

Projektbericht: Data4Grid

Potenziale von Datenanalysen und Künstlicher Intelligenz für
Stromnetzbetreiber.

umlaut im Auftrag der Deutschen Energie-Agentur



Inhaltsverzeichnis

Executive Summary	3
Motivation	4
Ablauf des Projekts	5
Herausforderungen der Netzbetreiber	6
Identifizierung der Digitalen Challenges	8
Auswahl der Teams und Umsetzungsphase	13
Challenge 1: Szenarioanalysen zur Nutzung von Elektromobilität	15
Challenge 2: Evaluierung relevanter Messstellen zur Erhöhung der Netztransparenz	17
Challenge 3: KI-gestützte Verbrauchsprognosen auf Basis von Smart-Meter-Daten	19
Fazit und Ausblick	21

Executive Summary

Die zunehmende Dezentralisierung der Stromerzeugung, die Sektorkopplung und die Novellierung der Anreizregulierungsverordnung sind nur einige der Herausforderungen, mit denen sich Stromnetzbetreiber in naher Zukunft konfrontiert sehen. In einem immer vernetzteren Energiesystem steigt die Bedeutung von intelligenter Steuerung und schnelleren Entscheidungen. Durch die Fortschritte im Bereich der Datenerfassung und –auswertung erhalten die Netzbetreiber Werkzeuge an die Hand, mit denen sie die Chancen der Digitalisierung der Stromnetze für sich nutzen können. Besondere Aufmerksamkeit erhalten hierbei die Methoden der Künstlichen Intelligenz, welche im Projekt „Data4Grid“ im Fokus standen. In einer Kooperation aus der dena, umlaut und einem Gremium aus 14 Netzbetreibern wurde über die Entwicklung mehrerer Proof of Concepts für datenbasierte Lösungen der Frage nachgegangen, wie diese einen Mehrwert für das Verteilnetz der Zukunft bieten können.

Im ersten Teil des Projekts wurden in Workshops die wichtigsten Herausforderungen der Netzbetreiber identifiziert und unterstützt durch eine Schulung über KI-Methoden in Anwendungsfälle für datengetriebene Lösungen und Künstliche Intelligenz übersetzt. **Szenarioanalysen zur Nutzung von Elektromobilität (Challenge 1), Erhöhung der Netztransparenz (Challenge 2) und Verbrauchsprognosen auf Smart-Meter-Basis (Challenge 3)** konnten als die in diesem Projektrahmen relevantesten Herausforderungen erarbeitet und im zweiten Projektteil als digitale Challenge ausgeschrieben werden. Je Challenge erhielten drei Universitäts-/Start-up-Teams die Chance, ihre Idee in Kooperation mit den Netzbetreibern über einen Zeitraum von drei Monaten in ein datenbasiertes Konzept umzusetzen.

Die Ergebnisse in Challenge 1 liefern eine Prognose der Wallbox-Installationen für das betrachtete Netzgebiet bis in das Jahr 2050. Darüber hinaus konnten dem Netzbetreiber-Paten der ersten Challenge Erweiterungen des Basis-Datensatzes zu privaten Wallbox-Installationen präsentiert werden, die den Bottom-up-Ansatz der erstellten Vorhersagen präzisieren würden. Im Open-Innovation-Ansatz in Challenge 2 wurden die Teams gefordert, Konzepte zu entwickeln, welche unter minimalen Einsatz von Messtechnik ein Optimum an Netztransparenz erzeugen. Anhand von Beispiel-Netzgebieten konnten die Ergebnisse der Teams validiert und den Netzbetreibern Mehrwerte für die effiziente Einsatzplanung von Messtechnik bewiesen werden. Das Ziel in Challenge 3 bestand in der Entwicklung präziser Verbrauchsprognosen auf Basis von Smart-Meter-Daten, sowohl für Einzelverbraucher als auch Verbraucher-Cluster. Die in den Ansätzen variierenden Machine-Learning-Modelle der Teams konnten beweisen, dass bereits für eine kleine Anzahl von Smart-Metern akkurate Vorhersagen möglich sind und sich eine Veränderung der Standardlastprofile abzeichnet.

Motivation

Energiesysteme in Deutschland und der Welt befinden sich im Umbruch. Insbesondere die Stromverteilnetze gewinnen durch die Dezentralisierung des Energiesystems an Bedeutung. Die aus der Volatilität der Erzeugung, der Sektorenkopplung und der Flexibilisierung resultierende Komplexität stellt die Akteure der Energiewirtschaft vor große Herausforderungen, welche nur im Verbund und mit innovativen Lösungsansätzen bewerkstelligt werden können. Zukünftig gilt es, mehr Informationen zu erheben und neue Methoden der Datenverarbeitung zu etablieren. Die Fortschritte im Bereich der digitalen Technologien eröffnen den Netzbetreibern hier neue Perspektiven. So werden beispielsweise die fluktuierende Erzeugung erneuerbarer Energien durch digitale Anbindungen mittels Smart Meter Gateways optimal nutzbar gemacht und ein integriertes Energiesystem, das den Verkehrs-, Gas-, Wärme- und Stromsektor verknüpft, ermöglicht. Allerdings stellt die Flut an Daten für die Netzbetreiber bislang mehr eine weitere Herausforderung dar, als dass sie einen Vorteil generiert. Datengetriebene Lösungen und Künstliche Intelligenz können den Aufwand zur Bewältigung dieser Datenmengen reduzieren. Sie bilden die Grundlage für eine schnelle Datenauswertung und können als Entscheidungshilfen zur Lösung komplexer Aufgaben der Netzbetreiber genutzt werden.

Das von der Deutschen Energie-Agentur (dena) im Auftrag des BMWK initiierte Future Energy Lab vereint zu diesem Zweck Akteure aus Digital- und Energiewirtschaft in der konkreten Erprobung digitaler Energie- und Klimatechnologien, um einen Beitrag zur Energiewende zu leisten. 2021 wurde aus dem bisher weitgehend virtuellen Projekt ein Zukunftsort und Reallabor der Energiewende. Das Projekt „Data4Grid“, welches unter dem Dach des Future Energy Labs durchgeführt wird, verfolgt in einem wirtschafts- und wissenschaftsübergreifenden Ansatz das Ziel, Lösungen im Bereich der Data Sciences für Netzbetreiber zu entwickeln.

