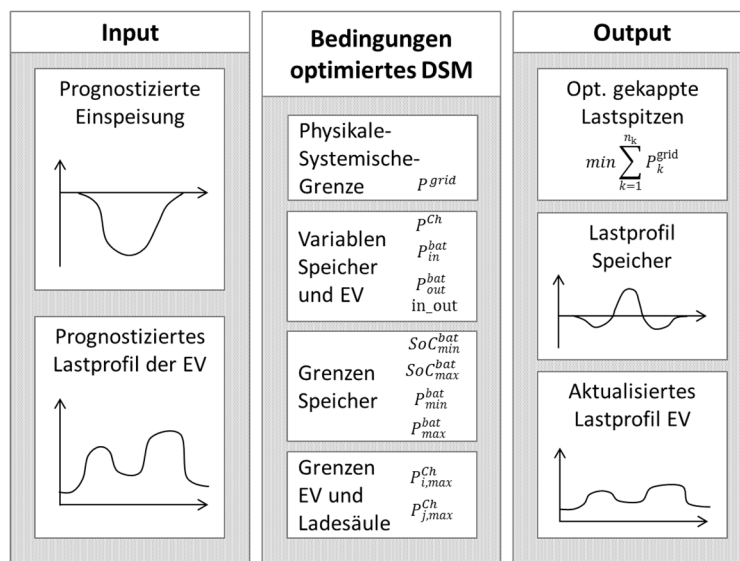


Abbildung 12: Algorithmusstruktur Betriebsstrategie Demand Side Management

In der Abbildung 13 sind die Lastgänge der Photovoltaikerzeugung P^{PV} , Ladeinfrastruktur $\sum P_{iEV}^{Ch}$, Batterie P^{bat} und Netzanschlusspunktes P^{grid} am 6. Juni 2018 nach der Anwendung von Demand Side Management dargestellt. Die Ladevorgänge der Elektrofahrzeuge wurden in die Zeiträume mit hoher Energieerzeugung verschoben. In den Zeitpunkten, wo die Ladevorgänge aufgrund der geringen Standzeit nicht verschoben werden konnten, wurde die Batterie entladen. Bei ausreichender PV-Einspeisung erfolgte eine Beladung der Batterie.

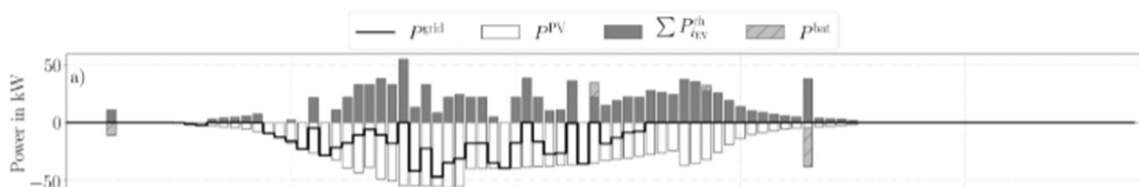


Abbildung 13: Anwendung von Demand Side Management Szenario 1

Es wurden vier Szenarien für die Daten von dem Jahr 2018 untersucht:

- Szenario 1: PV-Anlage 80 kWp und Batterie 78 kWh
- Szenario 2: PV-Anlage 80 kWp und keine Batterie
- Szenario 3: keine PV-Anlage und Batterie 78 kWh
- Szenario 4: keine PV-Anlage und Batterie

Die Ergebnisse der Untersuchung mit den Größen Autarkiegrad a , geladene Energiemenge E^{ch} , die erzeugte PV-Energiemenge $E^{PV, ch}$, die Energiebereitstellung der Batterie $E^{bat, ch}$, die bezogene Energiemenge aus dem Netz E^{grid} , die maximale Ladeleistung $\max(\sum P_i^{ch})$ und die maximale aus dem Netz bezogene Leistung P_{max}^{grid} werden in Tabelle 7 (links) dargestellt.

Die wirtschaftlichen Kennwerte: Autarkiegrad a , die Stromgestehungskosten $LCOE$, die Durchschnittskosten c_{ave} , die variablen Betriebskosten $OPEX_{var}$ und die Amortisationsdauer PP sind auf der rechten Seite von Tabelle 7 ersichtlich.

Der größte Autarkiegrad wird im Szenario 1 erreicht. Die Verwendung der Batterie steigert den Autarkiegrad um 14 %. Die Verwendung der Batterie im Szenario 3 kann die Lastspitze des Netzbezuges um 32,6 kW im Vergleich zum Szenario 4 absenken. Mit der Berücksichtigung der spezifischen Energiekosten, für die Energiebereitstellung aus PV-Anlage und Batterie oder nur der PV-Anlage, wurde für die Szenarien 1 und 2 die Amortisationszeit bestimmt. Die Verwendung der PV-Anlage senkt die Amortisationszeit um 21,3 Jahre im Vergleich zum reinen Energiebezug aus dem Netz. Das Hinzufügen der Batterie verlängert, trotz des erhöhten Autarkiegrades, die Amortisationszeit um 4,2 Jahre im Vergleich zur reinen PV-Anlagen-Nutzung.

