Konzeptpapier - Liegenschaftsübergreifende, standardisierte Messwertkommunikation zur netzdienlichen Schwarmregelung im Niederspannungsnetz über die Smart-Meter-Infrastruktur

Masterstudiengang Erneuerbare Energien, TH Köln

Projekt **Smart Metering**, Schwarmregelung im Niederspannungsnetz
Prof. Dr. Waffenschmidt, M.Sc. André Ulrich, M.Sc. Sven Michael Lorre

Vorgelegt von:

Noah Nießen

noah.niessen@smail.th-koeln.de

Datum: 02.04.2026

Hinweis:
In dieser öffentlichen Version sind nicht-selbsterstellte Bilder aus urheberrechtlichen Gründen entfernt.

Inhalt

Abbildungsverzeichnis III
Abkürzungsverzeichnis IV
Abstract V
1 Einleitung 7
1.1 Motivation 7
1.2 Problematik 7
1.3 Ziel der Arbeit 8
2 Stand der Technik 9
2.1 Smart Meter Gateway Architektur 9
2.2 aktive externe Marktteilnehmer (aEMT) 9
2.3 Klassische Netzsteuerung 10
2.3.1 Messwertverfügbarkeit 10
2.3.2 Rundsteuertechnik 10
2.3.3 §14a EnWG 11
2.3.4 Redispatch 11
2.3.5 Probleme und Charakteristika der klassischen Netzsteuerung 12
3 Schwarmregelung im Niederspannungsnetz 13
3.1 Netzmodell 13
3.2 Engpasserkennung 13
3.3 Kooperative Regelung 14
4 Systemkonzept 15
4.1 Zielsystem 15
4.2 Technische Grundlage gemäß BSI TR-03109 16
4.3 Systemarchitektur 17
4.4 Kommunikationsarchitektur 17
4.5 Kommunikationsprozesse 18
4.6 Anwendungsfall: Netzdienliche Steuerung 20
4.7 Einordnung und Bewertung 20
5 Technische Umsetzung 22
5.1 Backend des aEMT 22
5.2 EMS im Haushalt 23
5.3 Infrastrukurelle Anforderungen 24
6 Fazit und Ausblick 26
Literaturverzeichnis 28

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1 zukünftige Anschlussleistung Niederspannung 7

Abbildung 2 Umfeld des Smart-Meter-Gateways (SMGW) 16

Abbildung 3 CLS-Komponenten in der HAN-Architektur 19

Abkürzungsverzeichnis

aEMT Aktiver Externer Marktteilnehmer

AFL Authentication and Fragmentation Layer, Wireless MBUS

API Application Programming Interface

APL Application Protocol Layer, Wireless MBUS

ARP Address Resolution Protocol

BSI Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik

CA Certification Authority

CLS Controllable Local System

CON Consumer bzw. Anschlussnutzer

EMT Externer Marktteilnehmer

EnWG Energiewirtschaftsgesetz

GWA Smart-Meter-Gateway-Administrator

HAN Home Area Network

IETF Internet Engineering Task Force

IP Internet Protocol

LMN Local Meter Network

MSB Messstellenbetreiber

MsbG Messstellenbetriebsgesetz

MTR Messeinrichtung

SM Sicherheitsmodul

SM-PKI Smart-Meter - Public Key Infrastructure

SMGW Smart-Meter-Gateway

TCP Transmission Control Procotol

TLS Transport Layer Security, Transportsicherungsprotokoll

TPL Transport Protocol Layer, Wireless MBUS

TR Technische Richtlinie

WAN Wide Area Network

Abstract

Die zunehmende Elektrifizierung von Haushalten durch den Einsatz von Wärmepumpen, Ladeinfrastruktur für Elektrofahrzeuge sowie dezentralen Photovoltaikanlagen führt zu steigenden und zunehmend volatilen Leistungsflüssen im Niederspannungsnetz. Dies erhöht das Risiko lokaler Netzüberlastungen und stellt Verteilnetzbetreiber vor neue Herausforderungen hinsichtlich Netzstabilität und Betriebssicherheit. Klassische Maßnahmen wie Netzausbau oder zentrale Eingriffe nach §14a EnWG sind zwar wirksam, jedoch kostenintensiv, zeitaufwendig oder mit Komforteinschränkungen für Endkunden verbunden.Vor diesem Hintergrund wird in dieser Arbeit ein Konzept zur kooperativen, netzdienlichen Leistungskoordination im Niederspannungsnetz entwickelt. Grundlage bildet die Nutzung der Smart-Meter-Gateway-Infrastruktur zur sicheren, standardisierten Messwertkommunikation. Ein aktiver externer Marktteilnehmer (aEMT) aggregiert über das Smart Meter Gateway (SMGW) Messdaten aus mehreren Haushalten und bewertet die Netzauslastung. Im Falle drohender Überlastungen werden keine direkten Steuerbefehle an einzelne Anlagen gesendet, sondern netzdienliche Zielwerte an die lokalen Energimanagementsysteme (EMS) übermittelt. Die EMS setzen diese Zielvorgaben eigenständig um, indem sie verfügbare Flexibilitäten wie Wallboxen, Wärmepumpen oder Batteriespeicher über IP-basierte Schnittstellen (z.B. Modbus TCP) steuern. Dadurch entsteht ein dezentrales, kooperatives System, das als Schwarmregelung im Niederspannungsnetz interpretiert werden kann. Das Konzept ermöglicht eine präventive Engpassvermeidung bereits in der sogenannten „gelben Ampelphase“ und stellt eine skalierbare Alternative zu klassischen netzseitigen Eingriffen dar.

Die Arbeit analysiert die technischen und regulatorischen Rahmenbedingungen, bewertet die Umsetzbarkeit des Ansatzes und zeigt Potenziale sowie Herausforderungen einer solchen dezentralen Flexibilitätsnutzung im Kontext der Energiewende auf.

The increasing electrification of households through the use of heat pumps, charging infrastructure for electric vehicles, and decentralized photovoltaic systems is leading to rising and increasingly volatile power flows in the low-voltage grid. This increases the risk of local grid overloads and presents distribution system operators with new challenges regarding grid stability and operational safety. While traditional measures such as grid expansion or central interventions under Section 14a of the German Energy Economy Act (EnWG) are effective, they are costly, time-consuming, or associated with comfort restrictions for end customers. Against this backdrop, this thesis develops a concept for cooperative, grid-beneficial power coordination in the low-voltage grid. The concept

is based on the use of the smart meter gateway infrastructure for secure, standardized meter data communication. An active external market participant (aEMT) aggregates measurement data from multiple households via the Smart Meter Gateway (SMGW) and evaluates grid utilization. In the event of impending overloads, no direct control commands are sent to individual systems; instead, grid-beneficial target values are transmitted to the local energy management systems (EMS). The EMS implements these targets autonomously by controlling available flexibility resources—such as wallboxes, heat pumps, or battery storage systems—via IP-based interfaces (e.g., Modbus TCP). This creates a decentralized, cooperative system that can be interpreted as swarm control within the low-voltage grid. The concept enables preventive congestion avoidance as early as the so-called “yellow traffic light phase” and represents a scalable alternative to traditional grid-side interventions.