Das Projekt „Data4Grid“ gliederte sich in zwei Teile: In einem praktischen Projektansatz sind Datenanalysen und KI in konkrete Verbindung mit Herausforderungen von Netzbetreibern gestellt worden. Dieser Praxisteil wurde durch ein wissenschaftliches Gutachten begleitet.

Der vorliegende Bericht thematisiert dabei die praktische Projektphase, welche in erster Linie zwei Ziele verfolgte: Einerseits sollen mit den 14 am Projekt beteiligten Verteilnetzbetreibern (s. Abbildung 1) bestehende und absehbar wachsende Herausforderungen und damit mögliche Anwendungsfälle für KI bzw. smarte Datenanalysen in den Verteilnetzen identifiziert und diskutiert werden. Andererseits soll der Fortschritt für den Einsatz von KI in der Praxis vorangetrieben werden, indem Start-ups und universitäre Teams im Rahmen eines Wettbewerbes in Begleitung der Verteilnetzbetreiber als Paten, Prototypen für ausgewählte Anwendungsfälle entwickeln.



Abbildung 1 Übersicht der am Projekt involvierten Netzbetreiber

Ablauf des Projekts

Das Projekt „Data4Grid“ war in die Projektteile A – Identifikation von Anwendungsfällen und B – Entwicklung von Prototypen unterteilt (s. Abbildung 2). Im ersten Teil lag der Fokus auf einem Diskurs zwischen den teilnehmenden Netzbetreibern und der Beschreibung von verschiedenen Technologien (u. a. Künstliche Intelligenz) für Stromverteilernetze. Darauf aufbauend war das Ziel im zweiten Projektteil die Entwicklung von Konzepten und Prototypen von universitären Teams und Start-ups in einer mehrmonatigen Umsetzungsphase.



Abbildung 2 Übersicht der Projektphasen

Nach dem initialen Kick-off wurde die inhaltliche Bearbeitung in Schritt 2 aufgenommen. In dem von umlaut durchgeführten Workshop konnten in einem Diskurs unter den Netzbetreibern zentrale Herausforderungen für die Transformation der Stromnetze identifiziert werden. Als Basis für die Ausarbeitung der digitalen Challenges in Schritt 4 wurde zuvor eine optionale KI-Grundlagenschulung von umlaut angeboten, die einen konstruktiven Austausch zu Themen der Datenanalyse ermöglicht hat. Außerdem wurden Risiken und Herausforderungen von KI-Projekten anwendungsbezogen erläutert, die es bei der Auswahl digitaler Challenges zu beachten gilt. Mit diesem Wissen war es den Netzbetreibern in Schritt 4 möglich, digitale Challenges zu erarbeiten und aus einer Longlist von sechs KI-Anwendungsfällen die drei zu identifizieren, welche für die Umsetzung in Projektteil B am erfolgversprechendsten schienen.

In Schritt 5 wurden durch umlaut aus den drei ausgewählten Challenges der Netzbetreiber ein Wettbewerb initiiert, für den sich universitäre Teams oder Start-ups über die Plattform Innoloft bewerben konnten. Neben den Kompetenzen der Teams wurden erste Konzept-Ideen für die Vorauswahl der Teams berücksichtigt, um die Favoriten für einen Pitch-Workshop vor dem Netzbetreibergremium auszuwählen. Aus den zahlreichen Bewerbungen erhielten 14 Teams eine Einladung und die Netzbetreiber entschieden sich als Jury für die finalen drei Bearbeitungsteams je Challenge.

Für die Umsetzungsphase in Schritt 6 konnten sich die Netzbetreiber als Paten für eine Challenge zuordnen, um den Teams als Experten zur Verfügung zu stehen. In getrennten Arbeitstreffen je Challenge hatten die Teams die Chance, ihre Zwischenergebnisse zu präsentieren und Fragen an die Paten

zu stellen. Die Fortschritte der Gruppen wurde in drei Meilensteinen erfasst, die sich von einer ersten Datenanalyse über die Modellierung bis zu einer vollständigen Projektdokumentation erstreckten.

Nach der Umsetzung der Ideen und Konzepte bekamen die Teams in Schritt 7 zwei Möglichkeiten, ihre Lösung zu präsentieren. Zunächst im Rahmen einer internen Ergebnis-Präsentation vor der Jury aus den Netzbetreibern. Dieser Termin eröffnete den Paten die Gelegenheit, detaillierte Rückfragen zu stellen und ihre Bewertung zu finalisieren. Im Rahmen einer öffentlichen dena-Veranstaltung erhielten die Teams die Möglichkeit, sich und ihre erarbeiteten Konzepte am Future Energy Lab in Berlin in Form von Pitches zu präsentieren und wurden im Zuge der offiziellen Siegerehrung ausgezeichnet.

Herausforderungen der Netzbetreiber

Die Energiewende führt zu weitgreifenden Veränderungen in der Energiewirtschaft und einer nachhaltigen Umgestaltung der Energieversorgung. Dezentrale Stromerzeugungs- und Speichereinheiten lösen zunehmend große konventionelle Kraftwerke ab und führen zu bidirektionalen Leistungsflüssen im Stromnetz. Auf der Verbraucherseite ist die Energiewende geprägt von einem Wandel des Konsumenten zum Prosumenten, der auch als Erzeuger am Markt auftritt sowie der Elektrifizierung des Mobilitäts- und Wärmesektors. Diese Entwicklungen führen zu einer erhöhten Volatilität im Stromnetz, welche vor allem die Netzbetreiber vor herausfordernde Aufgaben stellt.