Tabelle 7: Kennwertoptimierung Demand Side Management für das Jahr 2018

Year 2018	Case a)	Case b)	Case c)	Case d)
a	0.86	0.72	0.00	0.00
E^{ch} [kWh]	25653	25653	25653	25653
$E^{PV, ch}$ [kWh]	18126	18491	0.0	0.0
$E^{bat, ch}$ [kWh]	4005	0.0	12062	0.0
E^{grid} [kWh]	-41242	-41232	25672	25653
$\max(\sum P_{iEV}^{ch})$ [kW]	80.0	52.5	75.6	48.2
P_{max}^{grid} [kW]	10.0	19.3	15.6	48.2

Year 2018	Case a)	Case b)	Base Case
a	0.86	0.72	0.00
$LCOE$ [€/kWh]	0.20	0.13	0.30
c_{ave} [€/kWh]	0.21	0.16	0.30
P_{max}^{grid} [kW]	10.0	19.3	129.5
$OPEX_{var}$ [€/a]	5342.6	4284.7	7049.1
PP [a]	16.6	12.4	33.7

In der Untersuchung des Fraunhofer ISE wurde bestimmt, dass sich aufgrund der Auslastung die Anzahl der Ladepunkte auf dem EUREF-Campus von 32 auf 18 reduzieren lässt. Dies würde die Amortisationszeit der Ladeinfrastruktur im Szenario 1 auf 8,9 Jahre und im Szenario 2 auf 12,2 Jahre verkürzen.

Untersuchungen der markttechnischen Einbindung von Ladeinfrastruktur ergaben, dass die Auslastung in Zukunft erhöht werden muss, um die Wirtschaftlichkeit zu verbessern. Die Einbindung in ein Microgrid ist wirtschaftlich sinnvoll, da die geringeren spezifischen Energiepreise von lokalen Anlagen genutzt werden können.

Auf dem EUREF-Campus sind Firmenwagen, Autovermietung und Spontanlader die (Haupt-)Nutzer der Ladeinfrastrukturen. Von diesen Nutzern sind vor dem Ladevorgang keine Daten zu den Standzeiten und der benötigten Energiemenge bekannt. Untersuchungen zu Prognosen ergaben, dass Abweichungen für die Prognose von Standzeiten bis zu 2,5 h

betragen können ⁶. Aus diesem Grund wurde für die reale Erprobung von Ladestrategien der Demand Side Management Algorithmus auf eine regelbasierte Variante angepasst. Die Funktionsweise ist in Abbildung 14 dargestellt. Steht keine überschüssige lokal erzeugte Energie zur Verfügung, werden die gesteuerten Fahrzeuge mit einer reduzierten Leistung von 70 % der Nennleistung geladen. Steht Energie zur Verfügung, wird die Ladeleistung der Fahrzeuge erhöht. Der Algorithmus wurde zur Durchführung von Versuchen an das TF3 übergeben.

