

# KoLa – Koordinierungsfunktion des Verteilnetzes und Lastmanagement für den elektrifizierten Personenverkehr

Sören Clausen, Ramy Soliman  
*Energieanlagen (TIE)*  
Hamburger Hochbahn AG  
Hamburg, Deutschland

Arne Dammasch, Gina Schüssler, Amelie Rottenberger  
*Innovationsmanagement*  
Stromnetz Hamburg GmbH  
Hamburg, Deutschland

Finn Nußbaum, Anna-Lena Steen, Christian Becker  
*Institut für Elektrische Energietechnik*  
Technische Universität Hamburg  
Hamburg, Deutschland

Mina Eskander, Edvard Avdevicius, Detlef Schulz  
*Elektrische Energiesysteme, Helmut-Schmidt-Universität/  
Universität der Bundeswehr Hamburg*  
Hamburg, Deutschland

**Kurzfassung** – Die Elektromobilität hat im öffentlichen Personennahverkehr (ÖPNV) einen bedeutenden Wandel eingeleitet. Verkehrsunternehmen wie die HOCHBAHN stellen ihre Bus-Flotten zunehmend auf emissionsfreie Antriebe um. Dies verändert nicht nur die Art und Weise, wie wir uns fortbewegen, sondern auch, wie wir Energie nutzen. Hieraus ergeben sich neue Herausforderungen und Chancen für unser Stromnetz.

Die Kopplung der Sektoren Mobilität und Stromnetz spielt dabei eine entscheidende Rolle. Das Laden von Elektrobussen benötigt große Energiemengen. Diese stellen zum einen eine Belastung des Netzes dar, zum anderen können sie innerhalb betrieblicher Grenzen flexibel abgerufen werden. Die Flexibilisierung der Ladevorgänge durch ein gesteuertes Lade- und Lastmanagement ermöglicht es, Energie effizienter zu nutzen und die Umweltauswirkungen zu reduzieren. Hierbei spielt auch der Strommarkt eine bedeutende Rolle.

Im Rahmen des Projektes „Koordinierungsfunktion des Verteilnetzes und Lastmanagement für den elektrifizierten Personenverkehr“ (KoLa) wird erarbeitet, wie dieses Potential der Kopplung ausgeschöpft werden kann. Dazu wird zum einen eine Optimierung des bestehenden Last- und Lademanagements der HOCHBAHN durchgeführt, indem dieses um weitere Faktoren wie den Netzzustand und eine kostengünstige Energiebeschaffung erweitert wird. Darüber hinaus wird auf dem Gelände eines Betriebshofes ein Batteriespeicher aufgebaut, um Lastspitzen zu reduzieren und die Flexibilität zu erhöhen. Zur präventiven Vermeidung von Engpässen wird eine Koordinierungsfunktion (KOF) des Verteilnetzes entwickelt. Diese prüft, ob am Vortag geplante Energiebezüge sich mit den Kapazitäten des Stromnetzes decken. Die Kombination dieser beiden neuen Systeme kann zukünftig einen wichtigen Beitrag zu nachhaltiger Mobilität und einem resilienten Energiesystem leisten.

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

## NOMENKLATUR

BB	Busbetriebshof
BMS	Betriebshof-Managementsystem
EEF	Energy Efficiency Framework

EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
HOCHBAHN	Hamburger Hochbahn AG
HLZF	Hochlastzeitfenster
HSU	Helmut-Schmidt-Universität
KOF	Koordinierungsfunktion
KoLa	Koordinierungsfunktion des Verteilnetzes und Lastmanagement für den elektrifizierten Personenverkehr
LMS	Lademanagementsystem
ÖPNV	Öffentlicher Personennahverkehr
SNH	Stromnetz Hamburg GmbH
TUHH	Technische Universität Hamburg
VNB	Verteilnetzbetreiber

## I. EINLEITUNG

Die Stadt Hamburg hat sich im Rahmen des Hamburger Klimaplans zu einer Reduktion der CO<sub>2</sub>-Emissionen um 70 % bis 2030 verpflichtet und hat dies im Hamburgischen Klimaschutzgesetz festgeschrieben.

Als städtische Unternehmen tragen die HOCHBAHN und die Stromnetz Hamburg (SNH) eine immense Verantwortung bei der Umsetzung der Klimaziele der Stadt Hamburg. In enger Partnerschaft mit der Stadt Hamburg haben die Unternehmen sich dazu verpflichtet, Vorreiter in der Elektrifizierung zu sein.

### A. Städtische Unternehmen

Die HOCHBAHN als Betreiber von Busflotten im öffentlichen Personennahverkehr (ÖPNV), arbeitet seit dem Jahr 2017 daran, ihre Busflotte bis 2030 komplett zu elektrifizieren. Seit 2020 werden keine Dieselflotten mehr in die Flotte aufgenommen und aktuell sind bereits weit mehr als 140 Busse batterieelektrisch auf den Straßen unterwegs.

Die SNH, als Verteilnetzbetreiber, hat neben ihren primären Aufgaben in der Energieversorgung eine wichtige Rolle bei der Entwicklung und Implementierung innovativer Mechanismen und Instrumente übernommen. Dies ermöglicht der SNH, den zukünftigen Herausforderungen im Verteilnetz, sei es im Bereich der Ladeinfrastruktur oder der Integration erneuerbarer Energien gemäß dem Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG), proaktiv zu begegnen.

### B. Förderprojekt

Die gemeinsamen Anstrengungen zielen darauf ab, nicht nur die aktuellen Umweltauswirkungen zu minimieren, sondern auch die Lebensqualität in der Stadt Hamburg zu verbessern. Im Rahmen der Kopplung der Sektoren Verteilnetz und Anlagen (hier Busbetriebshöfe) wurde Mitte 2022 das Projekt KoLa gestartet.

Zum einen steigt mit der Energiewende der Bedarf an einer dezentralen Energieversorgung und zeitgleich nimmt durch die Elektrifizierung weiterer Sektoren wie der Mobilität (z. B. durch Busflotten) der Verbrauch stetig zu. Um dennoch die Netzstabilität zu gewährleisten, ist ein Netzausbau daher unabdingbar. Der Netzausbau schreitet jedoch langsam voran und könnte künftig den Anforderungen an ein stabiles Netz nicht mehr ausreichend gerecht werden. Eine mögliche Lösung kann ein intelligentes Energiesystem sein. Dieses macht Flexibilität im Netz nutzbar und erkennt Überlastungen zeitnah, um diesen entgegenzuwirken oder sie zu verhindern. Ein möglicher Bestandteil eines intelligenten Netzbetriebs kann eine Koordinierungsfunktion (KOF) sein, wie sie vom FNN das erste Mal 2018 vorgeschlagen wurde [1].