Gleichzeitig führen regulatorische Anpassungen sowie neue technische Möglichkeiten zu einem kontinuierlich steigenden Grad der Vernetzung. Die Einführung des Redispatch 2.0 beispielsweise zwingt die Übertragungsnetzbetreiber ihren Informationsaustausch mit den Verteilnetzbetreibern auszubauen. Der Smart Meter Rollout im Zuge des Gesetzes zur Digitalisierung der Energiewende steht exemplarisch für die flächendeckende Integration kommunikationsfähiger Hardware. Im industriellen Kontext wird diese Entwicklung unter den Begriffen Industrie 4.0 und Internet of Things (IoT) zusammengefasst. Als Folge dieser Vernetzung werden zunehmend größere Datenmengen erfasst und gespeichert.

Die Daten können genutzt werden, um die Planung und den Betrieb des Stromnetzes sowie damit zusammenhängende Aufgabenfelder der Netzbetreiber zu optimieren. Im Rahmen der Entscheidungsfindungen müssen zahlreiche Einflussfaktoren, häufig echtzeitnah, berücksichtigt werden, um auf Schwankungen in der Erzeugung und im Verbrauch zu reagieren und gleichzeitig die Netzstabilität nicht zu gefährden. Ein Technologiefeld, das sich bei der Analyse und Auswertung großer Datenmengen in den vergangenen Jahren als äußerst effektiv erwiesen hat, sind die Methoden der Künstlichen Intelligenz (KI).

Die steigende Komplexität, der sich Netzbetreiber z.B. in der Netzplanung und Systemführung aufgrund von Elektromobilität und Sektorenkopplung stellen müssen, kann perspektivisch nicht mehr mit konventionellen Methoden beherrscht werden. Die Verarbeitung und Interpretation der anfallenden Datenmengen würden die Fähigkeit des Menschen übersteigen. Um den Anforderungen an ein flexibles und nachhaltiges Stromnetz gerecht zu werden, müssen daher neue, intelligente Methoden eingesetzt werden. Mithilfe von datenbasierten Systemen erhalten Netzbetreiber die Werkzeuge, um die aus ihren neuen Rollen in der Energieversorgung entstehenden Anwendungsfälle zu bewältigen. Einige

dieser Anwendungsfälle sind im Projekt Data4Grid in Kooperation mit einem Netzbetreibergremium herausgearbeitet worden.

Dazu wurde eine initiale Workshopserie aufgesetzt, in deren Rahmen gemeinsame Herausforderungen aus dem Netzbetreiber-Gremium identifiziert und geschärft wurden. Die folgende Abbildung 3 zeigt eine Auswahl der Herausforderungen, die für dieses Projekt als zentral identifiziert wurden. Des Weiteren ist im Projekt eine **Landkarte** erarbeitet worden, die ein umfassenderes Bild vermittelt.

Netzbetrieb	Netzausbau
<ul style="list-style-type: none"> • Störungsmanagement • Blindleistungsregelung • Integration Power-to-X (E-Mobilität und EE) 	<ul style="list-style-type: none"> • Priorisierung von Netzausbauprojekten • Ressourcenplanung
Systemführung	Netzplanung
<ul style="list-style-type: none"> • Redispatch 2.0 • Geringe Netztransparenz • Netzdienliche Steuerung (flexible Verbraucher) 	<ul style="list-style-type: none"> • Szenarioanalysen EE, Power-to-X, E-Mobilität • Erstellen digitaler Netzmodelle • Koordination mit Behörden und anderen Stakeholdern
Asset Management	Netzanschluss
<ul style="list-style-type: none"> • Bedarfsgerechte Wartungs- & Instandhaltungsplanung • Netzberechnung in MS/NS-Netzen • Zustandsbewertung von Betriebsmitteln 	<ul style="list-style-type: none"> • Netzanschlussprüfungen für Erneuerbare Energien und E-Mobilität

Abbildung 3 Übersicht von Herausforderungen für (Verteil-)netzbetreiber

Die Herausforderungen, welchen sich die Mitglieder des VNB-Gremiums ausgesetzt sehen, wurden entlang deren Kerntätigkeiten strukturiert. Diese finden sich in den schwarzen Blöcken von Abbildung 3 wieder. Bei der anschließenden Auswahl und Priorisierung der Herausforderungen wurde sowohl deren Dringlichkeit als auch das Potenzial diese durch Data-Science-Modelle zu lösen, berücksichtigt. Hierfür war insbesondere die interdisziplinäre Zusammensetzung aus Verteilnetzbetreibern und den umlaut Digitalexperten ein entscheidender Erfolgsfaktor.

Als übergreifende Ursache für viele der Herausforderungen wurde so beispielsweise ein Mangel an Transparenz, im Hinblick auf die zunehmende Dynamik in den Verteilnetzen identifiziert. Im Aufgabenfeld „Systemführung“ wird dieser Mangel konkret als Herausforderung genannt und auf die geringe Sensordichte im Verteilnetz zurückgeführt. In der Netzplanung und im Netzanschluss wurde der rasante Hochlauf der Elektromobilität als VNB-übergreifende Herausforderung identifiziert. Einerseits fehlt es hier an verlässlichen Prognosen, um die Durchdringung in den kommenden Jahren abzuschätzen. Andererseits wurde ein Mangel an Standards für die Prüfung von Netzanschlüssen als Herausforderung durch die Verteilnetzbetreiber genannt. Eine weitere Herausforderung besteht in der bisher üblichen Nutzung von Standardlastprofilen, welche dem zunehmend dynamischen Verbrauchverhalten (von Prosumern) nicht mehr gerecht werden. Dabei steigt durch die zunehmende Verbreitung von Smart Metern kontinuierlich die Datenbasis im Bereich des Energieverbrauchs. Diese zu nutzen, um verlässliche und hoch aufgelöste Verbrauchprognosen zu erstellen, stellt für viele Mitglieder des VNB-Gremiums eine Chance dar, der sie sich im Rahmen des Projektes Data4Grid stellen wollten.