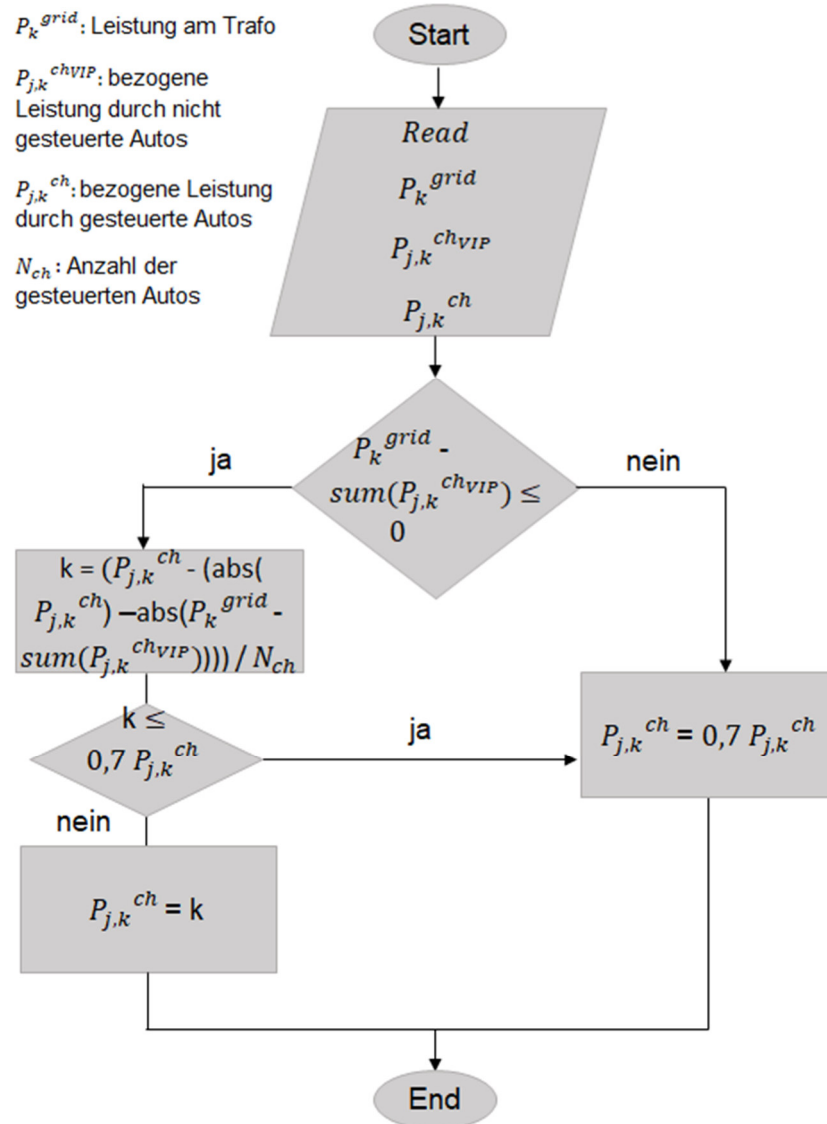


Abbildung 14: Flussdiagramm regelbasiertes Demand Side Management

c. AP 2.3.2 - Zuverlässigkeit und Betriebsstrategien von Systemkomponenten in zukünftigen dezentralen Energieversorgungsnetzen

Dezentrale Energieversorgungsnetze mit Anlagen zur Energieerzeugung, -speicherung und -verbrauch stellen neue Anforderungen an die Betriebsmittel eines Energieversorgungsnetzes. Ziel dieses Arbeitspakets war die Untersuchung des Zusammenspiels zwischen Systemkomponenten und Betriebsstrategien. Entsprechend der Zielstellung bezogen sich die Arbeiten in diesem Arbeitspaket auf die Betriebsmittel für die Betriebsführung des

⁶ M. Renner, "Electric Vehicle Intraday Load Forecasting with Artificial Intelligence", *Mobility2Grid, Conference Berlin, 2018*.

Energieversorgungsnetzes. Das Verhalten von Systemkomponenten im Einsatz in einem Micro Smart Grid wurden im Rahmen eines Systemberichts beschrieben. Als Betriebsgröße eines Micro Smart Grids stand die Spannung an den Netzknoten im Fokus. Die DB Energie entwickelte die Betriebsstrategie koordinierte Spannungshaltung mit regelbaren Ortsnetztransformatoren (rONT) und Wechselrichtern von Erzeugungsanlagen, definiert im QF7, weiter. Der Algorithmus für die Betriebsstrategie wurde in diesem Arbeitspaket theoretisch entwickelt und erprobt. Anschließend erfolgte die Überführung der Betriebsstrategie in den Realbetrieb im QF7. Des Weiteren führte Schneider Electric in dem Arbeitspakets zur Erreichung der Zielstellung Arbeiten zu dem Thema Asset Management System durch. Die DB Energie stand Schneider Electric unterstützend mit dem Wissen aus dem Betrieb von Energieversorgungsnetzen zur Seite.

Die Betriebsstrategie koordinierte Spannungshaltung wird wie folgt definiert: Zur Gewährleistung der Spannungshaltung in Energieversorgungsnetzen mit regelbaren Ortsnetztransformatoren und dezentraler Energieerzeugung, werden die Anlagenparameter zur Spannungshaltung entsprechend der Lösung eines Optimierungsproblems eingestellt.

Die Struktur des Programms zur Umsetzung des Algorithmus der koordinierten Spannungshaltung ist in der Abbildung 15 dargestellt. Das Programm erhält die Netztopologie und die Residuallast als Eingangsparameter. Abschließend wird eine Netzsimulation durchgeführt, um die Parameter für das Optimierungsmodell zur Bestimmung der optimierten Arbeitspunkte von rONT und Wechselrichter zu berechnen. Das Optimierungsmodell hat als Zielfunktion die Minimierung von Spannungsabweichungen bei gleichzeitig minimaler Änderung der Blindleistungseinspeisung der Wechselrichter. Zwei Methoden der Arbeitspunkteinstellung werden für die Wechselrichter verwendet. Die Einstellung von einzelnen Arbeitspunkten aus der Lösung des Optimierungsproblems und das Erstellen von Kennlinien aus mehreren Arbeitspunkten aus der Lösung. Hierfür muss das Optimierungsproblem für mehrere Lastzustände gelöst werden.

