

KoLa – Koordinierungsfunktion des Verteilnetzes und Lastmanagement – Evaluierung im Simulationslabor und prototypische Systementwicklung

Sören Clausen*, Ramy Soliman
Energieanlagen (TIE)
Hamburger Hochbahn AG
Hamburg, Deutschland
*soeren.clausen@hochbahn.de

Finn Nußbaum*, Anna-Lena Steen, Christian Becker
Institut für Elektrische Energietechnik
Technische Universität Hamburg
Hamburg, Deutschland
*finn.nussbaum@tuhh.de

Arne Dammasch*, Gina Schüller, Amelie Rottenberger, Ramune Samalionyte
Innovationsmanagement
Hamburger Energienetze GmbH
Hamburg, Deutschland
*arne.dammasch@hamburger-energienetze.de

Mina Eskander*, Edvard Avdevcicius, Detlef Schulz
Professur für Elektrische Energiesysteme
Helmut-Schmidt-Universität/Universität der Bundeswehr
Hamburg, Deutschland
*mina.eskander@hsu.hamburg

Kurzfassung – Im Projekt KoLa werden zwei Systeme entwickelt: ein System zur Koordination flexibler Anlagen im Niederspannungsnetz und ein System zur Optimierung des Energiebedarfs elektrifizierter Busdepots. Ziel des ersten Systems ist es, Netzüberlastungen zu vermeiden, indem Netzteilnehmer ihre elektrischen Fahrpläne an die Koordinierungsfunktion (KOF) senden. Bei drohender Überlastung werden die Leistungsdimmungen mit dem Ziel einer fairen Aufteilung vorgenommen. Zuerst erfolgt die Umsetzung eines Prototyps, der dann mit Erweiterungen iterativ ausgebaut wird. Das zweite System konzentriert sich auf die Optimierung des Energiebedarfs von Busdepots. Das Energy Efficiency Framework (EEF) berücksichtigt dabei verschiedene Faktoren wie den Busbetrieb und einfließende Strommarktdaten. Ein stationäres Batteriespeichersystem mit 4 MW Leistung wurde implementiert, um u. a. Netzlasten zu reduzieren. Das EEF und die KOF interagieren, um die flexiblen Ladezeiten der Busse präventiv an Netz- und Marktbedingungen anzupassen. Langfristig soll das System die Lastprofile im Rahmen der gegebenen Flexibilitätsoptimieren.

Stichworte – Verteilnetzebene, Koordinierungsfunktion, Sektorenkopplung, Optimierungssystem, Lastmanagement, Elektromobilität

NOMENKLATUR

BB	Busbetriebshof
BMS	Betriebshof-Managementsystem
EEF	Energy Efficiency Framework
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
FNN	Forum Netztechnik/Netzbetrieb
HLZF	Hochlastzeitfenster
HNE	Hamburger Energienetze GmbH

HOCHBAHN	Hamburger Hochbahn AG
HSU	Helmut-Schmidt-Universität/Universität der Bundeswehr Hamburg
KOF	Koordinierungsfunktion
KoLa	Koordinierungsfunktion des Verteilnetzes und Lastmanagement für den elektrifizierten Personenverkehr
LMS	Lademanagementsystem
ÖPNV	Öffentlicher Personennahverkehr
TUHH	Technische Universität Hamburg
VNB	Verteilnetzbetreiber

I. EINLEITUNG

Die Stadt Hamburg hat sich im Rahmen des Hamburger Klimaplanes dazu verpflichtet, die CO₂-Emissionen bis 2030 um 70 % zu reduzieren. Dieses Ziel ist im Hamburgischen Klimaschutzgesetz festgeschrieben. Die städtischen Unternehmen HOCHBAHN und Hamburger Energienetze GmbH (HNE) tragen eine immense Verantwortung bei der Umsetzung der Klimaziele.

Die gemeinsamen Anstrengungen im Rahmen des Förderprojektes KoLa zielen darauf ab, nicht nur die aktuellen Umweltauswirkungen zu minimieren, sondern auch die Lebensqualität in Hamburg zu verbessern. Mitte 2022 wurde das Projekt gestartet, um die Kopplung der Sektoren Verteilnetz und Anlagen, wie Busbetriebshöfe, zu untersuchen. Mit der Energiewende steigt der Bedarf an dezentraler Energieversorgung, während der Verbrauch durch die Elektrifizierung weiterer Sektoren wie der Mobilität zunimmt. Um die Netzstabilität zu gewährleisten, ist ein Netzausbau notwendig, der jedoch langsam voranschreitet

und möglicherweise den zukünftigen Anforderungen nicht gerecht wird. Ein intelligentes Energiesystem könnte Flexibilitäten im Netz nutzbar machen und Überlastungen frühzeitig erkennen, um diesen entgegenzuwirken. Eine mögliche Lösung ist die Koordinierungsfunktion (KOF), die 2018 vom (Forum Netztechnik/Netzbetrieb) FNN vorgeschlagen wurde.

Die Ladevorgänge elektrischer Busse können innerhalb betrieblicher Grenzen verschoben werden, was verschiedene Optionen zur optimierten Gestaltung im Rahmen eines gesteuerten Ladens bietet. Diese Flexibilität kann genutzt werden, um vorzugsweise zu Zeiten einer kostengünstigen Energiebeschaffung zu laden oder sich netzdienlich zu verhalten und den Energiebezug an lokale Netzrestriktionen anzupassen, um die Netzstabilität zu gewährleisten.