Zum anderen können die Ladevorgänge elektrischer Busse innerhalb gewisser betrieblicher Grenzen verschoben werden. Diese Flexibilität bietet verschiedene Optionen zur optimierten Gestaltung im Rahmen eines gesteuerten Ladens. So kann die Flexibilität genutzt werden, um vorzugsweise nur zu Zeiten einer möglichst kostengünstigen Energiebeschaffung zu laden. Alternativ kann es auch genutzt werden, um sich netzdienlich zu verhalten und den Energiebezug an lokale Netzrestriktionen anzupassen und so Netzstabilität zu gewährleisten.

## II. PROJEKTZIEL

Ziel des gemeinsamen Förderprojektes ist es, die Flexibilität sowohl zur ökonomischen Optimierung als auch zur Einbeziehung lokaler Netzrestriktionen durch eine Koordinierungsfunktion (KOF) im Rahmen des Lastmanagement-Systems zu nutzen. Zur Erhöhung des Flexibilitätspotentials wird im Rahmen des Projektes ein Batteriespeicher auf dem Busbetriebshof Alsterdorf errichtet. Des Weiteren wird zur Optimierung der Ladevorgänge ein sogenanntes Energy Efficiency Framework (EEF) entwickelt, welches mit der KOF in Verbindung steht.

## III. FLEXIBILITÄTSPOTENTIAL

### A. Batteriespeicher

Um das Flexibilitätspotential zu vergrößern und weitere Synergien zu heben, hat es sich gezeigt, dass es sinnvoll ist, auf dem Busbetriebshof Alsterdorf ein stationäres Batteriespeichersystem zu installieren. Der Batteriespeicher wird eine nutzbare Kapazität von 4 MWh und eine Leistung von 4 MVA zur Verfügung stellen. Aufgrund der prognostizierten Spitzenbedarfsleistung im Endausbauzustand der Elektrifizierung

wird der gesamte Hof durch ein eigenes 110 kV – Umspannwerk versorgt, welches auch eine 20 kV- Mittelspannungsschaltanlage beinhaltet. Von hier aus erfolgt die Verteilung der Energie zu den Stellplätzen der Busse und zukünftig auch die Anbindung des Batteriespeichers. Die Netztopologie des Betriebshofes inklusive des Speichers wird schematisch in ABBILDUNG 1 dargestellt.

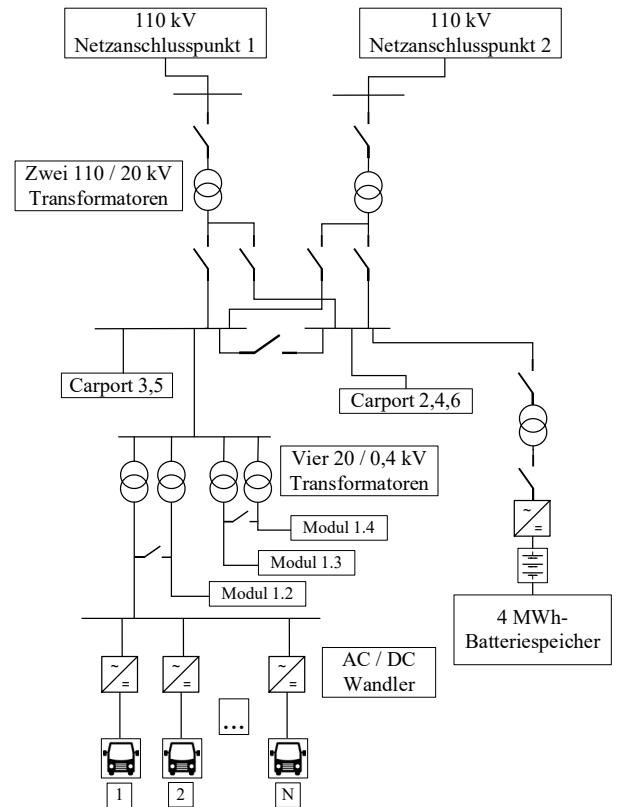


ABBILDUNG 1: BLOCKDIAGRAMM DES ELEKTRISCHEN BUSDEPOTS INKLUSIVE DER STATIONÄREN BATTERIE [2].

Mit diesem Batteriespeichersystem können zukünftig verschiedene Anwendungsfälle realisiert werden. Dazu zählen unter anderem netzentgeltoptimiertes Lastmanagement, ökonomisch optimierter Strombezug, temporärer Inselnetzbetrieb bei Netzfehlern und zukünftig auch Eigenverbrauchsoptimierung.

### B. Einsparungspotential durch den Speicher

Durch die Errichtung des Batteriespeichers ergibt sich ein erhöhtes Einsparpotential. Der größte Hebel zeigt sich in den größten Einsparungen durch die Netzentgeltoptimierung. Der Batteriespeicher soll nicht für das klassische Peakshaving, sondern zur Gewährleistung und Optimierung der atypischen Netznutzung eingesetzt werden. Der Anschlussnetzbetreiber ist verpflichtet, ein individuelles Netzentgelt anzubieten, wenn der Höchstlastbeitrag eines Letztverbrauchers vorhersehbar erheblich von der zeitgleichen Jahreshöchstlast aller Entnahmen dieser Netz- oder Umspannebene abweicht.

Diese sogenannten Hochlastzeitfenster werden von jedem Netzbetreiber einmal pro Jahr neu bestimmt und erstrecken sich über den Tagesverlauf. Wenn ein Netzverbraucher die Kriterien für die atypische Netznutzung erfüllt, zählt zur Berechnung seiner Netzentgelte nicht mehr die absolute Jahres-

höchstlast, sondern nur noch die Jahreshöchstlast im Hochlastzeitfenster (siehe ABBILDUNG 2 rote Kreise). Da die Elektrobusse bei einer Depotladung überwiegend nachts laden, weist das Lastprofil in vielen Fällen auch bei ungesteuertem Laden ein atypisches Lastverhalten auf (siehe ABBILDUNG 2). Trotzdem kann es in den verschiedenen Hochlastzeitfenstern zu großen Unterschieden in der bezogenen Spitzenleistung kommen. Hier reduziert der Batteriespeicher die Leistungsspitzen auf ein sinnvolles Minimum. Dieses Vorgehen ähnelt dem klassischen Peakshaving, das in diesem Fall jedoch lediglich zu bestimmten Jahres- und Tageszeiten umgesetzt werden muss.