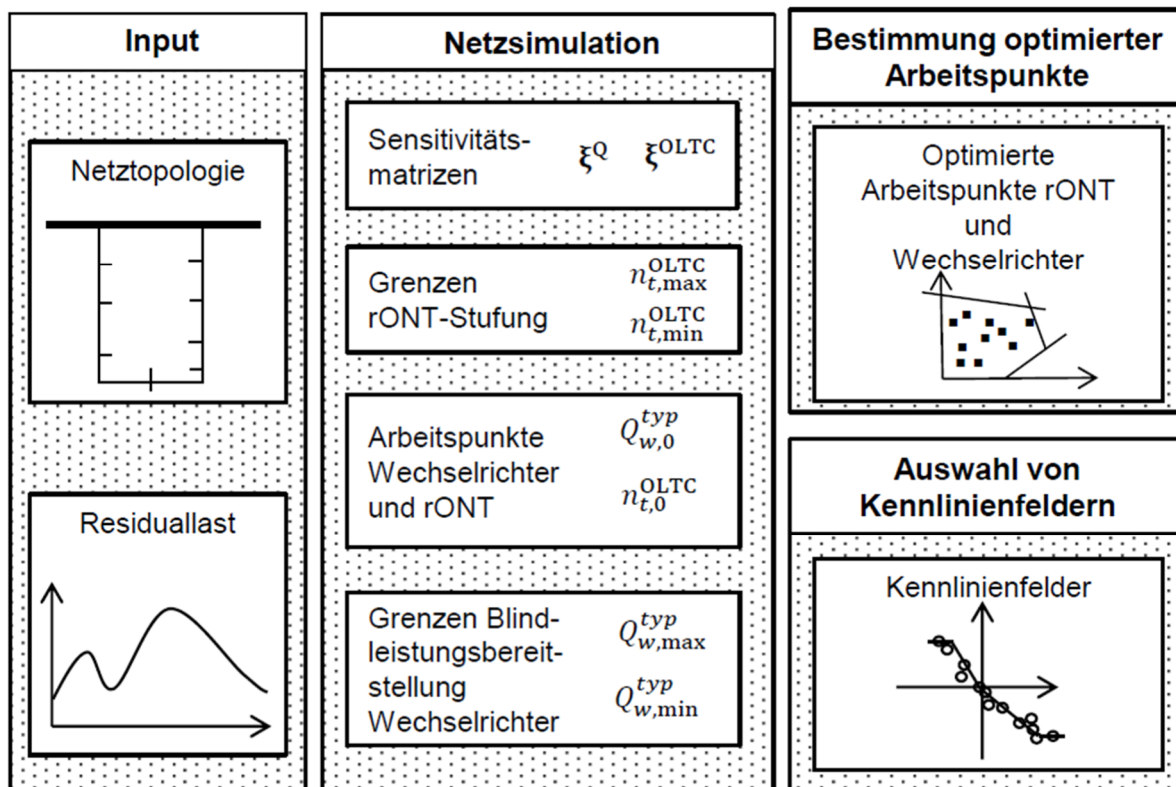


Abbildung 15: Struktur Programm Algorithmus koordinierte Spannungshaltung

Der Algorithmus wurde in einem 20 kV CIGRE Benchmark Netz, s. Abbildung 16 (links), simulativ evaluiert. Die hier exemplarisch dargestellten Ergebnisse zeigen den Einfluss der Netztopologie auf die Spannungshaltung. Es werden Testfälle in einem vermaschten Netz (meshed) mit Testfällen in einem Strahlennetz (radial) verglichen. Die vermaschte Netztopologie wird im Benchmark Netz durch das Schließen der Schalter S1, S2 und S3 erzeugt.

Spannungsabweichungen an ausgewählten Knoten für vier Spannungshaltungsstrategien sind auf Abbildung 16 (rechts) dargestellt. Die vier Spannungshaltungsstrategien sind:

- no ctrl: keine Maßnahmen
- oltc ctrl: konventionelle rONT-Steuerung
- opt ctrl: optimierte Arbeitspunkte für rONT und Wechselrichter
- curve ctrl: optimierte Arbeitspunkte für rONT und linearisierte Kennlinienfelder Wechselrichter

Bei der Verwendung von opt ctrl werden die Spannungsabweichungen auf kleinere Werte reduziert als bei oltc ctrl und curve ctrl. Dabei bewirkt curve ctrl eine höhere Reduktion der Spannungsabweichungen als oltc ctrl. Der Vergleich zwischen den Netztopologien ergab, dass im Maschennetz die Arbeitspunkte auf das gesamte Netz abgestimmt werden, während im Strahlennetz die Spannungshaltungseinstellungen sich auf die Strahlen beziehen. In Abbildung 16 (rechts) wird dargestellt, dass im Strahlennetz die Spannungsabweichungen an Knoten 13, welcher in einem Strahl liegt, besser reduziert werden als im Maschennetz.