II. GESAMTÜBERBLICK

Im Rahmen des Projektes werden im Wesentlichen zwei Systeme entwickelt. Auf Seiten der HOCHBAHN wird gemeinsam mit HNE und der Helmut-Schmidt-Universität (HSU) ein Energy Efficiency Framework (EEF) entwickelt, welches den Energiebezug des Busbetriebshofes optimiert. Parallel dazu wird von HNE und der Technischen Universität Hamburg (TUHH) eine Koordinierungsfunktion (KOF) entwickelt, mit welcher Engpässen präventiv vermieden werden sollen. Dafür werden geplante Energiebezüge von Verbrauchern auf ihre Netzverträglichkeit geprüft und, sofern erforderlich, Anpassungen vorgeschlagen. Eine Systemübersicht befindet sich in **ABBILDUNG 1**. Eine ausführliche Beschreibung der genannten Systeme befindet sich auf der Seite der HSU [1].

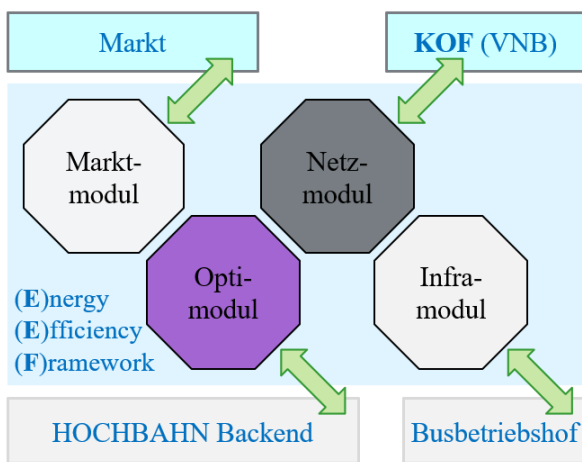


ABBILDUNG 1: ÜBERSICHT ENERGY EFFICIENCY FRAMEWORK.

Aktuell wird im Rahmen des EEF an den Themenfeldern Modularisierung und externe Schnittstellen gearbeitet. Hierauf wird im Kapitel Energy Efficiency Framework genauer eingegangen.

Im Rahmen der Koordinierungsfunktion stehen aktuell die Themen rund um die IT-Entwicklungsarbeiten besonders im Fokus. Im Kapitel Realisierungsstand (Stand der Umsetzung) wird hierzu der aktuelle Stand der prototypischen Systementwicklung näher beschrieben.

Die Systeme sollen im Laufe des Projektes getestet werden. Dies soll zunächst simulativ in den Laboren der HSU und der TUHH erfolgen. Eine Beschreibung des Testprozesses und der Simulationsumgebung erfolgt in Kapitel

Simulationsumgebung. Im Anschluss soll zum Ende der Projektlaufzeit ein Feldtest mit dem Busbetriebshof als große flexible Last erfolgen.

III. KOORDINIERUNGSFUNKTION

Mit der Koordinierungsfunktion wird im Rahmen dieses Projektes ein System entwickelt, welches das geplante Day-Ahead Verhalten von flexiblen Anlagen (Teilnehmer) im Niederspannungsnetz bündelt und der prognostizierten Betriebsmittelauslastung des Verteilnetzes gegenüberstellt. Hierzu schicken die Teilnehmer im Vorfeld einen sogenannten elektrischen Fahrplan an die KOF. Ergibt die Prüfung der KOF, dass hierdurch mit hoher Wahrscheinlichkeit eine Überlastsituation in einem Bereich des Verteilnetzes entsteht, so wird zunächst die erforderliche Leistungsdimmung für eine vorbeugende Beseitigung dieses lokalen Engpasses ermittelt. Anhand einer integrierten Verteilungsmethode wird die Leistungsdimmung mit dem Ziel einer fairen Aufteilung auf alle Teilnehmer vorgenommen. Somit wird innerhalb des betroffenen Netzbereiches jeder Teilnehmer gleichberechtigt zur Engpassvermeidung beitragen. Für die Kompensation der geforderten Leistungsdimmung und je nach verfügbarer Netzkapazität, werden zur Leistungsdimmung beitragenden Teilnehmern alternative und garantierte Leistungsscheiben für den entsprechenden Tag zugeteilt. Im Rahmen des Projektes wird dies als eine „begründete Ablehnung“ des gewünschten Fahrplanes verstanden. Die Teilnehmer bekommen hierdurch die Möglichkeit, sich in ihrem geplanten Verhalten an der Netzauslastung zu orientieren und könnten somit aktiv zur Vermeidung einer Überlastsituation beitragen.

Im Kapitel Simulationsumgebung wird auf die einzelnen Abläufe detaillierter eingegangen. Im Folgenden soll der aktuelle Entwicklungsstand des Realsystems näher beleuchtet werden.

A. Stand der Umsetzung

Neben der konzeptionellen Entwicklung und simulativen Analyse des oben beschriebenen Systems zur vorbeugenden Vermeidung von Engpässen im Verteilnetz, wird zusätzlich eine Umsetzung als funktionale Systemumgebung bei den Hamburger Energienetzen realisiert. Bis zum Ende 2024 wird die Entwicklung eines Prototyps abgeschlossen sein. Bereits umgesetzte Inhalte sind unter anderem die Funktionen zum Import von Netztopologien inkl. Netzanschlüssen, Netzgruppendefinitionen, Netzgruppenregeln/Auslastungsgrenzen, Auslastungsprognosen einzelner Netzgruppen sowie Fahrplänen von Teilnehmern der KOF. Somit lässt sich das System initial befüllen und es können bereits entsprechende Testszenarien aufgebaut werden.