Da die Hochlastzeitfenster in Hamburg typischerweise nur im Herbst und Winter tagsüber auftreten (siehe Hochlastzeitfenster [3]), wird durch die atypische Netznutzung zusätzlich ein großes Flexibilitätspotential geschaffen. Die dann auftretende maximale Bezugsleistung außerhalb der Hochlastzeiten hat dann keine Auswirkung mehr auf die Netzentgelte.

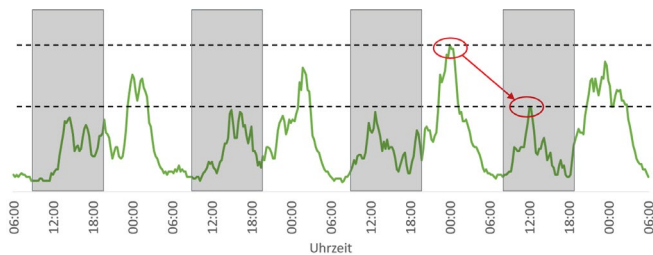


ABBILDUNG 2: TYPISCHES LASTPROFIL AUF DEM BUSBETRIEBSHOF ALSTERDORF MIT GRAU HINTERLEGTEN HOCHLASTZEITFENSTERN.

Um weitere Einsparpotentiale zu heben, wird der Batteriespeicher außerhalb der Hochlastzeitfenster flexibel vermarktet. Hierbei sollen die unterschiedlichen Stundenpreise im Day-Ahead-Markt möglichst effizient genutzt werden. Denkbar ist, den Batteriespeicher in der Nacht mit günstigem Strom zu laden und tagsüber die atypische Netznutzung umzusetzen.

In einem weiteren denkbaren Ausbau des Busbetriebshofes mit einer PV-Anlage kann der Batteriespeicher ein weiteres Einsparpotential heben: die Eigenverbrauchsoptimierung.

#### IV. LADEMANAGEMENT UND OPTIMIERUNGSANSATZ

Unreguliertes Laden kann die Energiekosten und die Infrastrukturausgaben für Betreiber von Elektrobusflotten in die Höhe treiben. Die Lösung dieser Herausforderungen kann die Ausarbeitung eines Lademanagement-Konzepts sein. In diesem Konzept bedarf es einer Optimierung von vorgegebenen Zielgrößen.

Bei der Formulierung eines Optimierungsproblems wird das Ziel festgelegt, welches von den Vektorvariablen abhängt und bestimmten mathematischen Einschränkungen unterliegt, die durch Funktionen, Variablen und Konstanten beschrieben werden können. Im Allgemeinen wird das Problem als Minimierungsproblem konzipiert, wobei das Ziel darin besteht, unter Berücksichtigung der genannten Beschränkungen die geringsten Energiekosten zu ermitteln [4].

Da der Energiebedarf des Busbetriebshofes eine gewisse Flexibilität aufweist, ermöglicht dies u. a. die Teilnahme am Markt zur Nachfragereduzierung. Hier können Verbraucher ihren Energieverbrauch in Zeiten hoher Nachfrage oder instabiler Netze freiwillig reduzieren oder verlagern. Auf diese Weise ist es den Verbrauchern möglich von finanziellen An-

reizen zu profitieren, die von Energielieferanten oder Netzbetreibern angeboten werden. Dies trägt dazu bei, die Belastung des Stromnetzes in Spitzenzeiten zu verringern, kostspielige Infrastrukturerweiterungen zu vermeiden und die Zuverlässigkeit des Netzes zu gewährleisten.

Die flexible Last im Busbetriebshof ermöglicht es den Verbrauchern, die Vorteile eines nutzungsabhängigen Preismodells wahrzunehmen, bei dem die Strompreise je nach Tageszeit und Nachfrage variieren. Im Grunde genommen, wird der Stromverbrauch durch die Verschiebung in die Hochlastzeiten reduziert, was die Energiekosten senkt. Außerdem tragen flexible Lasten zur Netzstabilität bei, indem sie Stromangebot und Nachfrage ausgleichen. In Zeiten überschüssiger Energie, z. B. bei hoher Einspeisung durch erneuerbare Energien, können Verbraucher ihren Bezug erhöhen, um die überschüssige Energie aufzunehmen. Flexible Lasten können ihre Nachfrage in Zeiten geringer Erzeugung oder bei Netzbeschränkungen verringern, um eine Überlastung des Systems zu vermeiden. Dies hilft, die Netzstabilität aufrechtzuerhalten, verringert die Wahrscheinlichkeit von Stromausfällen und erhöht die allgemeine Zuverlässigkeit. Dies wird durch die Verringerung der Lastspitzen in den Hochlastzeitfenstern (HLZF) erreicht. Diese Zeitfenster werden vom Verteilnetzbetreiber vorgegeben. Dies ermöglicht es anderen Verbrauchern mit nicht reduzierbarer oder nicht verschiebbarer Last, ihren Strombedarf zu decken, ohne dass es zu Ausbauten im Stromnetz kommt [5]. Für dieses netzdienliche Verhalten werden für Letztverbraucher reduzierte Netzentgelte angesetzt.

Im Fall der Implementierung beider Ansätze, sowohl der Nutzung der stationären Batterie als auch des Versuchs, die zusätzlichen Lasten über den Grenzwert zu verschieben, wird die atypische Netznutzung realisiert werden. Um diesen spezifischen Ladeplan zu definieren, werden Start- und Endzeitpunkt des atypischen Netznutzungsintervalls sowie die entsprechende Ladeleistung für dieses Intervall festgelegt. In diesem Intervall dürfen die Busse bis zu einer Gesamtleistungsgrenze am Netzanschlusspunkt laden. Andernfalls werden die Ladevorgänge verschoben, wobei der sichere Betrieb der Busse immer Priorität hat. Der einzige nicht zu verschiebende Ladevorgang der Busse ist die Vorkonditionierung (20 kW), die eine Stunde vor der Abfahrt des Busses vom Betriebshof erfolgen muss. Außerhalb der vordefinierten HLZF können die Busse ohne Einschränkungen laden [2].