Identifizierung der Digitalen Challenges

Basierend auf den Diskussionsergebnissen und den Priorisierungen der Netzbetreiber aus dem ersten „Herausforderungen“-Workshop konnten sechs Anwendungsfälle formuliert werden, für die sich datenbasierte Lösungsansätze eignen. Im Folgenden werden diese in Bezug auf die Motivation und Zielstellung für die Bearbeitung im Rahmen einer digitalen Challenge vorgestellt:

Transparenzsteigerung in den Netzen

Systemführung

Mehrere Netzbetreiber führten an, dass insbesondere in den Niederspannungsnetzen eine Unkenntnis bezüglich Last, Verbrauch und des Netzzustandes herrscht. Neben einer geringen Anzahl verbauter Messtechnik erschweren vor allem unangemeldete Verbraucher (z.B. Wallboxen) die sichere Systemführung. Im Bereich der Erzeugung geben die Netzbetreiber zwar an, dass Erneuerbare Energien mittlerweile gut prognostizierbar sind, allerdings bildet auch hier ein schwankendes Erzeugungsprofil eine Herausforderung für den sicheren Netzbetrieb. Im Niederspannungsnetz der Zukunft sollten diese Faktoren keine Herausforderung mehr darstellen. Dafür erhoffen sich die Netzbetreiber ein Messkonzept, dass mit einer Mindestanzahl an Messstellen eine sichere Systemführung garantiert. Der Einsatz von KI bzw. Datenanalysen kann hierbei in mehreren Aspekten helfen. Neben dem Ableiten der optimalen Sensorpositionen ist auch das prognostische Detektieren von Netzengpässen oder das Aufdecken unbekannter Verbraucher mittels Extrapolation denkbar. Des Weiteren könnte KI eingesetzt werden, um Ortsnetze zu klassifizieren und daraus Rückschlüsse für mögliche Netzausbaumaßnahmen zu ziehen.

Szenarioanalysen zur Nutzung von E-Mobilität

Netzplanung

Die Elektromobilität in Deutschland befindet sich im Aufschwung und sorgt bei Stromnetzbetreibern für eine Vielzahl an Herausforderungen mit Blick auf die benötigte Ladeinfrastruktur. Neue Verbraucher und veränderte Lastspitzen sind Aspekte mit derer sich vor allem Verteilnetzbetreiber bei der Netzplanung konfrontiert sehen. Nationale Studien zeigen zwar Hochläufe der E-Mobilität, allerdings ist die Übertragbarkeit auf einzelne Gemeinden oder Netzgebiete schwer. Hier versprechen sich Netzbetreiber einen Vorteil durch den Einsatz von datengetriebenen Lösungen. Mithilfe von Angaben zum Hochlauf der E-Mobilität und Wallbox-Besitzern im eigenen Netzgebiet sollen individuelle Prognosen für Lastanforderungen an das Verteilnetz berechnet werden und in die Ausbau- und Erneuerungsstrategien einfließen.

KI-gestützte Echtzeit-Netzberechnung

Systemführung

Dezentrale Einspeiser und laststarke Verbraucher stellen Netzbetreiber bei der Berechnung des Netzzustands vor Herausforderungen. Für eine zukünftige Automatisierung des Niederspannungsnetz z.B. in Bezug auf das Engpassmanagement ist dies allerdings elementar. Der Rollout von Smart Metern verspricht Netzbetreibern in Zukunft eine ausreichende Datenmenge, um eine KI-gestützte Echtzeit-Netzberechnung durchzuführen. Dabei wird vor allem der Informationsgewinn über Lasten auf granularem Level von den Netzbetreibern als Vorteil bezeichnet. Darüber ist es möglich, spezifische

Einzellastprofile oder Cluster–Verbrauchsprognosen zu bestimmen und in die Netzberechnung einfließen zu lassen. Mithilfe dieser detaillierten Lastflussanalysen kann in einem nächsten Schritt ein kosteneffizienter Netzausbau gesteuert werden.

KI–gestützte Zustandsbewertung von Betriebsmitteln

Asset Management

Bei der Wartung von Betriebsmitteln ist das wirtschaftliche Ziel die Maximierung der Abstände zwischen Wartungszeitpunkten, ohne dass ein Defekt den Netzbetrieb beeinträchtigt. Konventionelle Strategien sehen präventive Wartungsmaßnahmen vor, deren Zeitpunkt sich an historischen Werten orientieren. Mit Zunahme der verfügbaren Datenmenge aus dem Betrieb von Netzkomponenten hat sich das Feld der prädiktiven Wartung („Predictive Maintenance“) hervorgetan. Hierbei werden Daten über mechanische oder elektrische Betriebsmittel gesammelt und mithilfe von KI oder statistischen Modellen für eine Bewertung des Betriebsmittelzustandes genutzt. Eine erfolgreiche Implementation dieser Wartungsstrategie verspricht für Netzbetreiber Kostensenkungen, sowohl im Material– als auch im Personalbereich, da die Lebensdauer von Betriebsmitteln verlängert und Wartungseinsätze planbarer werden.

Netzdienliche Steuerung in Niederspannungsnetzen

Systemführung

Die zuvor beschriebene Komplexität im Netzbetrieb durch die Elektrifizierung des Mobilitäts– und Wärmesektors sowie dezentrale Einspeiser aus Erneuerbaren Energien führt zu ineffizienten Auslastungen im Niederspannungsnetz. Als oberste Priorität sind Netzbetreiber der Systemsicherheit verpflichtet und darauf bedacht Netzengpässe bzw. Netzausfälle zu vermeiden. Aufgrund der geringen Praxiserfahrung mit der Wechselwirkung zwischen den neuen Verbrauchern und Einspeisern wird auch der Netzausbau gehemmt. Ein System, das Einspeiser und Verbraucher auflistet und deren Flexibilität mit der Netzsituation abgleicht, würde zu einem effizienteren Betrieb des Stromnetzes führen. Netzbetreiber versprechen sich durch die Auswertung von GIS– und Messdaten mithilfe einer KI langfristig eine Lösung, die auch selbstständige Netzeingriffe vornehmen kann, um Netzengpässe frühzeitig zu verhindern. Ein solches System wäre nicht nur dem effizienten Netzausbau dienlich, sondern könnte auch zu einer beschleunigten Integration von Erneuerbaren Energien und laststarken Verbrauchern führen.