This thesis analyzes the technical and regulatory framework, assesses the feasibility of the approach, and highlights the potential and challenges of such decentralized flexibility utilization in the context of the energy transition.

1 Einleitung

1.1 Motivation

Die fortschreitende Energiewende sowie die zunehmende Elektrifizierung des Verkehrs- und Wärmesektors führen zu einem signifikanten Anstieg elektrischer Lasten im Niederspannungsnetz. Insbesondere der Ausbau von Wärmepumpen, Ladeinfrastruktur für Elektrofahrzeuge sowie dezentralen Erzeugungsanlagen stellt Verteilnetzbetreiber vor neue Herausforderungen im Netzbetrieb und in der Netzplanung [1, 2].

Zusätzlich werden politisch definierte Ausbauziele verfolgt, die einen weiteren starken Anstieg dieser Anlagen erwarten lassen [3,4].

1.2 Problematik

Die bestehenden Niederspannungsnetze sind für diese Entwicklung nur begrenzt ausgelegt. Insbesondere die hohe Gleichzeitigkeit von Lasten, beispielsweise durch gleichzeitiges Laden von Elektrofahrzeugen oder den Betrieb von Wärmepumpen, kann zu lokalen Netzengpässen führen.

Gleichzeitig erfolgt der notwendige Netzausbau nicht in gleicher Geschwindigkeit wie der Zubau neuer elektrischer Verbraucher und Erzeugungsanlagen, wodurch zusätzliche Herausforderungen im Netzbetrieb entstehen [5]. Abbildung 1 zeigt, wie durch intelligente Steuerung mit Hilfe entsprechender Einrichtungen in Zukunft mit dem steigenden Leistungsbedarf durch elektrische Verbraucher umgegangen werden kann. Deutlich wird, dass die Maßnahmen vor Allem dazu dienen, dem in Rot dargestellten Netzausbau mehr Zeit zu verschaffen.

Abbildung 1 zukünftige Anschlussleistung Niederspannung

[6]

1.3 Ziel der Arbeit

Ziel dieser Arbeit ist die Entwicklung und Analyse eines Ansatzes zur netzdienlichen Steuerung im Niederspannungsnetz, der auf einer dezentralen und kooperativen Regelungsstrategie basiert.

Dabei wird untersucht, inwiefern durch eine koordinierte Interaktion einzelner Netzteilnehmer eine Verbesserung der Netzsituation erreicht werden kann, ohne auf klassische zentrale Steuerungsmechanismen zurückzugreifen und welche Regulatorien dabei von besonderer Bedeutung sind.

Die Erkenntnisse und das vorgestellte Zielbild können unter anderem dazu genutzt werden, Partner für ein Pilotprojekt zur Umsetzung der Mechanismen zu gewinnen. Angewiesen ist man hier insbesondere auf die Teilnahme eines zertifizierten aEMT, der auch offizielle Mess- und Steuerinfrastruktur bereitstellen kann.

2 Stand der Technik

2.1 Smart Meter Gateway Architektur

Das Smart Meter Gateway (SMGW) stellt die zentrale Kommunikationseinheit im intelligenten Messsystem dar und fungiert als sichere Schnittstelle zwischen Messeinrichtungen, steuerbaren Verbrauchseinrichtungen und externen Marktteilnehmern.

Die Systemarchitektur ist in drei Kommunikationsbereiche gegliedert: das Local Metrological Network (LMN) zur Anbindung der Messeinrichtungen, das Home Area Network (HAN) zur Integration von Anlagen innerhalb der Kundeninstallation sowie das Wide Area Network (WAN) zur Kommunikation mit externen Marktteilnehmern [7].

Neben der Datenübertragung übernimmt das SMGW zentrale Sicherheitsfunktionen, insbesondere die Authentifizierung von Kommunikationspartnern, die Verschlüsselung von Daten sowie die Protokollierung von Zugriffen. Die sichere Kommunikation basiert dabei auf der Smart Meter Public Key Infrastructure (SM-PKI), welche die eindeutige Identifikation aller Systemteilnehmer sowie die Integrität und Vertraulichkeit der Daten gewährleistet.

Der Zugriff auf das SMGW erfolgt auf Basis eines definierten Rollenmodells, das die Berechtigungen der beteiligten Akteure, wie Messstellenbetreiber, Netzbetreiber und externe Marktteilnehmer, festlegt und somit eine sichere und strukturierte Kommunikation ermöglicht [8].

2.2 aktive externe Marktteilnehmer (aEMT)

Definition

Externe Marktteilnehmer sind Akteure, die außerhalb der unmittelbaren Netz- und Messstelleninfrastruktur agieren, jedoch über das Smart Meter Gateway mit diesem kommunizieren können [9].

Dabei handelt es sich beispielsweise um Energieversorger, Aggregatoren oder Direktvermarkter, die auf Messwerte zugreifen oder Steuerungsimpulse senden können. Die Einbindung dieser Akteure erfolgt über standardisierte und regulierte Schnittstellen des Smart Meter Gateways.

Die Rolle der aEMT ist insbesondere im Kontext der zunehmenden Digitalisierung und Flexibilisierung des Energiesystems von Bedeutung. Sie ermöglichen neue Geschäftsmodelle sowie eine aktivere Einbindung von Verbrauchern und Erzeugern in den Energiemarkt [9].

Kommunikationsmöglichkeiten

Die Kommunikation zwischen externen Marktteilnehmern und dem Smart Meter Gateway erfolgt über das Wide Area Network (WAN). Dabei werden ausschließlich abgesicherte und autorisierte Verbindungen zugelassen [8].

Externe Marktteilnehmer können im Rahmen ihrer Berechtigungen auf Messwerte zugreifen oder Steuerungsbefehle an angeschlossene Geräte übermitteln. Die Kommunikation erfolgt dabei stets indirekt über das Smart Meter Gateway, welches als zentrale Sicherheitsinstanz fungiert [8].

Die Datenübertragung ist durchgehend verschlüsselt und unterliegt den Vorgaben der SM-PKI. Zudem werden alle Kommunikationsvorgänge protokolliert, um Transparenz und Nachvollziehbarkeit sicherzustellen [8].

2.3 Klassische Netzsteuerung

2.3.1 Messwertverfügbarkeit

Im Niederspannungsnetz ist die Verfügbarkeit von Messwerten traditionell stark eingeschränkt. Eine netzorientierte Steuerung setzt jedoch eine valide Netzzustandsermittlung voraus, die auf aktuellen Messdaten basiert [10].

In der Praxis stehen hierfür häufig lediglich Messwerte aus Ortsnetzstationen sowie vereinzelt aus intelligenten Messeinrichtungen zur Verfügung. Eine flächendeckende Erfassung von Zustandsgrößen auf Ebene einzelner Netzanschlusspunkte ist historisch nicht vorgesehen.

Zur Bewertung von Netzzuständen im Niederspannungsnetz werden daher häufig Netzmodelle und Zustandsabschätzungen eingesetzt, die auf einer begrenzten Datenbasis beruhen [10].