#### V. ENTWICKLUNG EINES ENERGY EFFICIENCY FRAMEWORKS

Ziel des Energy Efficiency Frameworks ist es, eine Vernetzung der beteiligten Systeme im Rahmen eines Gesamtsystems zu gewährleisten und die aus dem Projekt entstehenden Anforderungen abzubilden.

Die im Rahmen des Projektes erarbeiteten systemischen Anforderungen sowie die seitens der HOCHBAHN bestehende Systemlandschaft müssen hierbei in einem zukünftigen Gesamtsystem abgebildet werden. Hierbei ist es von Nöten, die neu hinzukommenden Schnittstellen und Funktionen, welche sich aus den Anforderungen ergeben, softwareseitig abzubilden. Um eine maximale Flexibilität für weitere Ausbaustufen zu gewährleisten, wird die Umsetzung hierzu in Module mit spezifischen Aufgaben separiert.

Die die Module umspannende geplante Struktur wird entsprechend als *Energy Efficiency Framework (EEF)* bezeichnet und beherbergt im aktuell geplanten Ausbau vier Module (siehe ABBILDUNG 3).

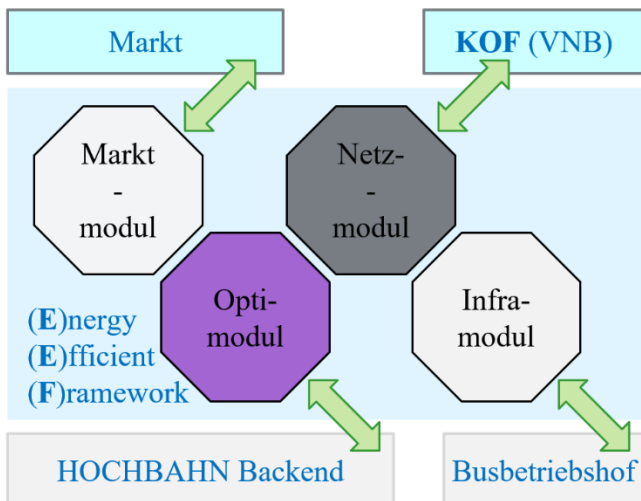


ABBILDUNG 3: ENERGY EFFICIENCY FRAMEWORK.

Das *Marktintegrationsmodul* verantwortet hierbei die Kommunikation des Systems mit dem Energiemarkt. Im ersten Schritt ist hier der Zugang zum Spot-Markt vorgesehen.

Das *Netzfriegabemodul* nimmt die Kommunikation mit dem Netzbetreiber vor. Dabei ist die im Rahmen des Projektes entwickelte KOF als Schnittstellen zwischen Netzbetreiber und Netzfriegabemodul vorgesehen. Über das Modul wird der geplante Energiebedarf an den Netzbetreiber übermittelt.

Spezifisch für das KoLa-Projekt ist im EEF ein *Intrastrukturmodul* vorgesehen. Dieses Modul wird in der ersten Umsetzung die Kommunikation mit den spezifischen Anlagen der HOCHBAHN auf dem Busbetriebshof Alsterdorf vornehmen. Neben den nichtsteuerbaren Anlagen, wie z. B. dem Verwaltungsgebäude, einer Werkstatt und einer Waschstraße, ermöglicht das Modul auch die Kommunikation zu dem Batteriespeicher.

Das vierte Modul des EEF stellt das *Optimierungsmodul* dar. Die Rolle des Optimierungsmoduls ist zentral und umfassend in Bezug auf die angrenzenden Module. In diesem Modul wird eine Modellierung der Flexibilitäten vorgenommen, indem die Ladung der Busse bestmöglich zeitlich verschoben wird. Danach erfolgt eine Optimierung basierend auf priorisierten Zielgrößen. Abschließend wird eine Validierung und ein Plausibilitätscheck vorgenommen, sodass ein optimierter Lastgang in Richtung Energiemarkt und Netzbetreiber weitergegeben werden kann.

## VI. ENTWICKLUNG EINER KOORDINIERUNGSFUNKTION

Die grundlegende Idee der KOF besteht darin, steuerbare Lasten im Verteilnetz zu koordinieren mit dem Ziel, Netzengpässen vorzubeugen. Zu diesem Zweck erfolgt ein Informationsaustausch über geplante Energiebezüge zwischen Verbrauchern/Lieferanten und der KOF. Diese geplanten Energiebezüge werden hinsichtlich ihrer Netzverträglichkeit bewertet und es wird entschieden, ob die einzelnen Energiebezüge wie geplant durchgeführt werden können oder es einer Anpassung bedarf. Die für die Bewertung erforderlichen Informationen über das Netz erhält die KOF vom VNB. Den Ausgangspunkt für die Entwicklung einer Koordinierungsfunktion bildet der FNN-Hinweis "KOF - Koordinierungsfunktion auf Betriebsebene" [1], in welchem das Konzept der Koordinierungsfunktion vorgeschlagen wird. Weiterführende Empfehlungen liefern [6] und [7]. Das bisher im Rahmen des KoLa-Projektes

entwickelte Konzept für die erstmalige Realisierung einer KOF setzt an den genannten Vorschlägen an, beschränkt sich jedoch nicht auf diese. Das aktuelle Konzept, inklusive aller funktionalen Bestandteile, kann ABBILDUNG 4 entnommen werden.

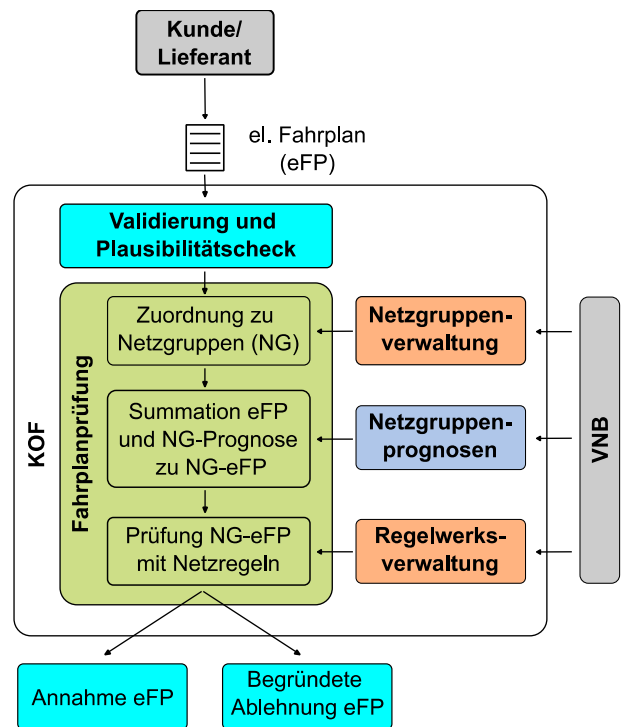


ABBILDUNG 4: GESAMTKONZEPT UND MODULE DER KOORDINIERUNGSFUNKTION.