Mit einer Zunahme der Elektromobilität in Deutschland sehen sich Netzbetreiber auch mit einer steigenden Anzahl an Anfragen für die Installation von Ladestationen konfrontiert. Eine ähnliche Entwicklung ist auch bei der Anzahl an dezentralen Einspeisern aus Erneuerbaren Energien zu beobachten, welche ebenfalls bei den Netzbetreibern beantragt werden müssen. Die Verarbeitung dieser Anträge inklusive einer manuellen Netzverträglichkeitsprüfung ist zeit- und ressourcenintensiv und stellt Netzbetreiber vor personelle Herausforderungen. Die Idee, eine digitale Kundenschnittstelle zu etablieren, in der eine KI-basierte Netzverträglichkeitsprüfung bzw. optimierte Bestimmung von geeigneten Netzverknüpfungspunkten durchgeführt wird, verspricht eine ressourcenschonende Bearbeitung von Anträgen. Dazu könnten Kunden innerhalb kurzer Zeit eine Abschätzung über die Machbarkeit ihres Vorhabens erhalten und wären daran interessiert, den zuständigen Netzbetreiber mit Informationen zu versorgen.

Als Inhalt des zweiten Workshops wurden die sechs zuvor beschriebenen Anwendungsfälle diskutiert und auf verschiedene Aspekte hinsichtlich einer Machbarkeit innerhalb einer digitalen Challenge überprüft. Dazu erhielt das Netzbetreibergremium seitens Experten von umlaut eine Einführung in die relevanten Aspekte bei der Auswahl von digitalen Challenges. Anhand praktischer Beispiele der Data-Science-Plattform Kaggle wurde den Teilnehmern vermittelt, welche Besonderheiten und Risiken es bei der Ausschreibung von digitalen Challenges zu beachten gilt.

Als Partner für Strategie- und Umsetzungsprojekte im Bereich der Künstlichen Intelligenz mit Fokus auf die Energiewirtschaft sind umlaut die Chancen und Herausforderungen digitaler Anwendungsfälle bekannt. Im Rahmen einer 2020 veröffentlichten Studie zu KI-Anwendungsfällen für Netzbetreiber wurden bereits eine Vielzahl an möglichen datengetriebenen Lösungen analysiert und in Bezug auf ihre Potenziale und Marktreife bewertet. Das hierbei gesammelte Wissen in Kombination mit der Projekterfahrung konnte in diesem Projekt genutzt werden, um dem Netzbetreibergremium vier Bewertungskriterien (s. Abbildung 4) und deren Relevanz zur Wahl der digitalen Challenges an die Hand zu geben.

1 Datenverfügbarkeit Die Datenverfügbarkeit ist essenziell für die sinnvolle Anwendung von Datenanalysen und Maschine Learning. In erster Linie werden die Daten für das Training der KI-Anwendungen benötigt. Ist die Datenlage unzureichend, kann das KI-Modell nicht präzise auf den Einsatz in der realen Umgebung vorbereitet werden und ist gegebenenfalls fehleranfällig. Beispielsweise im Bereich des Netzbetriebes sind Stabilität und eine geringe Fehleranfälligkeit allerdings von zentraler Bedeutung und dementsprechend hoch sind die Anforderungen an die Datenqualität. Um eine besonders hohe Modellgüte zu erreichen, sollte in solchen Projekten eine möglichst große, diversifizierte Datenquelle genutzt werden. Über einen unternehmensübergreifenden Ansatz ließen sich erfolgsversprechende Datengrundlagen kreieren, die ein Netzbetreiber allein nicht entwickeln könnte.

Einzelne Unternehmen sind in der Lage GIS- und Leistungsdaten zur Verfügung zu stellen, die in Kombination mit Daten aus anderen Unternehmen erst für ein erfolgreiches Modell genutzt werden

können. Andere Daten, wie Wetterdaten, sind öffentlich zugänglich und werden z. B. vom Deutschen Wetterdienst angeboten. Vielversprechend sind die Entwicklungen im Zuge des Smart Meter Rollouts. Die zunehmende Digitalisierung der Stromzähler verbessert die Datenlage der Netzbetreiber grundlegend. Bislang erfolgt die Datenerfassung mit Hilfe von Smart Metern allerdings noch nicht flächendeckend genug. Auch eine Echtzeiterfassung ist bislang nicht zu realisieren, weil die Daten in festgelegten Intervallen abgefragt werden. Darüber hinaus handelt es sich vielfach um personenbezogene Daten, welche erst DSGVO-konform anonymisiert werden müssen, bevor sie unternehmensübergreifend gesammelt werden. Der Datenschutz stellt neben der reinen Datenbeschaffung eine zusätzliche Herausforderung bei der Umsetzung der Projekte dar. Die Erfahrungen der vergangenen Jahre zeigen, dass der Datenschutz die Abläufe ggf. verkompliziert und verlängert, jedoch kein unüberwindbares Hindernis für die Anwendungen digitaler Lösungen darstellt.

2 Umsetzbarkeit Neben den verfügbaren Daten als Grundlage, muss auch die generelle Umsetzbarkeit der Challenge als Teil dieses Projekt bewertet werden. Unabhängig von der Relevanz des Sachverhalts der einzelnen digitalen Challenges, muss eine tatsächliche Konzeptentwicklung im Rahmen des Wettbewerbes allen Beteiligten realistisch erscheinen. Der Umstand, dass die Umsetzungsphase auf drei Monate begrenzt und dadurch möglicherweise zu wenig Zeit für die Entwicklung eines vollständigen Modells bleibt, wurde über dieses Auswahlkriterium berücksichtigt. Diese Bewertung über die Umsetzbarkeit kann ebenfalls zu einer Anpassung der Erwartungshaltungen auf Seiten der Netzbetreiber führen, da sich konkret mit den Zielen und Limitationen der Challenges auseinandergesetzt werden muss. In Kombination mit der Datenverfügbarkeit konnten diese ersten beiden Auswahlkriterien bereits klare Unterschiede zwischen den Anwendungsfällen der Longlist hervorheben.