2.3.2 Rundsteuertechnik

Zur Steuerung von Erzeugungs- und Verbrauchseinrichtungen im Niederspannungsnetz wird traditionell die Rundsteuertechnik eingesetzt. Dabei werden Steuersignale über das Versorgungsnetz übertragen und von Rundsteuerempfängern bei den angeschlossenen Anlagen ausgewertet. Die technischen Grundlagen entsprechen den Ausführungen aus [11].

Diese Technik wird unter anderem zur Begrenzung der Einspeiseleistung von dezentralen Erzeugungsanlagen eingesetzt. Darüber hinaus wurde sie historisch zur zeitlichen Steuerung von Verbrauchseinrichtungen wie Nachtspeicherheizungen, Wärmepumpen und weiteren steuerbaren Lasten genutzt.

Charakteristisch für die Rundsteuertechnik ist die Übertragung von einfachen Schaltbefehlen, beispielsweise zur Aktivierung oder Deaktivierung von Lasten oder zur Umschaltung von Leistungsstufen. Eine kontinuierliche Rückmeldung über den aktuellen Betriebszustand der gesteuerten Anlagen ist in der Regel nicht vorgesehen.

2.3.3 §14a EnWG

Der §14a Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) bildet eine zentrale regulatorische Grundlage für die netzorientierte Steuerung von steuerbaren Verbrauchseinrichtungen im Niederspannungsnetz.

Mit der Novellierung und der Konkretisierung durch die Bundesnetzagentur [5] wurde festgelegt, dass Verteilnetzbetreiber im Falle von Netzengpässen berechtigt sind, den Leistungsbezug bestimmter Verbrauchseinrichtungen temporär zu reduzieren. Betroffen sind dabei insbesondere Ladeeinrichtungen für Elektrofahrzeuge, Wärmepumpen, Stromspeicher sowie Klimaanlagen.

Die Steuerung erfolgt dabei netzorientiert, das heißt auf Basis der aktuellen Netzsituation. Ziel ist die Sicherstellung der Versorgungszuverlässigkeit, wobei die Maßnahme ausdrücklich als *ultima ratio* vorgesehen ist.

Zudem ist vorgesehen, dass Anlagenbetreiber im Gegenzug für die Teilnahme an dieser Steuerung reduzierte Netzentgelte erhalten. Gleichzeitig dürfen Netzanschlüsse entsprechender Anlagen seit dem 01.01.2024 nicht mehr mit Verweis auf Netzengpässe abgelehnt werden.

Die konkrete Ausgestaltung der Steuerung, insbesondere hinsichtlich Leistungsgrenzen und Prozesse, wird durch regulatorische Vorgaben detailliert festgelegt und erfordert eine entsprechende technische Umsetzung durch die Netzbetreiber.

2.3.4 Redispatch

Neben der Steuerung im Niederspannungsnetz stellt der Redispatch ein zentrales Instrument zur Netzstabilisierung auf höheren Spannungsebenen dar. Die Maßnahmen folgen den vereinfachten Ausführungen der Bundesnetzagentur nach [12].

Im Rahmen des Redispatch 2.0 werden Erzeugungsanlagen so gesteuert, dass Netzengpässe vermieden oder beseitigt werden. Dabei werden Einspeiseleistungen angepasst, indem Anlagen vor einem Engpass reduziert und hinter dem Engpass erhöht werden.

Im Gegensatz zur Steuerung nach §14a EnWG, die primär auf Verbrauchseinrichtungen im Niederspannungsnetz abzielt, bezieht sich der Redispatch überwiegend auf Erzeugungsanlagen in der Mittel- und Hochspannungsebene. Die Maßnahmen erfolgen dabei auf Basis von Prognosen sowie Netzberechnungen.

Die Umsetzung des Redispatch erfordert eine umfassende Datenbasis, einschließlich Netzmodellen und Einspeiseprognosen, sowie eine koordinierte Abstimmung zwischen Netzbetreibern und Anlagenbetreibern.

2.3.5 Probleme und Charakteristika der klassischen Netzsteuerung

Die klassische Netzsteuerung im Niederspannungsnetz ist durch spezifische strukturelle Eigenschaften geprägt.

Eine wesentliche Grundlage für netzorientierte Steuerungsmaßnahmen ist die Kenntnis des aktuellen Netzzustands. Hierfür sind Messwerte erforderlich, die im Niederspannungsnetz jedoch nur begrenzt verfügbar sind. Eine netzorientierte Steuerung kann erst dann erfolgen, wenn eine valide Netzzustandsermittlung auf Basis entsprechender Messdaten möglich ist.

In der Praxis werden hierfür häufig Messwerte aus Ortsnetzstationen sowie vereinzelt aus intelligenten Messeinrichtungen herangezogen. Eine flächendeckende Erfassung von Zustandsgrößen auf Ebene einzelner Netzanschlüsse ist jedoch historisch nicht vorgesehen.

Darüber hinaus erfolgt die Steuerung traditionell häufig über Rundsteuertechnik. Diese ermöglicht eine einfache, meist binäre oder stufenweise Ansteuerung von Anlagen, beispielsweise zur Begrenzung der Einspeiseleistung von Erzeugungsanlagen oder zur zeitlichen Steuerung von Verbrauchseinrichtungen.

Historisch wurden über Rundsteuerempfänger insbesondere Nachtspeicherheizungen und Wärmepumpen sowie größere erneuerbare Erzeugungsanlagen angesteuert. Auch im Kontext moderner Anwendungen wird diese Technik weiterhin zur netzdienlichen Steuerung eingesetzt, wobei die begrenzte Abstufung der Steuerbarkeit und die gänzlich analoge Ausrichtung kritisch zu betrachten ist.

Charakteristisch für diese Form der Steuerung ist, dass in der Regel keine kontinuierliche Rückmeldung über den aktuellen Zustand der gesteuerten Anlagen erfolgt. Die Steuerung basiert somit überwiegend auf vordefinierten Schaltzuständen und nicht auf einer detaillierten Echtzeit-Rückkopplung.

3 Schwarmregelung im Niederspannungsnetz

Die in Kapitel 2 dargestellten Ansätze zur Netzsteuerung im Niederspannungsnetz zeigen, dass sowohl die Messwertverfügbarkeit als auch die Steuerungsmöglichkeiten derzeit begrenzt sind. Insbesondere die geringe Transparenz im Netz sowie die überwiegend zentral oder unidirektional ausgeprägten Steuerungsmechanismen stellen Herausforderungen für eine flexible und effiziente Netzführung dar.

Vor diesem Hintergrund wird im Folgenden ein alternativer Ansatz betrachtet, der auf einer dezentralen und kooperativen Regelungsstrategie basiert. Ziel ist es, durch eine lokale Interaktion einzelner Netzteilnehmer eine netzdienliche Gesamtwirkung zu erzielen, ohne auf eine zentrale Steuerinstanz angewiesen zu sein.

3.1 Netzmodell

Zur Beschreibung des Ansatzes wird das Niederspannungsnetz als strukturierter Verbund von Knoten und Verbindungen betrachtet. Dabei entspricht jeder Netzanschlusspunkt einem Knoten, während Leitungen die Verbindungen zwischen diesen darstellen.