Der Kern der KOF liegt im Modul der Fahrplanprüfung, in welchem die Bewertung der geplanten Energiebezüge erfolgt. Die für die Fahrplanprüfung benötigten Informationen des VNB werden in den Datenbanken Netzgruppenverwaltung, Netzgruppenprognose und Regelwerksverwaltung gespeichert. Im Folgenden wird auf den grundlegenden Ablauf der Fahrplanprüfung sowie die Elemente der KOF eingegangen. Anschließend erfolgt eine detaillierte Betrachtung der Module Netzgruppenverwaltung, Netzgruppenprognose, Regelwerksverwaltung sowie der Fahrplanprüfung.

Für die Koordinierung des Energiebezuges erfolgt eine Sammlung von Fahrplananfragen durch die KOF. Hierbei senden verschiedene Kunden wie die HOCHBAHN oder Lieferanten ihre geplanten Energiebezüge in Form eines elektrischen Fahrplans an die KOF. Es handelt sich hierbei um eine Reihe von Leistungswerten mit einer Länge von jeweils 15 Minuten für einen Zeitraum von 24 Stunden. Eingehende Anfragen durchlaufen zunächst eine Validierung und Plausibilitätsprüfung. Hierbei wird überprüft, ob die notwendigen Berechtigungen vorliegen und die Anfrage formell korrekt und inhaltlich plausibel ist. Ist dies der Fall, werden die Anfragen von der KOF bis zu einem definierten Zeitpunkt am Vortag des geplanten Energiebezuges gesammelt.

Nach Erreichen dieses Zeitpunktes erfolgt die Bewertung aller angefragten Fahrpläne im Hinblick auf ihre Netzverträglichkeit im Modul Fahrplanprüfung. Die Prüfung erfolgt in drei aufeinanderfolgenden Schritten.

Zuerst wird jeder Fahrplan einer Netzgruppe zugeordnet. Informationen über die Netzgruppen sind in der Netzgruppenverwaltung hinterlegt, welche regelmäßig mit Informationen



vom VNB aktualisiert wird. Anschließend erfolgt die Erstellung eines summierten Fahrplans für jede Netzgruppe. Dieser setzt sich jeweils aus allen Fahrplananfragen der Netzgruppe sowie Prognosewerten für die Verbraucher der Netzgruppe, für welche keine Fahrplananfragen vorliegen, zusammen. Die verwendeten Prognosen werden durch den VNB erstellt und täglich übermittelt. Schließlich erfolgt die eigentliche Bewertung der Fahrpläne. Hierbei wird geprüft, ob sich durch die summierten Fahrpläne Verstöße gegen die Netzregeln ergeben. Die Netzregeln je Netzgruppe werden in der Regelwerksverwaltung gespeichert und im Vorhinein durch den VNB festgelegt und übermittelt.

Nach abgeschlossener Prüfung wird ein elektrischer Fahrplan genehmigt bzw. abgelehnt und die Information an den Kunden bzw. Lieferanten übermittelt. Im Falle einer Ablehnung ist die Ermittlung alternativer Lastzeitfenster durch die KOF vorgesehen, sodass betroffene Kunden einen angepassten elektrischen Fahrplan erstellen können.

In den folgenden Abschnitten werden die Überlegungen und erste Ansätze der Implementierung für die Module Netzgruppenverwaltung, Netzgruppenprognose, Regelwerksverwaltung sowie für die Fahrplanprüfung erläutert.

#### A. Netzgruppen

Die Bewertung der Anfragen erfolgt in der KOF nach unterschiedlichen Abschnitten des Netzes getrennt. Alle Netzlokationen der anfragenden Verbraucher werden diesen Bereichen, sog. Netzgruppen, zugeteilt. Für jede dieser Netzgruppen können im Regelwerk entsprechende Belastbarkeiten festgelegt und im Rahmen der Fahrplanprüfung überprüft werden. Wesentliche Engpassstellen in der Niederspannung werden zukünftig die Ortsnetztransformatoren, die Niederspannungs- sowie die Mittelspannungsabgänge sein. Ähnlich wie im Forschungsprojekt „flexQgrid“ [8] werden daher diese Engpassstellen als Hierarchie-Ebenen der Netzgruppen festgelegt. Zunächst liegt jede Netzlokation der Niederspannung an einem Niederspannungsabgang, mehrere Niederspannungsabgänge liegen hinter einem Ortsnetztransformator und ein Mittelspannungsabgang kann mehrere Ortsnetztransformatoren versorgen. Die sich so ergebenden Netzgruppen und ihre Überlagerung sind beispielhaft in ABBILDUNG 5 dargestellt.

Zur Zuordnung der angefragten elektrischen Fahrpläne und ihrer Netzlokationen zu den Netzgruppen wird eine (zunächst) dreistellige hierarchische ID vorgeschlagen. Diese soll Auskunft über den betroffenen Mittelspannungsabgang, den ONT und den Niederspannungsabgang geben. Am Beispiel der rot hervorgehobenen Netzlokation in der Niederspannung ergibt sich so die Netzgruppen ID 2-2-3, da die Netzlokation Teil der LV-Gruppe 3, der ONT-Gruppe 2 und der MV-Gruppe 2 ist. Dieses Konzept einer hierarchischen ID lässt sich später auf weitere Ebenen wie Transformatoren in der Mittelspannung, Umspannwerke oder Hochspannungsgebiete erweitern, sofern auch hier entsprechende Koordinierungen von Flexibilitäten geplant werden.

#### B. Netzgruppenprognosen

Die angefragten elektrischen Fahrpläne stellen eine unvollständige Entscheidungsbasis für die KOF dar. So stellen nicht alle flexiblen Verbraucher und Erzeuger eine Anfrage.