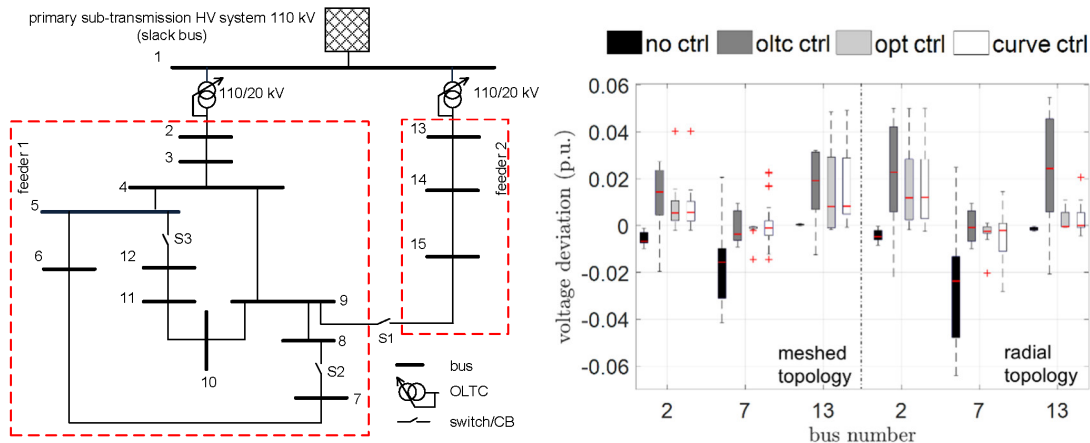


Abbildung 16: Netztopologie 20 kV CIGRE Benchmark Netz (links) und Spannungsabweichungen an ausgewählten Netzknoten (rechts) bei unterschiedlicher Netztopologien

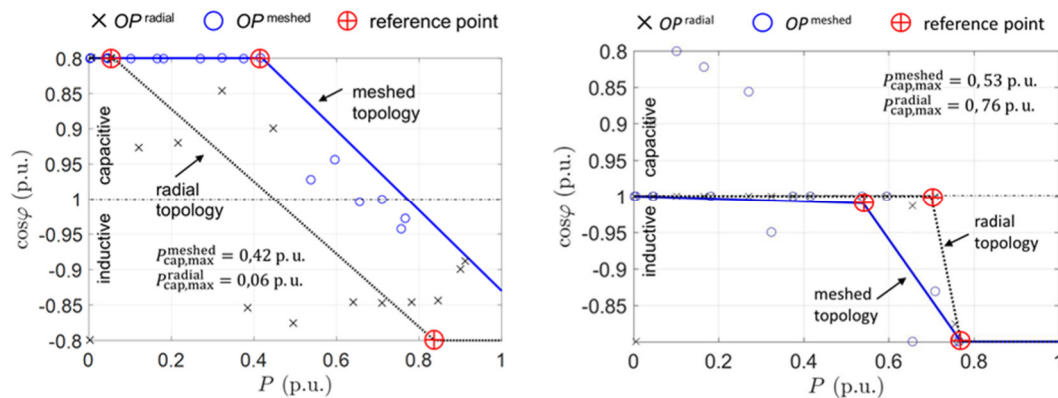


Abbildung 17 Vergleich linearisierter $\cos\varphi(P)$ - Kennlinien im Maschen- und Strahlennetz ohne (links) und mit (rechts) Blindleistungsreduktion in der Zielfunktion

In Abbildung 17 sind exemplarisch linearisierte Kennlinienfelder dargestellt. Aus den Arbeitspunkten (OP) werden Stützpunkte (reference point) für die Kennlinie identifiziert. Die Stützpunkte werden an Stellen mit der ersten Unterschreitung der maximalen kapazitiven Blindleistungseinspeisung $Q_{cap,max}$ oder dem Erreichen der maximalen induktiven Blindleistungseinspeisung $Q_{ind,max}$ gesetzt.

Nach der Durchführung der Simulationen wurde die praktische Umsetzung der Betriebsstrategie entwickelt. Da bei der Erprobung der Betriebsstrategie im Life-System der zeitliche Aspekt hinzukommt, wurden Latenzmessungen für die Kommunikation zwischen den Komponenten des Systems durchgeführt. Die Ergebnisse sind in Tabelle 8 aufgeführt. Zur Beschreibung der Methodik und des Messumfangs wird auf den Bericht von Schneider Electric verwiesen. Der Prozess dauert im Mittelwert von der Übergabe der Messwerte an die Virtual Machine bis zum Setzen der Set Points 7,0751 s beim Solar Inverter und 2,957 s beim rONT.