Trafoebene

Die übergeordnete Struktur wird durch die Ortsnetzstation vorgegeben, welche als Schnittstelle zwischen Mittel- und Niederspannungsnetz fungiert. Sie stellt den zentralen Einspeisepunkt dar und definiert die Randbedingungen für das nachgelagerte Netz.

Strangebene

Innerhalb des Niederspannungsnetzes erfolgt eine Betrachtung einzelner Stränge, die typischerweise radial aufgebaut sind. Die Zustände entlang eines Strangs werden maßgeblich durch die Last- und Einspeisesituation der angeschlossenen Teilnehmer beeinflusst.

3.2 Engpasserkennung

Die Identifikation von Netzengpässen erfolgt auf Basis elektrischer Kenngrößen die von den lokal installierten Smart Metern festgestellt werden können. Eine Integration von Messwerten aus Ortsnetzstationen, wie sie nach [10] in modernen digitalen Ortsnetzstationen vorliegen, wird zunächst nicht berücksichtigt.

Lastfluss

Zur Bewertung des Netzzustands wird der Lastfluss innerhalb des Netzes betrachtet. Dieser ergibt sich aus der Verteilung von Einspeisungen und Lasten entlang der

Netzstruktur und beeinflusst sowohl die Leitungsbelastungen als auch die Spannungsverhältnisse.

Grenzwerte

Engpässe werden durch das Überschreiten definierter Grenzwerte identifiziert. Dazu können insbesondere zulässige Spannungsbänder sowie thermische Belastungsgrenzen von Betriebsmitteln zählen. Bei Kabeln kann die Strombelastbarkeit unter Berücksichtigung von Verlegebedingungen, wie in Kapitel 3.3.1 von [10], beschrieben wird, zu Grunde gelegt werden.

3.3 Kooperative Regelung

Im Gegensatz zu klassischen Steuerungsansätzen basiert die betrachtete Methode auf einer dezentralen und kooperativen Interaktion einzelner Netzteilnehmer.

Zielwert statt Befehl

Anstelle direkter Steuerbefehle werden Zielgrößen vorgegeben, an denen sich die einzelnen Teilnehmer orientieren. Die konkrete Umsetzung erfolgt dabei lokal durch die jeweiligen Einheiten. Allgemein basiert die Funktion der beschriebenen Maßnahmen darauf, dass *freiwillig* Flexibilitäten freigegeben und genutzt werden. Die Regelung bewegt sich somit abseits von gesetzlich fußenden Eingriffen zur Wahrung der Netzstabilität.

Multi-Agenten-System

Die einzelnen Netzteilnehmer können als autonome Agenten betrachtet werden, die auf Basis lokaler Informationen und einfacher Regeln agieren. Durch die Interaktion dieser Agenten entsteht ein kollektives Verhalten, das zu einer netzdienlichen Betriebsweise führt.

4 Systemkonzept

4.1 Zielsystem

Das Zielsystem umfasst ein Konzept zur liegenschaftsübergreifenden Kommunikation von Energiemanagementsystemen (EMS) unter Nutzung der Infrastruktur intelligenter Messsysteme. Dabei sollen mehrere, räumlich verteilte EMS miteinander interagieren können, um die Notwendigkeit von Steuereingriffen durch die Verteilnetzbetreiber im Niederspannungsnetz einzuschränken und Flexibilitäten so wie persönliche Betriebsmuster elektrischer Anlagen bestmöglich zu nutzen.

Im Fokus steht insbesondere die koordinierte Nutzung von Flexibilitäten, wie sie beispielsweise durch steuerbare Verbrauchseinrichtungen, dezentrale Erzeugungsanlagen oder Energiespeicher bereitgestellt werden. Die Kommunikation zwischen den einzelnen Systemen erfolgt dabei nicht direkt, sondern unter Einhaltung der regulatorischen und technischen Vorgaben, insbesondere der BSI TR-03109 [13], über die Smart-Meter-Gateway (SMGW) Infrastruktur.

Das Zielsystem ist somit als verteilte Architektur ausgelegt, in der lokale EMS über eine zentrale Instanz, in diesem Fall einen aktiven externen Marktteilnehmern (aEMT), miteinander verbunden sind und gemeinsam zur Stabilisierung und Optimierung des Niederspannungsnetzes beitragen. Abbildung 2 zeigt die grundlegende Einbindung des Smart-Meter-Gateways (SMGW) in das System. Dabei verbindet das SMGW lokale Verbraucher und Erzeuger im Home Area Network (HAN), Messeinrichtungen im Local Metrological Network (LMN) sowie externe Marktteilnehmer im Wide Area Network (WAN).

Es übernimmt somit die Rolle einer zentralen, sicheren Kommunikationsschnittstelle zwischen lokalen Anlagen und übergeordneten Systemen. Diese Architektur bildet die Grundlage für das in dieser Arbeit entwickelte Konzept einer liegenschaftsübergreifenden Koordination von Energiemanagementsystemen.

Abbildung 2 Umfeld des Smart-Meter-Gateways (SMGW)

[8]

4.2 Technische Grundlage gemäß BSI TR-03109

Die Grundlage des entwickelten Systemkonzepts bildet die Technische Richtlinie BSI TR-03109 [13] , welche die Architektur, Kommunikation und Sicherheitsanforderungen intelligenter Messsysteme definiert.

Zentrale Elemente dieser Architektur sind das Smart-Meter-Gateway (SMGW) sowie die daran angebundenen Akteure. Hierzu zählen insbesondere Controllable Local Systems (CLS) im Umfeld des Anschlussnutzers, berechtigte EMT sowie der Smart-Meter-Gateway-Administrator (GWA).

Das SMGW stellt die zentrale Kommunikationsinstanz dar und übernimmt die sichere Vermittlung zwischen lokalen Systemen im Home Area Network (HAN) und externen Systemen im Wide Area Network (WAN), in dem sich auch das Backend des aEMT befindet. Eine direkte Kommunikation zwischen lokalen Systemen unterschiedlicher Liegenschaften ist dabei nicht vorgesehen, da auf eine in absehbarer Zeit großflächig ausgerollte SMGW-Infrastruktur zurückgegriffen werden soll.

Die Kommunikation ist hierbei unter Anderem nach [8] streng reglementiert und fußt auf zertifikatsbasierter Authentifizierung sowie beidseitig abgesicherten TLS-Verbindungen. Darüber hinaus wird der Zugriff auf Kommunikationsbeziehungen über sogenannte Proxy-Kommunikationsprofile gesteuert, die im SMGW hinterlegt sind und durch den Gateway-Administrator verwaltet werden.

4.3 Systemarchitektur

Wie bereits erwähnt basiert die geplante Systemarchitektur auf einer klaren Trennung zwischen lokaler und externer Ebene sowie einer zentralen Vermittlungsinstanz.