3 Mehrwert Als drittes Kriterium muss beachtet werden, welchen Mehrwert das Angehen der einzelnen digitalen Challenges verspricht. Je präziser diese Frage beantwortet werden kann, desto zielgerichteter kann in der Umsetzungsphase an einem Konzept / Proof-of-Concept gearbeitet werden. Konkrete Mehrwerte können sich beispielsweise in der Steigerung des Planungsgrades, der Erhöhung der Systemsicherheit oder auch in der Optimierung der Netzauslastung ergeben. Die Netzbetreiber sollten sich auch die Frage stellen, inwieweit eine Operationalisierung der Ergebnisse erfolgen könnte. In einigen Fällen kann so auch ein Mehrwert ohne die Entwicklung eines Proof-of-Concept erreicht werden, indem z.B. eine Analyse der Datengrundlage Aufschlüsse über fehlende Datenmengen für einen Anwendungsfall aufzeigt.

4 Innovationsgrad Der Innovationsgrad hinterfragt, ob und inwiefern eventuell schon Lösungen zu den definierten digitalen Challenges am Markt existieren. Für einen solchen Wettbewerb sind vor allem die Challenges interessant, für die es bisher keine bekannte Lösung gibt oder zu der sich die Anbieter gerade erst am Markt etablieren. Sollten bereits Lösungen existieren, kann es trotzdem sinnvoll sein, sich der Challenge anzunehmen. Schaffen es die Wettbewerbsteilnehmer, eine datenbasierte Lösung zu entwickeln, die ein Netzbetreiber auf sich individuell ausgerichtet nutzen kann, stellt das trotz eines geringeren Innovationsgrades einen Erfolg dar.



Abbildung 4 Auswahlkriterien für Digitale Challenges

Mithilfe der Auswahlkriterien konnte die Longlist auf drei Anwendungsfälle (s. Abbildung 5) reduziert werden, die eine hohe Relevanz im Stromnetz der Zukunft haben und im Rahmen einer dreimonatigen Umsetzungsphase erste praktische Erfolge versprechen.

1. Die **Szenarioanalysen zur Nutzung der Elektromobilität** wurden vom Netzbetreibergremium aufgrund der hohen Themenrelevanz und daraus resultierender Mehrwerte bei Umsetzung einer Lösung ausgewählt. Ebenso versprachen die verfügbaren Datensätze eine Entwicklung erster Proof-of-Concepts und dem gewählten Bottom-up-Ansatz wurde von den Projektpaten ein hoher Innovationsgrad attestiert.
2. Der Anwendungsfall „Transparenzsteigerung in den Netzen“ aus der Longlist wurde nach der Bewertung in die Challenge **Evaluierung relevanter Messstellen zur Erhöhung der Netztransparenz** überführt. Aus den Gesprächen mit den Netzbetreibern wurde ersichtlich, dass die Netztransparenz im zukünftigen Verteilnetz eine hohe Priorität besitzen wird und Lösungen in diesem Bereich hohe Mehrwerte bei der Netzplanung versprechen. Aufgrund der geringen Datenverfügbarkeit wurde eine Open-Innovation-Challenge ausgeschrieben, die darauf abzielt, datenbasierte Lösungen für zukünftige Datensätze zu entdecken. Neben einer Steigerung der Netztransparenz sollen die Lösungen als Maß für die Innovation aber auch die Kosteneffizienz beim Einsatz der Messtechnik berücksichtigen.
3. Als dritte Challenge wurden **KI-gestützte Verbrauchsprognosen auf Basis von Smart-Meter-Daten** definiert. Dies erfolgte nach einer Konkretisierung des Longlist-Anwendungsfalls „KI-gestützte Echtzeit Netzberechnung“, welcher sowohl der Prognosen von Erzeugern als auch Verbrauchern bedarf. Während erstere als gut prognostizierbar von den Netzbetreibern beschrieben wurden, bedarf es bei Verbrauchsprognosen noch weiterer Forschung. In Anbetracht der Umsetzbarkeit innerhalb des Projekts entschied sich das Netzbetreibergremium den Fokus auf eine Challenge mit Smart-Meter-Daten zu legen. Hiervon wurden sich Erkenntnisse darüber versprochen, inwieweit sich historische Einzelverbraucher-Daten eignen, um zukünftige Lastprofile abzuleiten.

Die Auswahl der drei digitalen Challenges erfolgte vor allem durch Vorteile in den Kategorien Datenverfügbarkeit, Umsetzbarkeit und Innovationsgrad. Zwar wurden auch den anderen Challenges hohe Mehrwerte attestiert, doch waren die anderen Kategorien für eine finale Auswahl nicht ausreichend. Für den Longlist-Fall 4 (LLF 4) konnte sich noch auf eine spezifische Anwendung des Predictive Maintenance am Beispiel eines Transformators geeinigt werden, jedoch machte eine mangelnde

Datenverfügbarkeit die Umsetzung unmöglich. Der allgemeine Innovationsgrad wurde hier hoch bewertet, auch wenn vergleichbare Projekte für andere Komponenten bereits Netzbetreiber-spezifisch erprobt werden. Ähnliches war bei LLF 6 zu beobachten bei dem angegeben wurde, dass Tools zur Lösung bei einigen Netzbetreibern bereits vorhanden sind und eine Bearbeitung im Rahmen des Projekts daher nicht gewünscht sei. Beim LLF 5 wurde seitens umlaut darauf hingewiesen, dass die sehr komplexe Fragestellung in Kombination mit einer kurzen Bearbeitungszeit dazu führen könnte, dass nur Teile der Challenge erfüllt werden. Letztendlich wurde sich darauf geeinigt mit Challenge 3 nur einen Teil der Herausforderung anzugehen und diese als Basis für weitere Entwicklungen zu verstehen.