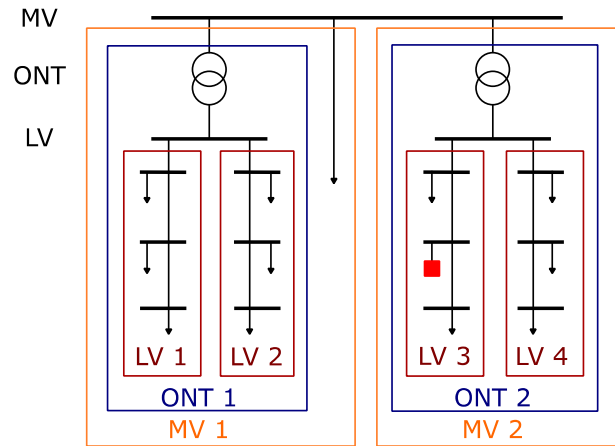


ABBILDUNG 5: BEISPIELHAFTER DARSTELLUNG DER NETZGRUPPEN.

Zusätzlich ist für nicht flexible Verbraucher keine Optimierung möglich, daher wird auch keine elektrische Fahrplananfrage gesendet. Diese Informationen sind für die Entscheidung der KOF jedoch von hoher Bedeutung, um ein vollständiges Bild über die abgerufenen Leistungen innerhalb der Netzgruppen zu haben. Daher werden Prognosen der weiteren Lasten im Netz und eine Zuordnung zu den Netzgruppen benötigt. Zur Vorhersage dieser Netzgruppenlasten sollen geeignete Verfahren entwickelt werden. Wie im Konzept (siehe ABBILDUNG 4) zu sehen, soll diese Prognose später beim VNB verortet werden, da dieser über für die Prognose verwendbare Informationen verfügt. Die Prognosen werden dabei pro Netzgruppe erstellt, stellen also auf unterschiedlichen Ebenen aggregierte Prognosen dar. Die nächsthöhere Netzgruppenprognose kann dann als Summe der unterlagerten Prognose und ggfs. noch nicht enthaltenen Verbrauchern gebildet werden.

Lastvorhersagen sind generell eine breit erforschte Problemstellung, für die eine Reihe von Ansätzen zur Verfügung stehen. Diese reichen von statistischen Methoden wie Regressionsmodellen oder Zeitreihen-basierten Vorhersagen über KI-basierte Verfahren, z. B. mittels neuronaler Netze, bis hin zu metaheuristischen Methoden (vgl. [9] und [10]). Während einige dieser Verfahren bereits heute auch beim VNB für Verbraucher in der Mittelspannung im Einsatz sind, bieten Prognosen in der Niederspannung neue Herausforderungen. Zum einen sind für viele der Verfahren historische Daten notwendig, die in der Niederspannung so bisher nicht erfasst werden. Zum anderen hat der einzelne Verbraucher in der Niederspannung einen größeren Einfluss, da die Aggregationsmenge kleiner ist als in der Mittel- oder Hochspannung. So entstehen sowohl abrupte Änderungen im Verbrauch als auch unsymmetrische Belastungen des Verteilnetzes. [11]

Im Rahmen des KoLa-Projektes soll daher ein Prognosemodell für die aggregierten Lasten der Niederspannungsabgänge entwickelt werden. Dieses soll die wesentlichen Einflussfaktoren wie Wetterprognosen, kalendarische Informationen (Wochentag, Jahreszeit), Informationen zu installierten Anlagen wie Wärmepumpen, E-Ladestationen und PV-Anlagen sowie ggfs. auch Preissignale (vgl. [9]) einbeziehen. Hierzu bieten sich KI-basierte Verfahren an, da diese besser mit fehlenden Daten umgehen und Nichtlinearitäten nähern können [9] [10].

### C. Regelwerk

Die wesentliche Aufgabe der Koordinierungsfunktion ist es, zu überprüfen, ob ein Leistungsabruf entsprechend der angefragten elektrischen Fahrpläne zu Engpässen führen würde. Als Engpässe werden dabei wie beschrieben in erster Linie die Überlastungen von Ortsnetztransformatoren (ONT) sowie Niederspannungs- und Mittelspannungsabgängen verstanden. Um auf Basis der angefragten Fahrpläne ohne weitere Kenntnis über das Verteilnetz oder die Durchführung von Lastflussrechnungen mögliche Engpässe bewerten zu können, sollen im Konzept der Koordinierungsfunktion einfach anwendbare Regeln für eine solche Prüfung formuliert werden.

Überlastungen von Betriebsmitteln wie Ortsnetztransformatoren bedeuten im Wesentlichen die Überschreitung der angegebenen Bemessungsleistungen. Dementsprechend wird als Regel für jede ONT-Netzgruppe eine Einhaltung dieser Bemessungsleistungen formuliert. Bei den Abgängen werden Engpässe als Überschreiten der Strombelastbarkeit der Leitungen definiert. Da in den Anfragen und Prognosen zunächst nur Leistungen enthalten sind, werden aus den Bemessungsströmen Bemessungsleistungen berechnet, die dann als Regeln wieder Obergrenzen für die Leistungen in den Abgangs-Netzgruppen darstellen. Die so ermittelten Betriebsmittelgrenzen stellen betragsmäßige Grenzwerte dar, da sowohl Einspeisung als auch Verbrauch zu hohen Belastungen der Betriebsmittel führen können. Damit ergeben sich als Netzregeln pro Netzgruppe ein statischer, betragsmäßiger Leistungsgrenzwert, der direkt aus den Betriebsmitteln folgt.

Diese simple Formulierung von Regeln deckt zwei weitere Engpasszenarien nicht direkt ab. Zum einen können für die Nieder- und Mittelspannungsabgänge nur die Belastungen der Leitungen direkt am Abgang geprüft werden, zu hohe Leistungsströme an anderer Stelle werden ohne Lastflussrechnung nicht erkannt. Zum anderen sind Spannungsbandverletzungen in den Regeln nicht enthalten. Daher wird im weiteren Rahmen des KoLa-Projektes untersucht, wie häufig diese beiden Engpässe zu erwarten sind und ob diese durch eine Erweiterung der Regeln erfasst werden können.

Darüber hinaus werden weitere Aspekte untersucht, z. B. ob für die spätere Bewertung von Anfragen eine Trennung in flexible und nicht flexible Leistung sinnvoll ist und bereits bei den Regeln umgesetzt werden kann. Auch eine Untersuchung von Sicherheitspuffern, um Unsicherheiten in den Prognosen zu begegnen, soll erfolgen.