Auf lokaler Ebene ist in jeder Liegenschaft ein Energiemanagementsystem installiert, welches als Controllable Local System (CLS) fungiert. Dieses EMS ist über eine CLS-Komponente, bestehend aus dem eigentlichen System und einem Kommunikationsadapter gemäß [14] an das SMGW angebunden. Diese CLS-Komponente muss als eindeutig identifizierbares und zertifiziertes Gerät ausgeführt sein, wobei die eindeutige Identifikation herstellerübergreifend erfolgt. Es wird zudem eine kryptographische Identität in Form eines Zertifikats sowie eine entsprechende Kennzeichnung gemäß BSI-Vorgaben auf dem Gerät erforderlich [14].

Dem EMS sind verschiedene nachgelagerte Komponenten zugeordnet. Hierzu zählen sowohl steuerbare Verbrauchseinrichtungen gemäß §14a EnWG als auch weitere flexible Anlagen wie Photovoltaiksysteme, Batteriespeicher oder sonstige steuerbare Lasten. Diese Komponenten werden durch das EMS koordiniert und stellen die physikalischen Flexibilitäten im System dar.

Auf übergeordneter Ebene, netzwerktechnisch im WAN gelegen, befindet sich das Backend des aEMT, der die Rolle eines zentralen Koordinators übernimmt. Dieses Backend kommuniziert über das WAN mit den einzelnen SMGW und damit indirekt mit den jeweiligen EMS.

4.4 Kommunikationsarchitektur

Die Kommunikation innerhalb des Systems erfolgt ausschließlich über die in [8] und [14] definierten Mechanismen. Eine direkte Kommunikation zwischen Energiemanagementsystemen verschiedener Liegenschaften ist nicht zulässig.

Für die Interaktion zwischen SMGW und aEMT-Backend stellt das SMGW eine Proxy-Funktionalität bereit, die es ermöglicht, zwei getrennte TLS-gesicherte Verbindungen logisch miteinander zu koppeln. Einerseits besteht eine gesicherte Verbindung zwischen CLS und SMGW im HAN, andererseits eine gesicherte Verbindung zwischen SMGW und EMT im WAN [14].

Für die beteiligten Systeme entsteht dadurch ein transparenter Kommunikationskanal, während die physische Trennung der Netzdomänen erhalten bleibt. Diese Architektur gewährleistet ein hohes Maß an Sicherheit und entspricht den regulatorischen Anforderungen nach Abschnitt 3.4.2.3 sowie 3.4.4.2 aus [8]. Die konkrete Ausgestaltung der Kommunikationsbeziehungen erfolgt über Proxy-Kommunikationsprofile, die festlegen,

welche Systeme miteinander kommunizieren dürfen und welche Daten bzw. Dienste dabei genutzt werden können. Details sind Abschnitt 3.4.5.3 aus [8] zu entnehmen.

4.5 Kommunikationsprozesse

Die Kommunikation zwischen EMS und EMT erfolgt bidirektional und lässt sich in zwei grundlegende Richtungen unterteilen.

Im ersten Fall initiiert das Energiemanagementsystem als CLS die Kommunikation, indem es Zustandsinformationen, Messwerte oder auch Leistungsanforderungen an das EMT-Backend übermittelt. Dies kann beispielsweise dann erfolgen, wenn ein Nutzer einen zusätzlichen Leistungsbedarf anmeldet, etwa für das Laden eines Elektrofahrzeugs. Die Anmeldung ist in dem Fall bildlich zu verstehen, insofern dass er z.B. an seiner Wallbox den „Fast“-Lademodus einstellt, um volle 11kW Ladeleistung zu nutzen.

Die übermittelten Informationen dienen dem EMT-Backend als Grundlage für übergeordnete Optimierungsprozesse, in deren Rahmen die verfügbare Leistung im Gesamtsystem koordiniert und geeignete Steuermaßnahmen für weitere Energiemanagementsysteme abgeleitet werden.

Im zweiten Fall wird die Kommunikation durch den aEMT initiiert. Nach entsprechender Autorisierung durch den Gateway-Administrator kann ein Kommunikationskanal zum CLS aufgebaut werden, über den Steuerbefehle oder Datenabfragen erfolgen. Dies ermöglicht es dem Backend, aktiv auf die Betriebsweise der lokalen Systeme einzuwirken.

Durch die Kombination dieser beiden Kommunikationsrichtungen entsteht eine bidirektionale Interaktion, die sowohl die Erfassung von Systemzuständen als auch die Umsetzung von Steuerungsmaßnahmen erlaubt. Für jegliche Funktionen des Schwarmprinzips bedarf es demnach Datenaustausch in verschiedene Richtungen im Umfeld der betrachteten Infrastruktur.

Abbildung 3 zeigt beispielhaft die Einbindung von CLS-Komponenten in die HAN-Architektur eines Smart-Meter-Gateways gemäß der BSI-Richtlinie [14]. Das SMGW bildet dabei die zentrale Kommunikationsinstanz und stellt über seine TLS-Proxy-Funktion eine sichere Verbindung zu externen Kommunikationspartnern im WAN her. Innerhalb des Home Area Networks (HAN) können mehrere CLS-Komponenten angebunden sein, die jeweils über einen CLS-Kommunikationsadapter verfügen. Die Abbildung verdeutlicht, dass diese CLS-Komponenten unterschiedlich ausgeprägt sein können. Einerseits existieren isolierte CLS-Komponenten, die ausschließlich innerhalb des HAN betrieben werden und keine weiteren Netzwerke oder Dienste einbinden. Andererseits können CLS-Komponenten zusätzliche Funktionalitäten bereitstellen und über ein lokales

Netzwerk (LAN) mit weiteren Systemen oder nachgelagerten Komponenten kommunizieren. Die nachgelagerten Komponenten umfassen dabei physische Geräte wie steuerbare Verbrauchseinrichtungen, Erzeugungsanlagen oder Speicher, die durch das Energiemanagementsystem koordiniert werden. Die Kommunikation zwischen CLS-Komponente und diesen Geräten erfolgt außerhalb des SMGW, beispielsweise über lokale Protokolle oder Standards wie EEBUS. Die farbliche Trennung in der Abbildung verdeutlicht die unterschiedlichen Kommunikationsdomänen. Während der blaue Bereich das geschützte HAN des SMGW repräsentiert, stellt der gelbe Bereich lokale Netzwerke dar, in denen zusätzliche Dienste und Systemfunktionen realisiert werden können. Insgesamt wird deutlich, dass das Energiemanagementsystem als CLS-Komponente die zentrale Schnittstelle zwischen der SMGW-Infrastruktur und den physikalischen Anlagen bildet. Es übernimmt die Rolle eines lokalen Koordinators, während die übergeordnete Kommunikation ausschließlich über das SMGW erfolgt.

Abbildung 3 CLS-Komponenten in der HAN-Architektur

[14]

4.6 Anwendungsfall: Netzdienliche Steuerung

Ein zentraler Anwendungsfall des entwickelten Systems ist die netzdienliche Steuerung verteilter Energiemanagementsysteme auf Basis von Netzzustandsdaten. Hierbei soll verhindert werden, dass das Netz in einen kritischen Zustand gerät der nach [5] eine netzorientierte Steuerung durch den Netzbetreiber zur Folge hätte. Weiterhin ergibt sich der Vorteil, dass im Falle des Schwarmprinzips auch die Einbindung von Anlagen denkbar ist, die nicht an §14a EnWG teilnehmen (müssen) und deren Leistungsbezug oder Lieferung demnach im Rahmen von §14a EnWG auch nicht beeinflusst werden könnte.