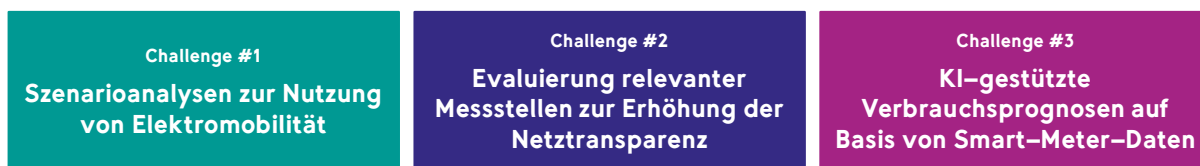


Abbildung 5 Übersicht der finalen Challenges für die Umsetzungsphase

Auswahl der Teams und Umsetzungsphase

Infolge der Auswahl und Ausformulierung der digitalen Challenges wurden im nächsten Schritt des Projekts Teams gesucht, welche die geforderten Konzepte und Proof-of-Concepts im Rahmen der Umsetzungsphase entwickeln. Über die Innoloft-Plattform gingen 23 Bewerbungen ein, welche seitens der dena und umlaut in einer internen Bewertung auf ihre generelle Qualität, das Challenge-Verständnis und ersichtliches Know-How der Bewerber geprüft wurden. Als Ergebnis erhielten 14 Teams eine Einladung zu einem Pitch-Workshop (s. Abbildung 6). Hier war es die Rolle der Netzbetreiber als Juroren, die vielversprechendsten Teams anhand der folgenden Kriterien auszuwählen:

Qualität des Konzeptes	Allgemeiner Eindruck der Reife u. Relevanz des Konzeptes
Mehrwert & Innovationsgrad des Konzeptes	Unterscheidung der Ansätze von bestehenden Lösungen oder Mehrwerte durch Einsatz von Datenanalysen
Passgenaues Konzept hinsichtlich Aufgabenstellung	Beachtung relevanter Punkte aus der Motivation & den Zielanforderungen
Praxistauglichkeit der Lösung	Möglichkeit der Operationalisierung für Netzbetreiber
Fachliche Kompetenz in der Energiewirtschaft & KI-Kompetenz	Gesammelte anwendbare Erfahrungen der Teams bzw. einzelner Mitglieder für die Challenge
Pitch-Qualität	Struktur & Visualisierungen der Präsentation

Auf Basis der 10-minütigen Pitches und der Fragerunde wurden die überzeugendsten Teams ausgewählt und für die Bearbeitungsphase zugelassen. In der Umsetzungsphase erhielten die Teams die Möglichkeit, in enger Zusammenarbeit mit den Paten ihre Lösungsvorschläge auszuarbeiten. Zu Beginn ging es in Gruppenterminen mit allen Teams und Paten einer Challenge vor allem um eine Validierung der Zielvorstellung. Dabei wurde auch die jeweilige Datengrundlage diskutiert und teilweise um notwendige Informationen bereichert. Im weiteren Verlauf erhielten die Paten auch die Gelegenheit, in Einzelterminen konkrete Konzepte des jeweiligen Teams zu diskutieren und ihre Vorstellungen

einfließen zu lassen. Anhand dreier Meilensteine, die den Fortschritt der Teams dokumentieren sollten, erhielten die Challenge-Paten außerdem die Aufgabe der Evaluation der präsentierten Lösungen, um eine Entwicklung im Einklang mit den Vorstellungen des Netzbetreibergremiums zu gewährleisten. Eine Kurzvorstellung der drei Challenges sowie die Beschreibung der Ergebnisse der neun Teams erfolgt auf den nächsten Seiten. Weitere Details können auf der Data4Grid-Website den Ergebnisdokumentationen der Teams entnommen werden.

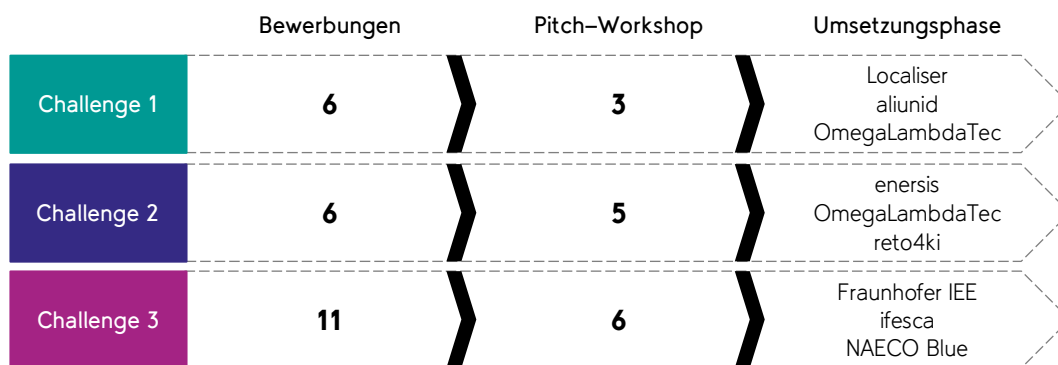


Abbildung 6 Übersicht der Bewerber und ausgewählten Teams je Challenge

Challenge 1: Szenarioanalysen zur Nutzung von Elektromobilität

Motivation Der zunehmende Marktanteil von Elektrofahrzeugen und der damit einhergehende Strombedarf führen zu einem veränderten Lastverhalten, auf das die Betreiber der Stromnetze reagieren müssen. Die implizierte Dynamik führt insbesondere zu einer erhöhten Komplexität in der Netzplanung und stellt die Netzbetreiber aktuell vor Herausforderungen. Damit der Ausbau der Elektromobilität weiter vorangetrieben und gleichzeitig die Netzstabilität langfristig gesichert werden kann, bedarf es daher Prognosen zu der zeitlichen und räumlichen Durchdringung von Ladeanschlüssen für Elektroautos in den Verteilnetzen.