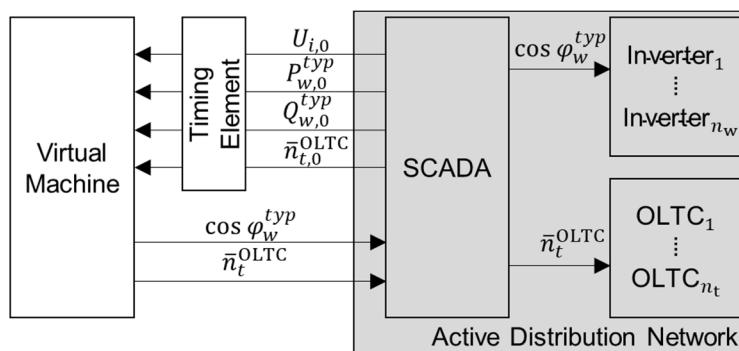


Abbildung 18: Implementierungsschema für die Umsetzung der koordinierten Spannungshaltung

Tabelle 8: Latenzmessung Kommunikation koordinierte Spannungshaltung

	Optimierung Python + Kommunikation ClearSCADA → Optimierung	Verarbeitung Clear-SCADA	Kommunikation ClearSCADA		Verarbeitung Solar Inverter	Verarbeitung rONT
			Inverter	Trafo		
Latenz	2,05 s	0,0001 s	0,025 s		5 s	0,9 s

Das Implementierungsschema für die Umsetzung ist in der Abbildung 18 dargestellt. SCADA ist für die Erfassung der Messdaten, Übergabe dieser an die Virtual Machine und der Übergabe der optimierten Arbeitspunkte an die Betriebsmittel zuständig. Auf der Virtual Machine wird das Optimierungsmodell aufgestellt und gelöst. Ein Timing Element ist erforderlich, um Schwingungen zu vermeiden. Unterschiedliche Timing Elemente wurden für die Regelstrategie identifiziert und hinsichtlich folgender Faktoren bewertet, s. Tabelle 9:

- Genauigkeit - Wird Überschreitung der Grenzwerte vermieden?
- Schwingungsvermeidung - Maßnahmen in Variante integriert?
- Implementierbarkeit - Sind weitere maßgebende Arbeiten notwendig?
- Echtzeitfähigkeit - Sind Anforderungen an die Echtzeitfähigkeit erfüllt?

Tabelle 9: Bewertung Varianten Rückkopplungselemente koordinierten Spannungshaltung im Life-System

	Rückkopplungs- element	Genauigkeit	Schwingungs- vermeidung	Implemen- tierbarkeit	Echtzeit- fähigkeit	Tests geplant
Prognose- basierte Umsetzung	Dayahead- Prognosen [1,3,11]	-	0	-	--	Nein
	Kurzzeit- Prognosen [5,8,10,12]	+	+	--	++	Nein
Regelbasierte Umsetzung	Kontinuierlich: Feste Abtastrate 5 Min [2,4,6,9]	0	--	++	++	Ja
	Ereignisorientiert: nach Schwell- und Grenzwerten [2,7]	++	+	+	++	Ja

++ sehr positiv + positiv 0 neutral - negativ -- sehr negativ

Die kontinuierliche, regelbasierte Umsetzung wird in dem Realbetrieb im QF7 verwendet. Entsprechend der regelbasierten Strategie werden von der Virtual Machine im definierten Zeitabstand Messpunkte von dem SCADA-System angefordert. Der Zeitabstand wird im Timing Element festgelegt, s. Abbildung 18. Der zeitliche Verlauf der Kommunikation zwischen den Komponenten ist auf der Abbildung 19 dargestellt. Nach einer Verarbeitungszeit von 0,025 s übergibt die SCADA die Messwerte an die Virtual Machine. Diese formuliert und löst das Optimierungsproblem innerhalb von 2,025 s. Die Set Points werden von der SCADA an die Wechselrichter, sowie den rONT übergeben. Die Beiden Betriebsmittel haben eine unterschiedliche Verarbeitungszeit von 0,9 und 5 s.