Hierbei werden über den in [8] definierten Anwendungsfall TAF10 relevante Netzgrößen wie Leistungen, Spannungen oder Ströme erfasst und an das EMT-Backend übermittelt. Die Datenübertragung kann dabei sowohl periodisch als auch ereignisgesteuert erfolgen, beispielsweise bei Überschreitung definierter Grenzwerte.

Das aEMT-Backend analysiert die eingehenden Daten und identifiziert potenzielle Netzengpässe oder Optimierungspotenziale. Auf Basis dieser Informationen werden geeignete Steuermaßnahmen berechnet und über die SMGW-Infrastruktur an die jeweiligen Energiemanagementsysteme zurückgesendet. Die EMS setzen diese Steuerbefehle um, indem sie die nachgelagerten Komponenten entsprechend anpassen, beispielsweise durch Lastverschiebung oder Anpassung der Einspeisung. Damit entsteht ein geschlossener Regelkreis aus Datenerfassung, Analyse und Steuerung, der eine koordinierte und netzdienliche Betriebsführung ermöglicht.

Wichtig ist nach den beschriebenen Umständen in Abschnitt 4, dass diese Form der Regelung und Steuerung nur in freiwilligem Rahmen realisierbar ist. Die verpflichtende und nicht auszusetzende Steuerung von Anlagen wie sie nach §14a EnWG erfolgen kann, ist stets priorisiert zu betrachten und kann weder vom Anschlussnehmer noch von Entscheidungen im Backend des aEMT beeinflusst oder überschrieben werden.

4.7 Einordnung und Bewertung

Das vorgestellte Systemkonzept entspricht vollständig den Anforderungen der BSI TR-03109-1 [8] und BSI TR-03109-5 [14] und nutzt die dort definierten Kommunikationsmechanismen konsequent aus.

Ein wesentlicher Vorteil der Architektur liegt in der hohen Sicherheit und Interoperabilität, die durch die Nutzung standardisierter Schnittstellen und Zertifikatsmechanismen gewährleistet wird. Gleichzeitig ermöglicht die indirekte Kommunikation über das EMT-Backend eine flexible und skalierbare Koordination verteilter Systeme.

Einschränkungen ergeben sich insbesondere durch die hohe Komplexität der Infrastruktur sowie die Abhängigkeit von zentralen Komponenten wie dem SMGW und dem EMT-Backend. Zudem ist die Kommunikation stark reglementiert und erfordert eine sorgfältige Konfiguration der zugrundeliegenden Profile.

Dennoch stellt das Konzept eine robuste und zukunftsfähige Grundlage für die Integration und Koordination verteilter Energiemanagementsysteme im intelligenten Stromnetz dar.

5 Technische Umsetzung

5.1 Backend des aEMT

Die Umsetzbarkeit hängt maßgeblich von der Ausgestaltung des Backend beim aEMT ab, der die Kommunikation der EMS miteinander über die SMGW-Infrastruktur koordiniert. Da nur er als externer Marktteilnehmer Messwertabfragen und Regelungseingriffe vornehmen darf, ist das entsprechende Backend von besonderer Bedeutung. Auf Anforderung von einem Mitglied des Schwarms muss das Backend geeignet reagieren können und über die entsprechenden Kommunikationswege, die im vorigen Kapitel vorgestellt wurden, Informationsaustausch an weitere Mitglieder des Schwarms veranlassen. Zur beispielhaften Darstellung dieser Prozesse eignet sich eine Tabelle. Der Auslöser startet hierbei jeweils den Kommunikations- und Steuerprozess. Auslöser können neben dem *Backend_EMT* einzelne EMS in Haushalten sein, wie *EMS_HH_1* oder Gruppen von EMS wie *EMS_HH_1_2*.

Auslöser	**Anforderung oder Ereignis**	**Verarbeitung im Backend des aEMT**	**Systemreaktion / Ausgabe**
EMS_HH_1	Erhöhter Leistungsbedarf (z. B. Wallbox 11 kW)	Aggregation der aktuellen Netzlast und Bewertung der Engpasssituation	Anpassung der Zielwerte für andere EMS zur Vermeidung eines Engpasses
EMS_HH_1_2	Regelmäßige Übermittlung von Messwerten	Kontinuierliche Netzzustandsermittlung und Lastflussbewertung	Keine direkte Aktion oder präventive Anpassung von Zielwerten
Backend_EMT	Erkennung eines drohenden Engpasses	Berechnung eines netzdienlichen Zielzustands für das Gesamtsystem	Versand angepasster Zielwerte an alle betroffenen EMS
EMS_HH_2	Empfang eines Zielwerts	Lokale Optimierung unter Berücksichtigung der eigenen Flexibilitäten	Anpassung von Lasten (z. B. Reduktion Ladeleistung Wallbox)
EMS_HH_3	Verfügbare Flexibilität (z. B. Speicher)	Berücksichtigung im Optimierungsprozess	Nutzung zur Netzstabilisierung (z. B. Einspeisung oder Lastverschiebung)

[eigene Tabelle]

Um beispielsweise die Anforderung *Erkennung eines drohenden Engpasses* zu gewährleisten, sind Routinen denkbar, die regelmäßig und ohne Ereignis, außer dem Vorliegen eines bestimmten Zeitpunkts, ausgelöst werden und zur Folge haben, dass das Backend

Messwerte von allen teilnehmenden EMS des Schwarms erhält. Wie in Kapitel 3 beschrieben ist es dann möglich, anhand vorgegebener Grenzwerte die Netzsituation zu bewerten und ggf. weitere Maßnahmen zu veranlassen. Die Granularität der Messwertlieferung in solchen Routinen ist maßgeblich von den Übertragungskapazitäten und der stetigen Gewährleistung der Priorität von gesetzmäßig festgelegter, netzbetreiberseitiger Kommunikation abhängig. Weiterhin ist von Bedeutung, dass die Teilnehmer des Schwarms im Vorfeld bestimmte Flexibilitätseinbußen und zugehörige Zeiträume fest vereinbaren, um zu vermeiden, dass einander gegensätzliche Regelungen durch das Backend veranlasst werden oder Teilnehmer des Schwarms beispielsweise eine für sie nachteilige, unausgewogene Leistungsregelung beanstanden.

5.2 EMS im Haushalt

Damit das Backend die beschriebenen Funktionen ausführen kann, ist es erforderlich, dass die steuerbaren Verbrauchs- und Erzeugungseinrichtungen innerhalb des Home Area Network (HAN) an ein lokales Energiemanagementsystem angebunden sind. Hierfür sind einheitliche und standardisierte Kommunikationsschnittstellen notwendig.