Aktuell befinden sich die Umsetzungen der Engpassermittlung und die Implementierung der Verteilungsmethoden für die Leistungsdimmung bzw. die Zuweisung alternativer Leistungsscheiben in der Entwicklung. Im Hinblick auf die Wahl der Verteilungsmethoden existieren aktuell noch mehrere Konzepte, die insbesondere vor dem Hintergrund eines fairen und diskriminierungsfreien Umgangs mit Engpässen und freien Kapazitäten geprüft werden müssen. Vor diesem Hintergrund wird im System der KOF die Auswahl unterschiedlicher anwendbarer Methoden möglich sein. Die **ABBILDUNG 2** zeigt das Gesamtsystem der KOF auf Modulbasis inklusive der für das kommende Jahr 2025

geplanten Erweiterungen des Prototypensystems um diverse Zusatzfunktionalitäten. Hierzu zählen unter anderem die Implementierung eines Datenintegritätsmoduls zur Verifizierung, Validierung und Plausibilisierung der in die KOF fließenden Daten. Weiterhin werden die Importschnittstellen automatisiert und um eine Stapelverarbeitung ergänzt. Ziel ist es, dass das System zukünftig eine Vielzahl an gleichzeitigen Importdatensätzen verarbeiten kann.

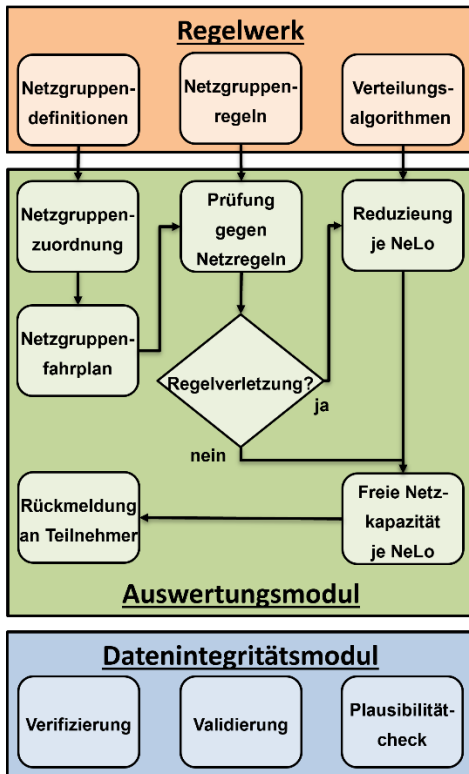


ABBILDUNG 2: ÜBERSICHT DER MODULE DER KOF.

Zudem soll eine Teilnehmer-Stammdatenverwaltung eingerichtet werden, um individuelle Teilnehmer-Parameter festlegen zu können. Die Funktionen im Rahmen der Verteilungsmethoden werden um die Möglichkeit einer priorisierten Verarbeitung ergänzt, welche für Teilnehmer, die zugleich Betreiber kritischer Infrastruktur sind, von hervorgehobener Bedeutung sein kann.

IV. MANAGEMENT VON LASTGÄNGEN

Im Rahmen des Projekts Kola „Koordinierungsfunktion des Verteilnetzes und dem Lastmanagement für den elektrifizierten Personenverkehr“ wird die Entwicklung eines zur mittelfristigen Prognose von Lastgängen des Betriebshofs und zur kurzfristigen Optimierung der Ladevorgangverteilung der E-Busse unter Einbeziehung statischer und dynamischer sowie interner und externer Einflussdaten angestrebt.

Dabei werden die Anforderungen seitens des Busbetriebes auf der einen Seite und die Berücksichtigung von Strommarktdaten auf der anderen Seite in die Berechnung zur Prognose und Optimierung der Ladevorgangverteilung einbezogen und die resultierenden Fahrpläne mit der Koordinierungsfunktion (KOF) abgestimmt.

A. Analyse der Wirkkette

Zur detaillierten Analyse der Wirkkette sowie der relevanten Daten und Formate wird eine Lastgangprognose entwickelt. Die Eingangsgrößen umfassen Stammdaten der HOCHBAHN wie die Anzahl der Busse sowie die langfristigen Umlaufplanungsdaten. Auf Basis dieser Daten werden die Energiebedarfe für die Umläufe ermittelt, die in Traktionsladung, Erhaltungsladung und Vorkonditionierung (VK) unterteilt sind.

Die Traktionsladung wird anhand der Rückkehr der Busse ins Depot sowie der verbrauchten Energie, die sich aus den gefahrenen Kilometern ergibt, berechnet. Die Erhaltungsladung basiert auf historischen Werten der Busse, sowohl im Depot als auch auf der Strecke, und wird unter der Annahme konstanter Leistung kalkuliert. Die Berechnung der Vorkonditionierung erfolgt abhängig von den Abfahrtszeiten der Busse vom Depot mit angenommenen Durchschnittswerten für Dauer und Leistung.

Für die Lastgangprognose wird zunächst von einem Betriebshof Alsterdorf mit 100% E-Bussen und 100% E-Umläufen ausgegangen. Um von diesem Szenario eines vollständig elektrifizierten Betriebshofs auf die aktuelle Situation zu schließen, erfolgt eine Datenkorrektur.

Mögliche Korrekturfaktoren im Bereich von [0-1] umfassen: einen allgemeinen Faktor für die gesamte Energiemenge, einen Korrekturfaktor basierend auf dem Verhältnis von E-Bussen zu Dieseln, differenziert nach Bustyp, einen Korrekturfaktor, der sich nach dem Verhältnis der Umläufe richtet, die von E- bzw. Dieseln bedient werden, sowie einen Korrekturfaktor, der die Abweichungen der Vorwoche berücksichtigt.