### D. Fahrplanprüfung

In dem Modul Fahrplanprüfung erfolgt die Bewertung der angefragten elektrischen Fahrpläne im Hinblick auf ihre Netzverträglichkeit. Für die Bewertung werden die Regeln aus der Regelwerksverwaltung herangezogen, welche netzgruppenspezifisch sind. Daher ist zunächst die Zuordnung der einzelnen Fahrpläne zu den entsprechenden Netzgruppen erforderlich. Dies geschieht anhand der Netzgruppen-ID, welche für jeden Fahrplan anhand der im Rahmen der Anfrage mitgelieferten Netzlokation ermittelt wird. Die Informationen für die Zuordnung werden aus der Netzgruppenverwaltung bezogen.

Für die Prüfung der Fahrpläne muss für jede Netzgruppe ein Abgleich mit den entsprechend den Regeln zulässigen Leistungswerten vorgenommen werden. Es muss jeweils überprüft werden, ob die zu erwartende Leistung kleiner ist als der in den Netzregeln festgelegte Grenzwert. Demnach ist es erforderlich, die zu erwartende Leistung für jede Netzgruppe

zu bestimmen. Hierfür werden die Leistungskurven aller Fahrpläne, die der jeweiligen Netzgruppe zugeordnet sind, summiert, wobei zu beachten ist, dass eine Fahrplananfrage in der Regel zu mehreren Netzgruppen, jeweils eine pro Hierarchieebene, gehört. Der Fahrplan eines Verbrauchers in einem Niederspannungsabgang beispielsweise fließt neben dem Summenfahrplan dieses Niederspannungsabgangs auch in den Summenfahrplan des zugehörigen Ortsnetztransformators sowie des Mittelspannungsabgangs ein.

Neben den Informationen aus den angefragten Fahrplänen müssen für die Bildung des Summenfahrplans Prognosen herangezogen werden, da nicht für alle Verbräuche Anfragen vorliegen. Hierzu werden die Netzgruppenprognosen des VNB herangezogen. Hierbei handelt es sich um Prognosen für den gesamten Verbrauch der Netzgruppe. Es werden jedoch lediglich Prognosen für die Verbraucher ohne vorliegende Anfrage benötigt, da für die Verbraucher mit vorliegender Anfrage bereits die geplante Leistungskurve in den Summenfahrplan einfließt. Es ist somit erforderlich, den Anteil der Verbraucher mit vorliegender Anfrage von der Netzgruppenprognose zu trennen, sodass eine bereinigte Netzgruppenprognose entsteht, welche lediglich die Prognosen für Verbraucher ohne Fahrplananfrage enthält. In ABBILDUNG 6 sind eine mögliche Bereinigung der Prognose sowie die anschließende Bildung des Summenfahrplans vereinfacht dargestellt.

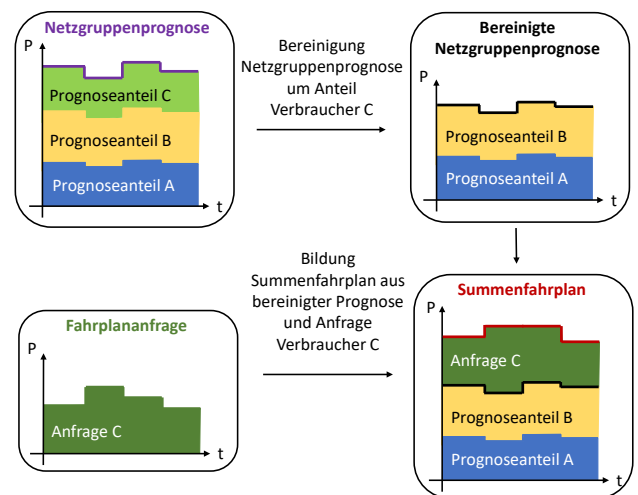


ABBILDUNG 6: BILDUNG DES SUMMENFAHRPLANS INKL. BEREINIGUNG DER NETZPROGNOSE.

Die Summenfahrpläne der Netzgruppen werden nun mit den in der Regelwerksverwaltung hinterlegten Grenzwerten verglichen. Sofern es keine Überschreitungen in allen Netzgruppen, zu welchen ein Fahrplan gehört, gibt, wird dieser genehmigt. Sobald es in einer Netzgruppe, zu welcher ein Fahrplan gehört, Grenzüberschreitungen gibt, kann es zu einer Ablehnung kommen. Das bedeutet, dass einige oder alle Anfragenden in der Netzgruppe die gewünschte Leistungskurve für bestimmte Zeitfenster oder für den gesamten Zeitraum reduzieren müssen, um einem möglichen Netzengpass vorzubeugen. Durch die erforderliche zeitweise Reduzierung der Leistung würde sich ein reduzierter Energiebezug der betroffenen Verbraucher ergeben. Um die Einschränkungen für diese so gering wie möglich zu halten, wird angestrebt, die Abweichungen von dem geplanten Energiebezug zu minimieren. Hierfür sollen durch die KOF alternative Zeitfenster für den entsprechenden Energiebezug ermittelt und den Verbrauchern vorgeschlagen werden.

Folglich ist zu prüfen, wie unter Berücksichtigung der vorliegenden Anfragen eine Reduzierung der angefragten Leistungskurven erfolgen kann und welche alternativen Lastzeitfenster angeboten werden können. Hierbei ist zu beachten, dass nach §11 EnWG alle Entscheidungen diskriminierungsfrei und fair getroffen werden müssen. So würde beispielsweise eine Reduzierung aller Fahrpläne um den gleichen prozentualen Anteil dazu führen, dass Verbraucher mit einer verhältnismäßig geringen Leistungsanfrage sich einschränken müssen, während andere Verbraucher der Netzgruppe weitaus mehr Leistung beziehen.

### E. Kommunikation und Informationstransparenz

Für den Betrieb der KOF ist die Kommunikation mit verschiedenen Marktteilnehmern erforderlich. In ABBILDUNG 7 sind die hierfür notwendigen Kommunikationsschnittstellen dargestellt.

Für die Kommunikation zwischen KOF und Kunde sowie zwischen KOF und MSB/STB-A wird auf bereits bestehende Standard-Formate wie sie beispielsweise in der Marktkommunikation verwendet werden (EDIFACT), zurückgegriffen. Als Übertragungsweg ist hierbei der S/MIME verschlüsselte Emailverkehr denkbar. Für die Kommunikation zwischen VNB und KOF (Übertragung von Netzprognosen, Netzgruppen sowie Netzregeln) gibt es am Markt bisher keinen gültigen Standard. Hier muss eine neue Schnittstelle implementiert werden, wobei die Umsetzung über eine API-Schnittstelle ebenfalls in Betracht gezogen wird.