Die Kommunikation zwischen EMS und den angeschlossenen Anlagen erfolgt bidirektional. Einerseits werden aktuelle Zustände wie Leistungsaufnahme oder Betriebsstatus an das EMS übermittelt, andererseits setzt das EMS Steuerungsmaßnahmen in Form von Sollwertvorgaben oder Leistungsbegrenzungen um.

In der praktischen Umsetzung erfolgt die Anbindung häufig über digitale Kommunikationsprotokolle innerhalb des lokalen Netzwerks. Eine weit verbreitete Lösung stellt hierbei *Modbus TCP* dar, welches insbesondere aufgrund seiner einfachen Implementierung und breiten Unterstützung durch Hersteller im Bereich von Energieanlagen eingesetzt wird.

Viele moderne Verbrauchseinrichtungen, wie Wallboxen, Wärmepumpen oder Batteriespeicher, verfügen über entsprechende digitale Schnittstellen und unterstützen standardisierte Kommunikationsprotokolle. Beispielhaft bieten Wallboxen wie die Mennekes Amtron Serie oder die go-e Charger Modelle entsprechende Schnittstellen zur Integration in Energiemanagementsysteme an, häufig basierend auf Modbus TCP [15, 16].

Auch das Open Charge Point Protocol (OCPP) bietet alle Kommunikationsmöglichkeiten und ist weit verbreitet. Vor allem bei mehreren Ladestationen in einer Liegenschaft eignet sich die Nutzung dieses Protokolls [17].

Die Einbindung dieser Geräte in ein EMS erfolgt in der Regel über vom Hersteller bereitgestellte Schnittstellenbeschreibungen oder Softwarebibliotheken. Diese ermöglichen

eine strukturierte Kommunikation zwischen EMS und Endgerät und stellen die notwendigen Funktionen zur Steuerung und Zustandsabfrage bereit.

Im Gegensatz dazu sind rein analoge Steuerungsverfahren, beispielsweise über Relaiskontakte, für die in dieser Arbeit betrachtete, kooperative Regelungsstrategie nur eingeschränkt geeignet. Aufgrund der fehlenden Rückkanalfähigkeit sowie der begrenzten Informationsübertragung ermöglichen sie keine flexible und zustandsabhängige Steuerung. Daher wird im Rahmen dieser Arbeit ausschließlich die Nutzung digitaler, bidirektionaler Kommunikationsschnittstellen betrachtet.

5.3 Infrastrukurelle Anforderungen

Die Umsetzung des beschriebenen Konzepts setzt die Verfügbarkeit einer entsprechenden Mess- und Kommunikationsinfrastruktur voraus. Eine zentrale Rolle spielt hierbei das SMGW und die moderne Messeinrichtung (mMe), zusammen als iMSys bezeichnet.

Der flächendeckende Rollout intelligenter Messsysteme in Deutschland erfolgt jedoch bislang nur schrittweise. Trotz gesetzlicher Vorgaben ist die Verfügbarkeit von Smart Meter Gateways insbesondere im Niederspannungsbereich noch begrenzt, wodurch die praktische Umsetzung entsprechender Konzepte derzeit eingeschränkt ist.

Mit der Einführung neuer regulatorischer Vorgaben, insbesondere im Zusammenhang mit §14a EnWG, gewinnt der Einbau intelligenter Messsysteme weiter an Bedeutung. Für steuerbare Verbrauchseinrichtungen, wie Ladeeinrichtungen für Elektrofahrzeuge oder Wärmepumpen, ist der Einsatz entsprechender Infrastruktur verpflichtend vorgesehen [18].

Aufschluss zum Status des Smart-Meter-Rollouts in Deutschland und somit zur möglichen Implementierbarkeit der in dieser Arbeit vorgestellten Mechanismen geben folgende Statistiken zum Stichtag am 30.09.2025:

Pflichteinbaufälle iMSys in DE				
Rechtsgrundlage	**Ziel**	**Quoterelevante Pflichteinbaufälle zur Ausstattung mit iMSys**	**Erreichte Anzahl iMSys bei gMSB**	**Ausstatungsquote über alle gMSB [%]**
§45 Abs. 1 Nr.4 MsbG Verbrauch 6.100 MWh/a sowie steuVE nach §14a EnWG	20 % bis 31.12.25	4.651.943	941.170	20,2

[eigene Tabelle nach [18]]

Neben verpflichtenden Einbaufällen besteht grundsätzlich auch die Möglichkeit eines freiwilligen Einbaus intelligenter Messsysteme. In der praktischen Umsetzung werden jedoch verpflichtende Einbaufälle priorisiert, wodurch freiwillige Anfragen nachrangig behandelt werden.

Messlokationen in Deutschland		
	Anzahl	**Anteil [%]**
Gesamt	53.882.828	100
mMe	28.231.914	52,4
iMSys (mMe + SMGW)	2.029.979	3,8

[eigene Tabelle nach [18]]

Die Einbauquote intelligenter Messsysteme variiert deutlich mit der Größe der Messstellenbetreiber und liegt bei großen Betreibern (>500.000 Messlokationen) durchschnittlich bei 25,0 %, während sie bei kleineren Betreibern (<30.000 Messlokationen) lediglich etwa 8,2 % beträgt, wodurch signifikante Unterschiede in der Umsetzung abhängig von der Größe des Netzbetreibers erkennbar werden [18].

Die Verfügbarkeit der SMGW-Infrastruktur stellt somit eine wesentliche Voraussetzung für die Umsetzung der in dieser Arbeit entwickelten kooperativen Regelungsstrategie dar und ist maßgeblich von der Geschwindigkeit des Rollouts sowie der Umsetzung durch die Messstellenbetreiber abhängig.

6 Fazit und Ausblick

Die vorliegende Arbeit zeigt, dass intelligente Messsysteme und die damit verbundene Kommunikationsinfrastruktur eine zentrale Rolle für das Gelingen der Energiewende einnehmen. Insbesondere vor dem Hintergrund zunehmender Dezentralisierung, steigender elektrischer Lasten durch Elektromobilität sowie wachsender Anteile erneuerbarer Energien wird die Fähigkeit zur netzdienlichen Steuerung von Verbrauchseinrichtungen immer relevanter. Die hier betrachteten Konzepte leisten einen wichtigen Beitrag, um Transparenz, Steuerbarkeit und Effizienz im Niederspannungsnetz zu erhöhen.

Ein wesentlicher Vorteil der beschriebenen Kommunikationslösungen liegt in der Möglichkeit, Flexibilitäten gezielt und situationsabhängig zu nutzen. Im Gegensatz zu pauschalen Regelungen, wie sie beispielsweise im Rahmen von §14a EnWG Anwendung finden, erlauben energiemanagementsystembasierte Ansätze eine deutlich differenziertere Betrachtung des tatsächlichen Anlagenbetriebs. Während bei statischen Leistungsbegrenzungen nicht ersichtlich ist, ob eine steuerbare Verbrauchseinrichtung – etwa eine Wallbox – tatsächlich aktiv ist, ermöglicht die Einbindung eines Energiemanagementsystems eine bedarfsgerechte und präzisere Steuerung. Dadurch kann der Leistungsbezug gezielt reduziert werden, ohne unnötig in den Betrieb inaktiver Anlagen einzugreifen. Dies erhöht sowohl die Effizienz netzdienlicher Maßnahmen als auch die Akzeptanz auf Seiten der Anschlussnutzer.