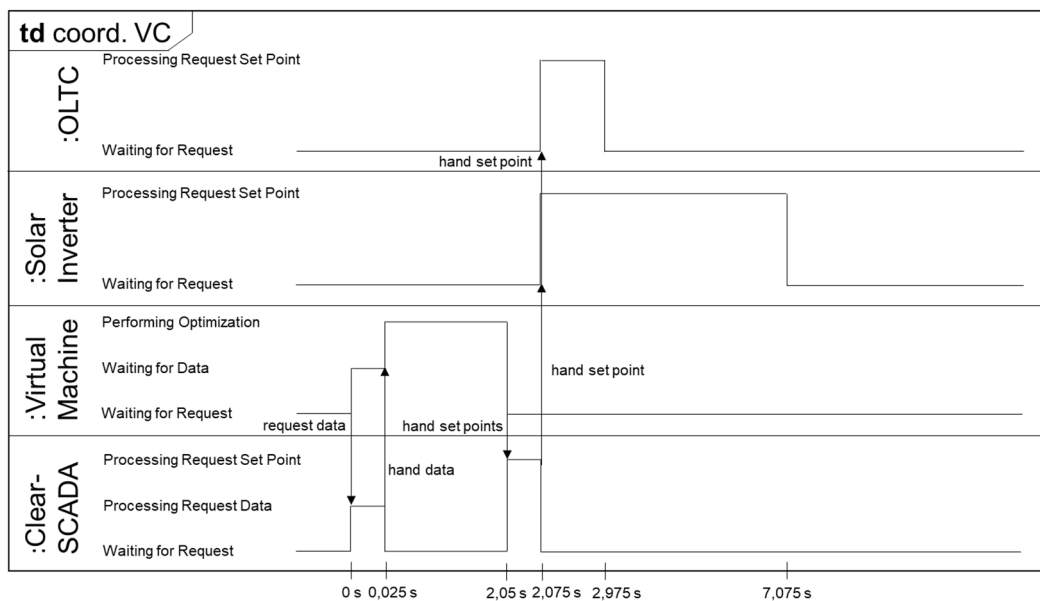


Abbildung 19: Timing Diagram Koordinierte Spannungshaltung

2. Wichtigste Positionen des zahlenmäßigen Nachweises

Das Projektvolumen belief sich auf insgesamt 399.968,30 €. Von der Summe wurden 50 % als Fördermittel von dem BMBF zur Verfügung gestellt. Das gesamte Budget wurde für Personalkosten aufgewendet.

3. Notwendigkeit und Angemessenheit der geleisteten Arbeit

Die durchgeführten Arbeiten leisten einen substanziellen Beitrag zur Energie- und Mobilitätswende. Die Entwicklungen und Ergebnisse umfassen die Themenbereiche des Virtuellen Kraftwerks, Ladeinfrastrukturen für ePKW's und Algorithmen für Betriebsmitteln im Umfeld eines Micro Smart Grids. Das Micro Smart Grid ist als dezentrales Energienetz mit lokaler Energieerzeugung und Verbrauchssteuerung ein Baustein der Energie- und Mobilitätswende. Die Ergebnisse ermöglichen die Umsetzung von technischer und wirtschaftlicher Einbindung von Anlagen zur Energieerzeugung, Energiespeicherung und insbesondere von Ladeinfrastrukturen für ePKW's in dezentrale Energienetze. Die entwickelten Methoden ermöglichen es zudem, die Einbindung dieser Anlagen zu bewerten. So werden für Unternehmen die Voraussetzungen geschaffen, Infrastrukturen von dezentrale Energienetzen aufzubauen und zu betreiben.

Durch die Förderung des BMBF bekam das Personal der DB Energie die Möglichkeit, sich mit diesen Themen tiefgehend im Sinne einer Grundlagenforschung zu befassen. Die daraus entstandenen Ergebnisse stellen einen Fortschritt für die Energie- und Mobilitätswende dar. Die Ergebnisse konnten der Öffentlichkeit zugänglich gemacht werden, s. dazu Kapitel II.4. Die Förderung schaffte für die DB Energie den Raum, welcher ohne Förderung bei einem wirtschaftlichen Unternehmen nicht gegeben ist. Der Forschungscampus Mobility2Grid wurde durch die Förderung der DB Energie mit einem Partner bereichert, welcher praxisbezogenes Wissen aus der Haupttätigkeit als Netzbetreiber und Energielieferant geboten hat.

4. Verwertbarkeit der Ergebnisse

Die im TF2 erzielten Ergebnisse konnten bereits während der Projektlaufzeit in Form einer Verbreitung verwertet werden. Die Ergebnisse wurden in wissenschaftlichen Publikationen veröffentlicht, in Führungen für die Öffentlichkeit und für die Deutsche Bahn AG dargestellt und bei Vorträgen innerhalb der Deutschen Bahn AG präsentiert.

Durch die Zusammenarbeit im TF2 konnten die Beziehungen und Zusammenarbeit zu den wirtschaftlichen Projektpartnern vertieft werden. So installierte die DB Energie im Projektzeitraum als erster Anwender eine neu entwickelten Ladeinfrastruktur von Schneider Electric bei einem Kunden. So wurde außerhalb der Förderung ein Beitrag zur Weiterentwicklung von Ladeinfrastrukturprodukten geleistet.

Das im TF2 erworbene Wissen zu Anlagen des Micro Smart Grids, sowie die Ergebnisse der Forschung werden innerhalb der DB Energie und in Aufträgen innerhalb der Deutschen Bahn AG verwertet. Die DB Energie agiert dabei als beratender Dienstleister für die Aufbau von Ladeinfrastruktur und Micro Smart Grids für andere Tochterunternehmen der Deutschen Bahn, sowie externe Kunden. In dieser Rolle ist die DB Energie an der Entwicklung einer nachhaltigen und innovativen Energieversorgung der Instandhaltungswerke der Deutschen Bahn AG beteiligt.

Die wirtschaftliche Bewertung des Virtuellen Kraftwerks und der Smart Grid Konfigurator, im AP 2.1.1 betrachtet, werden in Beratungsgesprächen genutzt. Durch den an den Betriebsstrategien orientierten Ansatz bei der Konzeptionierung, werden Ziele für den Betrieb des Micro Smart Grids festgelegt.