Im Rahmen dieser Untersuchung werden schrittweise verschiedene Ansätze getestet, um die Diskrepanz zwischen den prognostizierten Werten und den tatsächlichen Ist-Werten zu minimieren. Eine genauere Betrachtung der Abweichungen zeigt, dass die vereinfachte Annahme der konstanten Leistung für Vorkonditionierung die tatsächlichen Gegebenheiten nicht ausreichend widerspiegelt. Daher wird die Vorkonditionierung differenziert nach der durchschnittlichen Tagestemperatur betrachtet, und es werden temperaturabhängige Leistungswerte festgelegt. Die Kombination dieser angepassten Werte mit einem Korrekturfaktor basierend auf dem Verhältnis der E- und Dieseln auf dem Hof und den Umläufen, die von diesen Bussen bedient werden, zeigt die geringste Abweichung zu den vorliegenden Ist-Werten.

Der Nutzen dieser Lastgangprognose liegt zum einen in der Darstellung des Anwendungsfalles der Lastspitzenreduktion, sowohl mit als auch ohne Batteriespeicher. Zum anderen können die Ergebnisse als Referenz für einen vollständig elektrifizierten Betriebshof dienen.

In Anbetracht der zukünftigen Projektschritte ist es von zentraler Bedeutung, ein System zu entwickeln, das die Komplexität eines Busbetriebshofs berücksichtigt. Dieses System soll in der Lage sein, neben statischen auch dynamische Einflussfaktoren zu integrieren, um eine kurzfristige Optimierung unter Berücksichtigung von Markt- und Netzinformationen zu liefern.

1) *Energy Efficiency Framework*

Wie zuvor bereits angedeutet, benötigt die finale Umsetzung des Gesamtsystems eine softwareseitige Implementierung, die die drei des Projektes betrachteten Teilbereiche koppelt. Dieses System wird in der finalen Umsetzung im Energy Efficiency Framework münden. Vgl. hierzu auch ABBILDUNG 1.

Zum einen ist hier der Bereich der flexiblen Anlagen (Teilnehmer) im Niederspannungsnetz zu nennen. Die Idee ist, dass die HOCHBAHN mit dem Busbetriebshof Alsterdorf als ein Teilnehmer im Netz auftritt, welcher über die KOF mit dem EEF kommuniziert. Hierbei ist hervorzuheben, dass der Energiebedarf für die elektrisch betriebenen Busse in Grenzen flexibel gestaltet werden kann. Je nach Netzanforderung, Fahrzeugeinsatzplanung und Marktgegebenheiten wird es möglich sein, den ermittelten Energiebedarf für den Folgetag innerhalb der kommenden 24 Stunden anzupassen. So wäre es beispielsweise denkbar in Sommermonaten mit hoher Netzeinspeisung (Photovoltaik) und damit verbundenen niedrigen Preisen am Mittag, einen großen Anteil der benötigten Energie ebenfalls am Mittag zu beziehen. Zum einen bietet dies einen kostenbezogenen Vorteil, zum anderen wird so das Netz unterstützt, da die durch Photovoltaik eingespeiste Energie zum selben Zeitpunkt durch einen Verbraucher bezogen wird.

Diese zum Teil marktbezogenen Aufgaben des EEF bedingen, dass dieses entsprechend mit dem Strommarkt kommuniziert. Dabei wird sich im Rahmen des Projektes in der ersten Umsetzung auf den Day-Ahead Markt bezogen. Es werden wie zuvor erwähnt also Prognosen über benötigte Energiemengen des Folgetages ermittelt. Diese werden mit systeminternen stundenscharfen Preisprognosen für den Folgetag in Beziehung gesetzt und über einen Marktzugang am Strommarkt bezogen. Dabei kann in einem ersten Ausbauschritt der Zugang zum Markt über bestehende Implementierungen (aktuelle Form der Energiebeschaffung der HOCHBAHN) verwendet werden. Denkbar ist in einem späteren Ausbau diese Beschaffung teil- und vollautomatisiert zu implementieren. Darauf folgend wäre es dann auch in einer weiteren Iterationsstufe möglich, den Intraday-Markt mit einzubinden, um so innertägliche Abweichungen von Energieprognose und tatsächlichem Energiebezug auszugleichen.

Darüber hinaus interagiert das Framework mit der zuvor beschriebenen KOF und dementsprechend mit dem anknüpfendem Verteilnetz. Der strukturelle Aufbau in der funktionalen Systemumgebung und der aktuelle Realisierungsstand werden in dem Kapitel Realisierungsstand (Stand der Umsetzung) eingehend erläutert.

Um die Umsetzung dieses Systems konzeptionell zu vereinfachen, wird ein Ansatz über Module gewählt. So weist das Konzept des EEFs ein Modul aus, welches mit dem externen Strommarkt kommuniziert und ein Modul, welches mit der KOF kommuniziert. Ebenfalls ist ein Modul vorhanden, welches z. B. die Kommunikation mit dem Netzteilnehmer mit flexiblem Verhalten übernimmt.