Zudem muss im Falle von Nachweispflichten eine lückenlose Dokumentation sichergestellt werden. Hierzu müssen sämtliche Anfragen und damit einhergehende Priorisierungen der KOF sowie nachfolgende Steuerungsvorgänge erfasst und dokumentiert werden. Über ein Prozesstracking werden diese Informationen zusätzlich den Marktteilnehmern zugänglich gemacht.

## VII. AUSBLICK

Die hier beschriebenen Konzepte und Ansätze geben den aktuellen Stand des Projektes wieder. Im nächsten Schritt werden die beiden Systeme des EEF und der KOF im Rahmen einer agilen Softwareentwicklung ab Ende 2023 bei der SNH implementiert. Dazu werden von den Forschungspartnern der TUHH und der HSU die notwendigen Algorithmen entwickelt.

Anschließend sollen die beiden Module zunächst simulativ und zu Projektabschluss 2025/2026 auch im Rahmen eines Feldtestes auf dem Betriebshof der HOCHBAHN erprobt werden.

Perspektivisch ist geplant das Konzept auf weitere Betriebshöfe der HOCHBAHN zu übertragen und damit die entsprechenden Potentiale zu heben. Die im Rahmen des Projektes entwickelte Koordinierungsfunktion kann bei erfolgreicher Entwicklung insbesondere auf das Niederspannungsnetz übertragen werden und so ein präventives Engpassmanagement realisieren.

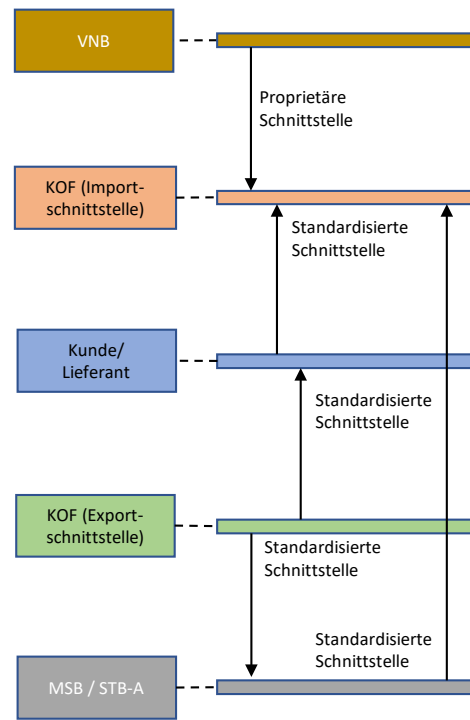


ABBILDUNG 7: ÜBERSICHT DER NOTWENDIGEN KOMMUNIKATIONSSCHNITTSTELLEN DER KOF.

So kann das Forschungsprojekt KoLa durch die Integration von Elektromobilität und Stromnetz ein wichtiger Schritt in Richtung nachhaltiger Mobilität und Umweltschutz werden. Es zeigt, wie innovative Lösungen die Effizienz steigern. Gleichzeitig werden durch eine nachhaltige und effiziente Elektromobilität die Umweltauswirkungen reduziert und die Lebensqualität in Städten verbessert. Die Zukunft der Elektromobilität im ÖPNV verspricht eine saubere und nachhaltige Fortbewegung, die den Herausforderungen des Klimawandels und der Umweltzerstörung begegnet.

### 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] Forum Netztechnik / Netzbetrieb im VDE(FNN) (2018): „FNN-Hinweis KOF – Koordinierungsfunktion auf Betriebsebene“, Berlin, verfügbar unter <https://www.vde.com/resource/blob/1776016/9004a095608f2226ab921769a94869f1/koordinierungsfunktion---hinweis-data.pdf> (Zugriff am 04.10.2023).
- [2] M. Eskander, A. Jahic, E. Avdevicus, R. Soliman und D. Schulz, „Role of stationary energy storage systems in large-scale bus depots in the case of atypical grid usage,“ in NEIS 2023; Conference on Sustainable Energy Supply and Energy Storage Systems, Hamburg, 2023.
- [3] Stromnetz Hamburg GmbH (2022): "Hochlastzeitfenster nach § 19 Abs. 2 S. 1 StromNEV, gültig ab 01.01.2023", Hamburg, verfügbar unter <https://filehub.admiralcloud.com/v5/deliverFile/de8b3221-9ca2-4bfb-8251-76c6d8fe637a?download=true>, abgerufen am 13.10.2023.
- [4] E. Avdevicus, M. Eskander, M. Plenz und D. Schulz, „Bus charging management based on AI prediction and MILP optimization,“ in ETG Kongress 2023, Kassel, 2023.

- [5] F. Zimmermann, D. Pottmeier, A. Emde und A. Sauer, „Comparison of peak shaving and atypical grid usage application for energy storage systems in the german industrial sector,“ in 16. Symposium Energieinnovation, Graz, 2020.
- [6] Forum Netztechnik/Netzbetrieb im VDE (FNN), Eckpunkte zum zukünftigen Netzbetrieb mit Flexibilitäten in der Niederspannung, FNN-Impuls, Berlin, 2022.
- [7] Forum Netztechnik/Netzbetrieb im VDE (FNN), Gesamtkonzept zur Steuerung mit intelligenten Messsystemen, FNN-Impuls, Berlin, 2022.
- [8] Exner, C. et al.: Gemeinsamer Abschlussbericht zum Verbundvorhaben flexQgrid, Forschungsprojekt flexQgrid. Verfügbar unter: <https://www.netze-bw.de/unsernetz/innovationen/flexqgrid> (Zugriff am 27 September 2023).
- [9] Habbak H, Mahmoud M, Metwally K, Fouda MM, Ibrahim MI. Load Forecasting Techniques and Their Applications in Smart Grids. *Energies*. 2023; 16(3):1480. <https://doi.org/10.3390/en16031480>
- [10] Khan, A.R. et al. (2016) „Load Forecasting, Dynamic Pricing and DSM in Smart Grid: A Review“, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 54, pp. 1311–1322. doi:10.1016/j.rser.2015.10.117.
- [11] H. Jiang, Y. Zhang, E. Muljadi, J. J. Zhang and D. W. Gao, "A Short-Term and High-Resolution Distribution System Load Forecasting Approach Using Support Vector Regression With Hybrid Parameters Optimization," in *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 9, no. 4, pp. 3341-3350, July 2018, doi: 10.1109/TSG.2016.2628061