Die Ergebnisse des AP 2.2.3 sind für den Aufbau von Ladeinfrastrukturen interessant. Innerhalb der DB Energie werden sowohl Firmenstandorte mit Ladeinfrastruktur ausgestattet. Ein im AP 2.2.3 angefertigte Leitfaden fasst die wesentlichen Anforderungen an die Installation von Ladeinfrastruktur zusammen. Dieser wird bereits für Schulungen und als Hilfestellung bei der Planung und Installation von Ladeinfrastruktur verwendet. Die Ergebnisse der Untersuchung zur wirtschaftlichen Einbindung werden verwendet, um die Installation von dezentraler Energieerzeugung und Speicherung im Zusammenspiel mit Ladeinfrastrukturen innerhalb und außerhalb der DB Energie zu bewerten.

Der im AP 2.3.2 entwickelte Algorithmus zur koordinierten Spannungshaltung wurde nach Abschluss des Projektzeitraums erfolgreich weiterentwickelt. Das Ziel war es, mit dem weiterentwickelten Algorithmus und Blindleistungssteuerung, die Verluste im Bahnstromnetz zu reduzieren.

5. Bekanntgabe relevanter Ergebnisse von Dritter Seite

Von dritter Seite wurden während der Projektlaufzeit unterschiedliche Projekte mit ähnlichen Zielstellungen aus dem Bereich von dezentralen Energienetzen und Elektromobilität durchgeführt. Hierbei ist beispielsweise das Projekt WindNode (2017-2020) zu nennen. Dieses unterscheidet sich von Mobility2Grid durch den Fokus auf überregionale Themen und Industrie. Bei der technologischen Entwicklung ist die Entwicklung von eichrechtskonformen Ladeinfrastrukturen, sowie die Etablierung von Lastmanagementsystemen für Ladeinfrastruktur für Elektrofahrzeuge anzuführen. Die etablierten Lastmanagementsysteme sind meist Lösungen für homogene Ladeinfrastrukturstandorte.

6. Erfolgte und geplante Veröffentlichungen

a. Veröffentlichte Paper

1. T. Feizi, L. von der Heiden, R. Popova, M. Rojas, J. Gerbaulet, "Day-Ahead Optimization Algorithm for Demand Side Management in Microgrids", 8th International Conference on Smart Cities and Green ICT Systems - Volume 1: SMARTGREENS, 51-57, 2019, Heraklion, Crete, Greece 2019
2. M. Sprengeler, T. Freudenmacher, R. Popova, H. Q. Nguyen, M. Rojas la Rotta, G. Stryi-Hipp, "Impact of Electric Vehicle Charging Infrastructure Expansion on Microgrid Economics: A Case Study", IEEE 3rd International Conference on Smart Energy Systems and Technologies (SEST) in Istanbul, Türkei 2020
3. R. Popova, H. Q. Nguyen, M. Sprengeler, T. Feizi, M. Rojas la Rotta, G. Stryi-Hipp, "Economic Evaluation of Electric Vehicle Charging Infrastructure Integration in Microgrids", IEEE Forum on Integrated and Sustainable Transportation Systems (Forum ISTS) in Delft, Niederlande 2020

b. Bachelor-/Master-/Studienarbeiten

4. P. Engel, "Forschungsprojekt Mobility2Grid: Marktstudie zu Abrechnungs- und Authentifizierungssystemen in Backendsystemen", Studienarbeit, Hochschule für Wirtschaft und Recht Berlin, DB Energie GmbH, 2017
5. D. Budzen, "Wirtschaftlichkeit virtueller Kraftwerke im dezentralen Versorgernetz", Studienarbeit, Duale Hochschule Baden-Württemberg, DB Energie GmbH, 2020
6. R. Popova, "Optimierung der Kennlinienfelder von Betriebsmitteln zur koordinierten Spannungshaltung und Blindleistungsmanagement in Energieversorgungsnetzen", Masterarbeit, TU Berlin, 2018
7. L. Schirm, A. Kröger, "Inbetriebnahme von mechatronischen Systemen und Entwicklung von Laborübungen für die Automatisierungstechnik", Projektarbeit, Hochschule für Wirtschaft und Recht Berlin, DB Energie GmbH, 2019
8. L. Schirm, "Konzeptionierung einer dezentralen Versorgungslösung für Elektromobilität am Standort Berlin Markgrafendamm", Bachelorarbeit, Hochschule für Wirtschaft und Recht Berlin, DB Energie GmbH, 2020
9. J. Gerbaulet, "Optimierung des Lademanagements eines elektrifizierten Busdepots am Beispiel der Verkehrsbetriebe Hamburg-Holstein", Masterarbeit, Europauniversität Flensburg, DB Energie GmbH, 2017