2) *Stationäres Batteriespeichersystem*

Im Zuge des Projektes wurde ein stationäres Batteriespeichersystem mit 4 MW Leistung und 4 MWh nutzbarem Energieinhalt auf dem Busbetriebshof Alsterdorf aufgebaut und im September 2024 in Betrieb genommen. Im Kontext des KoLa-Projektes wird der Batteriespeicher

genutzt, um das Flexibilitätsangebot zu erhöhen. Dies ist besonders in Zeiten der Fall, in denen durch Verschiebung von Busladungen keine Flexibilität angeboten werden kann. Durch die zusätzliche Flexibilität kann nicht nur das Netz in Hochlastzeiten weiter entlastet werden, wodurch gleichzeitig auch ein monetärer Mehrwert durch reduzierte Netzentgelte entsteht, sondern zudem auch mehr Flexibilität am Spotmarkt angeboten werden.

Das EEF wird den Batteriespeicher als zusätzliche Instanz nutzen können, über das es im zulässigen SoC-Bereich frei verfügen kann. So kann das Lastprofil des gesamten Busbetriebshofes gegenüber dem Spotmarkt und der KOF optimiert werden. Dadurch kann das EEF zusätzlich zu den verschiebbaren Energiemengen der E-Busse auch die Flexibilität des Batteriespeichers nutzen, um das Lastprofil des Betriebshofes zu optimieren und die dafür notwendigen Energiemengen pro 15-Minuten-Intervall am Spotmarkt beschaffen. Da der Batteriespeicher zudem sehr schnell reagieren kann, wird er die Aufgabe haben, dass die am Spotmarkt beschafften viertelstundengenauen Energiemengen auch am Netzanschlusspunkt eingehalten werden. Das Lademanagement hat zwar auch die Aufgabe die eingekauften Energiemengen viertelstundengenau einzuhalten, wird aber aufgrund der Trägheit des Systems und nichtvorhersehbarer Ausfälle oder zu spät kommender Busse etc. nicht immer in der Lage sein, das vorgegebene Lastprofil einzuhalten. Insbesondere wenn berücksichtigt wird, dass die beschafften Energiemengen des Lastprofils am Netzanschlusspunkt schon die Flexibilität des Batteriespeichers beinhalten.

Bis das EEF in seiner geplanten Form mit den beschriebenen Funktionen umgesetzt ist und der Batteriespeicher eingebunden werden kann, wird der Batteriespeicher mit bereits heute regulär umsetzbaren Anwendungsfällen genutzt. Daher werden aktuell die Anwendungsfälle i) atypische Netznutzung und ii) Flexibilitätsvermarktung erprobt. Für die atypische Netznutzung wird der Batteriespeicher in den Zeiten der Hochlastzeitfenster [2] die maximale Leistung am Netzanschlusspunkt auf einen festgelegten Wert reduzieren. Außerhalb der Hochlastzeitfenster wird der Batteriespeicher einem Flexibilitätsvermarkter zur Verfügung gestellt, der den Batteriespeicher in vorher festgelegte Zyklenzahl am Spotmarkt möglichst gewinnbringend einsetzt. Diese Anwendungsfälle sollen später durch ein einziges System, das EEF, abgedeckt werden und finden sich im gegenüber dem Markt und dem Verteilnetz (KOF) optimierten Lastprofil des Betriebshofes wieder. Bis zur Fertigstellung des EEF fließen die gesammelten Erfahrungen aus dem derzeitigen Betrieb in die Entwicklung des EEF mit ein.

V. SIMULATIONSUMGEBUNG

Zur Erprobung des Gesamtkonzepts wird eine Simulationsumgebung entwickelt. Ziel ist es, die Funktionen der entwickelten Systeme EEF und KOF zu testen, wobei auch der Interaktion zwischen den Systemen eine große Bedeutung zukommt. Die Umsetzung der Modelle erfolgt zum Teil an der HSU und zum Teil an der TUHH. Es wird zunächst auf die benötigten Komponenten der Simulationsumgebung eingegangen. Anschließend wird der Testprozess erläutert, wobei die auftretenden Schnittstellen zwischen den Laboren identifiziert und erläutert werden.

Für die simulative Erprobung der Systeme EEF und KOF ist eine Modellierung der Umgebung, in welcher die Systeme

eingesetzt werden, erforderlich. Das EEF wird für die Erstellung der Ladefahrpläne auf dem Busbetriebshof eingesetzt. Zur Abbildung der dafür notwendigen Prozesse und zur Bereitstellung der benötigten Informationen erfolgt eine Modellierung des Busbetriebshofes. Um den Betriebshof zu simulieren, wird der Zeithorizont der Simulation festgelegt. Er besteht in diesem Fall aus Tageswerten, die mit einer Granularität von einer Minute gebildet werden. Durch die Kopplung mit den hinterlegten detaillierten Informationen über die Busse, werden einschließlich der Batteriekapazität, der Energieverbrauchsdaten, der Umlaufpläne und der täglichen Entfernung berücksichtigt. Jedoch variieren diese Informationen in Abhängigkeit von verschiedenen Parametern. Die Umgebungstemperatur spielt als Parameter, der den Energieverbrauch der Elektrobusse beeinflusst, eine wichtige Rolle. Andererseits beeinflusst die Umgebungstemperatur auch die Vorkonditionierung der Busse vor dem Verlassen des Busbetriebshofs. In den Wintermonaten erfordert die Vorkonditionierung mehr Energie als in den Sommermonaten. Als Folge zur Bewertung der Messdaten von den Wintermonaten wird die Energie für die Vorkonditionierung auf 20 kWh für eine Stunde vor dem Verlassen des Busbetriebshofs betrachtet. Diese Parameter werden zur Berechnung des Lastprofils verwendet, das eine wesentliche Rolle bei der Bestimmung des Energiebedarfs der Busse pro Minute spielt.