Gleichzeitig bleibt die Entscheidungsfreiheit der Anschlussnutzer ein zentraler Aspekt. Die Teilnahme an entsprechenden Steuerungsmechanismen stellt stets einen Kompromiss zwischen der Bereitstellung von Flexibilität für das Energiesystem und dem Erhalt individueller Nutzungsspielräume dar. Die in dieser Arbeit beschriebenen Ansätze zeigen jedoch, dass durch intelligente Kommunikation und transparente Steuerungskonzepte Lösungen geschaffen werden können, die sowohl netzdienlich als auch nutzerorientiert sind.

Mit Blick auf die zukünftige Entwicklung kommt Energiemanagementsystemen eine Schlüsselrolle zu. Sie fungieren zunehmend als Schnittstelle zwischen Netz, Erzeugung, Speicherung und Verbrauch innerhalb von Liegenschaften. Durch die Aggregation und intelligente Auswertung von Mess- und Steuerdaten ermöglichen sie eine optimierte Betriebsführung und eröffnen zusätzliche Potenziale zur Integration erneuerbarer Energien. Insbesondere im Zusammenspiel mit intelligenten Messsystemen kann so ein wesentlicher Beitrag zur Netzstabilität und zur Reduktion von Lastspitzen geleistet werden.

Für eine breite Umsetzung der beschriebenen Konzepte ist jedoch die Standardisierung von Schnittstellen von entscheidender Bedeutung. Insbesondere im Bereich des Home

Area Network (HAN), in dem das Smart-Meter-Gateway mit dem Energiemanagementsystem kommuniziert, sind einheitliche und interoperable Kommunikationsstandards erforderlich. Bereits heute etablierte Protokolle wie EEBUS sowie Modbus TCP und RTU bilden hierfür eine geeignete Grundlage, deren weitere Verbreitung und Standardisierung maßgeblich zur Marktdurchdringung beitragen werden.

Eine potenzielle Herausforderung im zukünftigen Rollout stellt die Kommunikation der Smart-Meter-Gateways über Mobilfunk dar. Da hierfür eine ausreichende Netzabdeckung vorausgesetzt wird, können in bestimmten Regionen Einschränkungen auftreten, die die zuverlässige Anbindung beeinträchtigen. Dies kann sich insbesondere in ländlichen Gebieten oder in baulich abgeschirmten Umgebungen als limitierender Faktor erweisen und sollte bei der weiteren Planung und Umsetzung berücksichtigt werden.

Zusammenfassend lässt sich festhalten, dass die Kombination aus intelligenten Messsystemen, standardisierten Kommunikationsschnittstellen und leistungsfähigen Energiemanagementsystemen ein hohes Potenzial für die zukünftige Ausgestaltung eines flexiblen und stabilen Energiesystems bietet. Die in dieser Arbeit dargestellten Ansätze zeigen, dass durch gezielte Weiterentwicklungen sowohl technische als auch regulatorische Herausforderungen adressiert werden können. Damit bilden sie eine wichtige Grundlage für eine nachhaltige und effiziente Transformation der Energieversorgung.

Literaturverzeichnis

1. Bundesverband der Energie und Wasserwirtschaft e.V. (bdew). Vision Netzbetrieb für die Niederspannung. 2024.
2. BMWK-Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz. Dritter Wärmepumpengipfel: Breites Akteursbündnis bekräftigt Zusammenarbeit beim Wärmepumpenhochlauf [Internet]. [zitiert 23. Mai 2024]. Verfügbar unter: https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Pressemitteilungen/2023/09/20230919-dritter-waermepumpengipfel-breites-akteursbuendnis-bekraeftigt-zusammenarbeit-beim-waermepumpenhochlauf.html
3. Bundesnetzagentur (BNetzA). Genehmigung des Szenariorahmens 2023-2037/2045. 2022.
4. BET - Büro für Energiewirtschaft und technische Planung GmbH. BET-Projekt Leitungspartner: Kick-Off Veranstaltung [Präsentation]. Präsentation gehalten auf der. 22. Februar 2024.
5. Bundesnetzagentur (BNetzA), Beschlusskammer 6. Beschluss BK6-22-300 Integration von steuerbaren Verbrauchseinrichtungen und steuerbaren Netzanschlüssen nach §14a EnWG. 2023.
6. Bild Leistungsbedarf Abbildung 1 [Internet]. VDE. Verfügbar unter: https://www.vde.com/de/fnn/themen/flexibilitaeten/steuerung-von-flexibilitaeten
7. Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik [Internet]. [zitiert 27. März 2026]. Smart Metering Systems. Verfügbar unter: https://www.bsi.bund.de/DE/Themen/Unternehmen-und-Organisationen/Standards-und-Zertifizierung/Smart-metering/smartmeter.html?nn=127006
8. Technische Richtlinie BSI TR-03109-1, Anforderungen an die Interoperabilität der Kom-munikationseinheit eines intelligenten Messsystems.
9. DENA. Leitfaden Regulatorische Vorgaben für externe Marktteilnehmer (EMT) Status quo der Anforderungen für die Kommunikation mit intelligenten Messsystemen und die Nutzung der Smart Meter Gateway Infrastruktur in Deutschland. 2024.
10. Noah Nießen. Erarbeitung von Parametern zur Identifizierung von Netzengpasssituationen im Kontext von §14a EnWG bei der Leitungspartner GmbH. 2024.
11. Adolf J. Schwab. Elektroenergiesysteme - Smarte Stromversorgung im Zeitalter der Energiewende. 7. Aufl. Springer Vieweg.
12. Bundesnetzagentur - Redispatch [Internet]. [zitiert 27. März 2026]. Verfügbar unter: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Versorgungssicherheit/Netzengpassmanagement/Engpassmanagement/Redispatch/start.html
13. BSI TR-03109 Dachdokument.
14. BSI. Technische Richtlinie BSI TR-03109-5 Kommunikationsadapter. 2023.
15. Datenblatt Mennekes Amtron [Internet]. Verfügbar unter: https://www.mennekes.de/fileadmin/MEN-Deutschland/emobility/01_documents/07_bedienungsanleitungen/3331770_BA-IA_AMTRON_4Business_700_11_22_eichrechtskonform_FW1.3_v02_2025-06-27.pdf
16. Produktseite go-e Charger [Internet]. Verfügbar unter: https://go-e.com/de-at/produkte/go-e-charger-gemini.
17. Team TMH. Modbus: Zukunftssichere Ladeinfrastruktur [Internet]. 2020 [zitiert 27. März 2026]. Verfügbar unter: https://www.mobilityhouse.com/de_de/knowledge-center/artikel/offene-schnittstellen-modbus-im-energiemanagement-mit-elektroautos
18. Bundesnetzagentur - Homepage - Roll-out intelligente Messsysteme: Quartalsweise Erhebungen [Internet]. [zitiert 27. März 2026]. Verfügbar unter: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/NetzzugangMesswesen/MessundZaehlwesen/iMSys/artikel.html