Durch die Berücksichtigung der Eingangsdaten der Abfahrts- und Ankunftszeiten der Busse ist es möglich, das Flexibilitätspotenzial des Busdepots zu berechnen. Dies wird dadurch realisiert, dass die Stehzeit des Busses im Depot als mögliches Flexibilitätswindow betrachtet wird, in das die erforderliche Ladezeit des Busses verschoben werden kann. Auf Basis dieser Informationen wird im EEF das Flexibilitätspotenzial berechnet. Wie in ABBILDUNG 3 gezeigt, wird das Flexibilitätspotenzial zusammen mit den Informationen über den aktuellen Zustand der stationären Batterie (SoC), die verfügbare Leistung am Netzanschlusspunkt und die Auslastung der Busse verwendet, um die Fahrplananfrage vom EEF an die KOF (bei der TUHH) zu schicken. Dieser Signalaustausch zwischen simulierten Modulen und physischen Komponenten ist in Echtzeit möglich, da der Echtzeitsimulator in der Lage ist, verteilte Systeme über Schnittstellenalgorithmen miteinander zu verbinden [3], [4]. Die Berechnung der Flexibilität der Ladevorgänge von Bussen ermöglicht die Integration von Techniken zur Nachfragesteuerung. Dies ist von entscheidender Bedeutung, wenn die stationären Batterien in Betracht gezogen werden [5].

Die durch das EEF erstellten Fahrpläne werden zur Prüfung an die KOF gesendet. Die KOF sammelt Fahrpläne von Verbrauchern, welche deren Leistungsplanung für den Folgetag enthalten und prüft anhand der ihr zur Verfügung stehenden Informationen das mögliche Auftreten von Netzengpässen. Dafür werden realistische Fahrpläne sowie Informationen über die Position der zugehörigen Verbraucher im Netz benötigt. Die Erstellung der Fahrpläne erfolgt anhand eines Home Energy Management Systems (HEMS). Dieses berechnet täglich den preislich optimierten Leistungsbezug des Verbrauchers unter Berücksichtigung der vorhandenen Anlagen, Wetterinformationen und Eingaben des Benutzers wie bspw. geplante Fahrten mit dem Elektroauto und die gewünschte Raumtemperatur. Für die Prüfung durch die KOF ist eine Zuordnung der Fahrpläne zu einer Netzgruppe erforderlich.

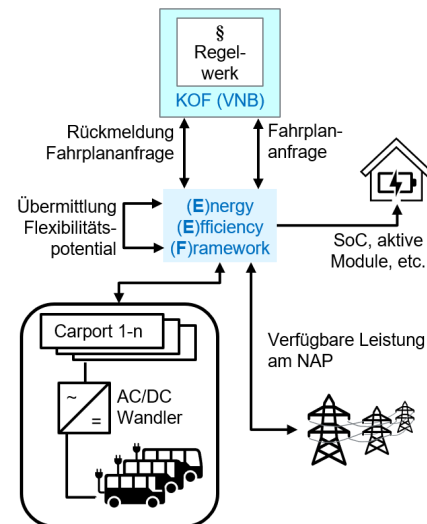


ABBILDUNG 3: KOMMUNIKATION ZWISCHEN EEF, STATIONÄRE ENERGIESPEICHER, NETZANSCHLUSSPUNKT, BUSBETRIEBSHOF UND REGELWERK.

Daher ist die Erstellung einer Netztopologie notwendig, in welcher die einzelnen Verbraucher jeweils einem Niederspannungsabgang zugeordnet sind. Hierfür wird ein Ausschnitt eines Verteilnetzes modelliert, welches sich an den Gegebenheiten des Hamburger Stromnetzes orientiert. Des Weiteren benötigt die KOF für die Prüfung Netzregeln und eine Lastprognose zur Abschätzung der nicht an die KOF übermittelten Lasten. Diese Informationen werden ihr vom Verteilnetzbetreiber zur Verfügung gestellt.

Zur Überprüfung der Entscheidungen des Vortages sowie der Untersuchung der Auswirkungen von nicht-planbaren Ereignissen wird zusätzlich zu den Prozessen am Vortag eine Echtzeitsimulation des Busbetriebshofes und des Netzes durchgeführt. Folglich müssen die Modellierung des Busbetriebshofes sowie die des Netzes echtzeitfähig sein.

A. Ablauf des Testprozesses

Der Testprozess gliedert sich in zwei zeitlich getrennte Abschnitte: Die Koordinierung am Vortag und die Umsetzung am Liefertag. Der Prozess am Vortag ist in ABBILDUNG 4 dargestellt. Das EEF und die HEMS der Haushalte erstellen jeweils auf Basis einer preislichen Optimierung die Leistungsfahrpläne für den Folgetag, wobei die Preisinformationen hierfür mit einer Marktmodellierung ermittelt werden.

Dementsprechend ist die effektive Kommunikation zwischen dem Marktmodell und dem EEF im Rahmen der Simulation des Busbetriebshofes entscheidend, um eine effiziente Nutzung der Day-Ahead (bei der HSU) Strompreise zu gewährleisten. Das Marktmodell spielt eine zentrale Rolle bei der Vorhersage und Bereitstellung von Day-Ahead Strompreisen. Diese Preise werden in der Regel 24 Stunden im Voraus festgelegt und basieren auf einer Vielzahl von Faktoren wie Angebot, Nachfrage und erwarteten Netzbelastungen. Die Strompreise werden vom Marktmodell in einem standardisierten Datenformat (z.B. JSON oder XML) am Vortag des Liefertages bereitgestellt. Diese Daten umfassen Strompreise für die jeweilige Zeitperiode [3]. Das EEF empfängt die Day-Ahead Strompreise am Vortag und speichert sie in einer Datenbank. Dieses Modul nutzt die

Preise, um den Lade- und Entladeplan für die Busse am Vortag zu optimieren, indem es günstige Zeitfenster für das Laden identifiziert und so die Betriebskosten minimiert. Die Optimierungsziele sind einfüchtig oder vielfüchtig zu definieren und beinhalten typischerweise die Minimierung der Energiekosten, die Maximierung der Batterielebensdauer, die Gewährleistung der Betriebsbereitschaft der Busse, und die Einhaltung von Ladebeschränkungen und Umweltauflagen. Diese Ziele werden vom EEF als Zielfunktionen in mathematische Formeln umgewandelt, die die Grundlage für die Optimierung bilden. Jede Zielfunktion hat eine festgelegte Priorität, die ihre Bedeutung relativ zu den anderen Zielen angibt. Diese Prioritäten können als Gewichtungen in einer Zielfunktion formuliert werden. Die Gewichtungen werden vom EEF verwendet, um einen Kompromiss zwischen den verschiedenen Zielen zu finden. Schließlich ergibt sich aus der beschriebenen Optimierung der an die KOF zu übermittelnde Fahrplan.

Die Fahrpläne der Haushalte und des Busbetriebshofes werden anschließend an die KOF übermittelt. Diese prüft die Fahrpläne auf ihre Netzverträglichkeit und sendet anschließend eine Genehmigung oder einen angepassten Fahrplan mit Ausweichzeiträumen zur Deckung des angefragten Energiebezuges zurück. Sofern eine Anpassung der Fahrpläne erforderlich sein sollte, ermittelt das EEF bzw. HEMS einen neuen Fahrplan zur Einhaltung der Vorgaben der KOF. Für den Datenaustausch ist jeweils eine Schnittstelle zwischen der KOF und dem EEF bzw. dem HEMS erforderlich. Da die Modellierung des Busbetriebshofes und des EEF an der HSU erfolgt und die Modellierung der KOF an der TUHH, ergibt sich für diesen Datenaustausch eine Schnittstelle zwischen den Laboren.

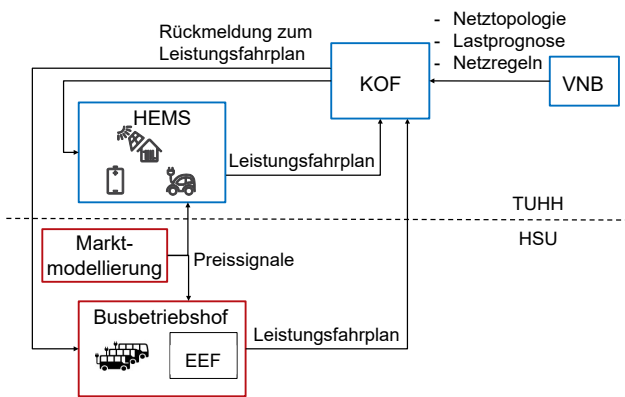


ABBILDUNG 4: TESTPROZESS AM VORTAG (DAY-AHEAD).

Der Prozess am Liefertag ist in ABBILDUNG 5 zu sehen. Zum einen erfolgt eine Echtzeitsimulation des Busbetriebshofes. Im Rahmen dieser Simulation wird die Leistungsgrenze am Netzanschlusspunkt durch die Implementierung von Beschränkungen integriert. Diese stellen sicher, dass die berechneten Lastgänge vom Vortag die festgelegte maximale Leistung von der KOF am Liefertag zu keinem Zeitpunkt überschreiten. Hierfür ist die Kommunikation zwischen dem stationären Batteriespeicher und dem EEF von großer Bedeutung. Das EEF steuert die Lade- und Entladevorgänge u. a. um sicherzustellen, dass der Batteriespeicher vor allem zu Zeiten mit niedrigen Strompreisen geladen wird. Dies reduziert die Betriebskosten und nutzt wirtschaftliche Vorteile optimal aus. Das EEF empfängt die relevanten Daten vom Batteriespeicher und

integriert diese in das Optimierungsmodell. Dies umfasst die Anpassung der Lade- und Entladeprofile basierend auf dem aktuellen SoC und den prognostizierten Energiebedarfen, die Berücksichtigung der Prioritäten der verschiedenen Zielfunktionen und die Anpassung der Strategien basierend auf Echtzeitdaten. Dies erhöht die Fähigkeit des Busbetriebshofes, seine Lastgänge zu verschieben, wenn die von der KOF geforderte Leistungsgrenze am Liefertag überschritten wird. Das Backend des Busbetriebshofes erfasst und speichert kontinuierlich Betriebsdaten, die für die Optimierung relevant sind. Um die Optimierungsaufgabe für die Busbetreiber zu vereinfachen, werden die Werte der Vorwoche als Richtwert in die Berechnung miteinbezogen. Diese Daten umfassen: die Abfahrts- und Ankunftszeiten der Busse, die aktuellen Ladezustände der Batterien (SoCs), die historischen Lade- und Entladezyklen, die Energieverbrauchsdaten und prognostizierte Energiebedarfe. Somit passt das EEF die Lade- und Entladepläne dynamisch an, um sowohl die Leistungsgrenze von der KOF als auch die Optimierungsziele zu berücksichtigen. Bei unerwarteten Änderungen in der Netzbelastung oder bei kurzfristigen Änderungen der Leistungsgrenzen wird das Optimierungsmodell in Echtzeit angepasst. Hierdurch kann das System flexibel und effizient auf Änderungen reagieren.

Schließlich ergibt sich aus der Simulation des Busbetriebshofes der Leistungsaustausch mit dem Netz in Echtzeit. Diese Informationen sowie die Lastdaten der Haushalte dienen als Eingangsdaten für die Netzsimulation. Für die Übermittlung des Leistungsaustausches zwischen Busbetriebshof und Stromnetz ergibt sich folglich eine weitere Schnittstelle zwischen den Laboren. Die Informationen müssen hierbei in Echtzeit ausgetauscht werden. Anhand der Netzsimulation können die Auswirkungen der Leistungen der Haushalte sowie des Busbetriebshofes auf das Netz untersucht werden. Aufgrund von Planungsänderungen oder Komponentenausfällen kann es zu Abweichungen der am Liefertag umgesetzten Leistung, von der am Vortag genehmigten Leistung kommen. Sofern im Rahmen der Netzsimulation für den Liefertag ein Engpass ermittelt wird, werden Ad-Hoc Leistungseinschränkungen zur Behebung des Engpasses ausgelöst.

VI. ZUSAMMENFASSUNG

Im Projekt wird ein System zur Koordinierung flexibler Anlagen im Niederspannungsnetz entwickelt, um Überlastungen zu vermeiden. Teilnehmer senden elektrische Fahrpläne an die KOF, die bei drohender Überlastung Leistungsdimmungen mit dem Ziel einer fairen Aufteilung vornimmt.

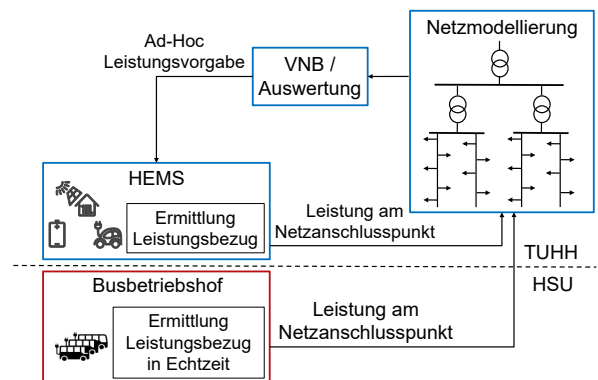


ABBILDUNG 5: TESTPROZESS AM LIEFERTAG.

Ein Prototyp wird bis Ende 2024 bei den Hamburger Energienetzen umgesetzt. Erweiterungen und Zusatzfunktionen sind für 2025 geplant.

Dabei entwickelt das Projekt die Prognosen und Optimierungen für die Ladung von E-Bussen der HOCHBAHN. Es berücksichtigt interne und externe Faktoren, einschließlich Marktdaten. Ein stationärer Batteriespeicher wird für Flexibilität genutzt, um die Netzlast zu reduzieren und Kosten zu senken bzw. die Kapazität am Spotmarkt anzubieten. Die finale Implementierung soll das System dynamisch an Marktbedingungen anpassen und Energiemengen optimieren.

Die Simulationsumgebung testet die Systeme EEF und KOF, die den Energiebedarf und die Flexibilität eines Busdepots optimieren. Sie berücksichtigt Umwelteinflüsse, Ladezeiten und Netzanforderungen. Das EEF erstellt Fahrpläne, die KOF prüft auf Netzengpässe und Echtzeitsimulationen verbessern die Anpassungen bei unerwarteten Änderungen und steigern dadurch die Effizienz.

DANKSAGUNG

Diese Arbeit beschreibt das Projekt „KoLa – Koordinierungsfunktion des Verteilnetzes und Lastmanagement für den elektrifizierten Personenverkehr“ und wird vom Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz unter der Förderkennziffer 01MV22005 gefördert.

LITERATUR

- [1] S. Clausen und et. al., „KoLa – Koordinierungsfunktion des Verteilnetzes und Lastmanagement für den elektrifizierten Personenverkehr,“ in *Hamburger Beiträge zum technischen Klimaschutz*, Hamburg, Helmut-Schmidt-Universität, 2023.
- [2] Hamburger Energienetze, „Hochlastzeitfenster 2024,“ 12 Oktober 2023. [Online]. Available: <https://filehub.admiralcloud.com/v5/deliverFile/3ad15640-8f44-4ba8-a297-1a6bdd132e0b?download=true>. [Zugriff am 20 September 2024].
- [3] D. Bian, M. Kuzlu, M. Pipattanasomporn, S. Rahman und Y. Wu, „Real-time co-simulation platform using OPAL-RT and OPNET for analyzing smart grid performance,“ IEEE Power & Energy Society General Meeting, Denver, 2015.
- [4] Dufour und J. Bélanger, „On the use of real-time simulation technology in smart grid research and development,“ IEEE Energy Conversion Congress and Exposition, Denver, 2013.
- [5] M. Eskander, A. Jahic, E. Avdevičius, R. Soliman und S. D., „Role of stationary energy storage systems in large-scale bus depots in the case of atypical grid usage,“ NEIS - Conference on Sustainable Energy Supply and Energy Storage Systems 2023, Hamburg, 2023.
- [6] Z. Shen, F. Arraño-Vargas, H. R. Wickramasinghe und G. Konstantinou, „Distributed Real-Time Simulations of Power Systems: A Review,“ IEEE PES 14th Asia-Pacific Power and Energy Engineering Conference (APPEEC), Melbourne, 2022.