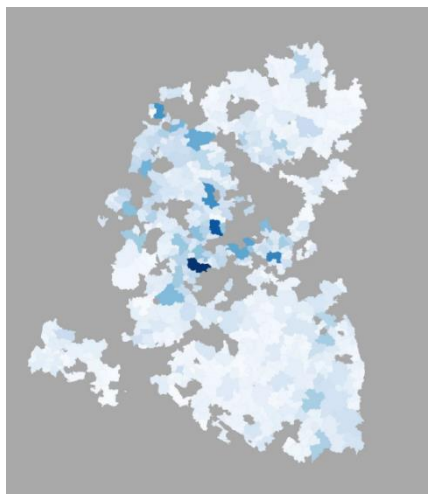
Neben dem für Netzbetreiber vergleichsweise transparenten Voranschreiten der öffentlichen Ladeinfrastruktur, ist der Bedarf von privaten Wallboxen auf regionaler Ebene eine relevante Kenngröße, die nur schwer vorherzusagen ist. Mit steigenden Installationen von Wallboxen nehmen auch die Datenmengen über Wallbox-Besitzer und der Durchdringung von E-Mobilität im regionalen Bereich zu. Datenanalysen wie z.B. mit KI ermöglichen die Suche nach Indikatoren für Wallbox-Installationen und verhelfen somit zu Prognosen des Ladeinfrastrukturhochlaufs im privaten Bereich.



Pate & Datenlieferant

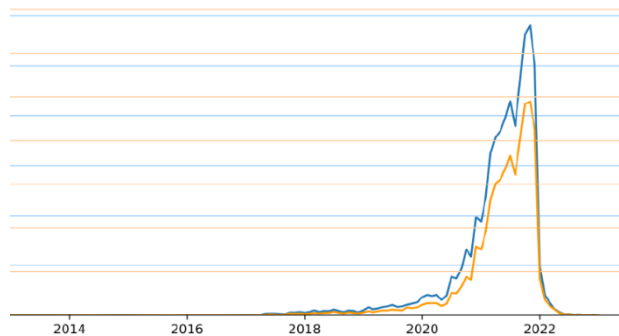
Daten Den Teams wurden zur Modellentwicklung Daten aus dem Netzgebiet der Netze BW zur Verfügung gestellt. Diese beinhalteten Angaben zu Wallboxen-Käufen, Gebäudetypen von EV-Besitzern und unter Einhaltung der DSGVO auch die Nennung von Postleitzahlen, um eine geografische Nutzbarkeit der Daten zu ermöglichen. Darüber hinaus waren aus dem Datensatz die installierte Ladeleistung und die Anzahl der verbauten Ladepunkte ablesbar.

Im Rahmen der Bearbeitung war es den Teams erlaubt weitere Datensätze zu nutzen, sofern diese als Open-Source bezogen werden können. Auf diesem Wege wurden Zensusdaten der betroffenen Postleitzahlen und überregionale Informationen zur Anzahl von Elektroautos und Wallboxen für die Bearbeitung gewonnen.



Verteilung der Wallboxen

Ziele Als Ziel dieser Challenge sollte in einem Bottom-up-Ansatz eine Konsolidierung von Daten erfolgen, die Prognosen von Wallboxen-Installationen auf Postleitzahl-Ebene ermöglichen. Die ausgearbeiteten Lösungen stellen ein Werkzeug für Verteilnetzbetreiber dar, um die Entwicklung privater Ladepunkte und die daraus resultierenden Lastanforderungen für das Netz in einer Hochlaufkurve bis zum Jahr 2050 ableiten zu können.



Hochlauf der installierten Leistung (blau) und Anzahl der Ladepunkte (gelb)

Alle teilnehmenden Teams haben die Möglichkeit genutzt weitere Datenquellen zu nutzen und so relevante Informationen in Bezug auf die Fragestellung zu finden. Als zielführend erwiesen sich Daten aus dem letzten Zensus und Studien zur Elektromobilität z.B. vom NOW.

Ergebnisse Als Gemeinsamkeit weisen alle Ergebnisse der Teams auf, dass eine statistische Regression für diesen Datensatz ausreicht und keine Machine-Learning-Methoden genutzt werden müssen. Unterschiede sind hingegen in den Annahmen zum Hochlauf der Elektromobilität zu finden. In den Analysen wurden Szenarien berechnet, die verschiedene Parameter für den Anteil an E-Autos und privater Wallboxen aufweisen.

Aus den georeferenzierten Prognosen der Neuinstallationen für Wallboxen pro Monat können Netzbetreiber sowohl die zeitliche als auch die räumliche Durchdringung von Elektromobilität in ihrem Netzgebiet bestimmen. Mithilfe digitaler Tools lassen sich diese Ergebnisse auch grafisch darstellen (s. Abb. nächste Seite).

OmegaLambdaTec	Localiser	aliunid
Das Team von OmegaLambdaTec hat für die Prognose einen kombinierten Top-Down- und Bottom-Up-Ansatz verfolgt. In diesen fließen sowohl nationale Angaben zum Hochlauf der E-Mobilität, als auch die regionalen Daten der Netze BW. Für die Modellierung wurde eine logistische Regression gewählt, welche die Anzahl der Neuinstallationen von Wallboxen darstellt. Über die Wahl von Parametern lassen sich diverse Szenarien berechnen und grafisch ausgeben.	Nach eingehender Analyse der vorhandenen Wallbox-Daten wurde auch von Localiser die Datengrundlage z.B. durch Zensus- oder GIS-Daten erweitert. Mithilfe von statistischen Methoden der Datenanalyse wurde aus dem gebündelten Datensatz danach eine georeferenzierte Extrapolation der Wallbox-Installationen durchgeführt. Kern dabei ist ein Verfügbarkeitsfaktor privater Ladepunkte je Gebäudetyp, der verschiedene Szenarien ermöglicht.	Nach Analyse und Erweiterung des Datensatzes wurden die enthaltenen Postleitzahlgebiete von aliunid durch ihre Entwicklungsgeschwindigkeit in Bezug auf die Elektromobilität in drei Cluster zusammengefasst. Auf dieser Grundlage wurden gemeindefest spezifische Prognosen bis in das Jahr 2050 erstellt, die ebenfalls auf einer logistischen Regression beruhen. Modellrelevante Annahmen umfassen dabei z.B. den Anteil von E-Mobilität am Verkehrssektor in den Jahren 2040 / 2050.

Erkenntnisse Aufgrund der alleinigen Datenbereitstellung vonseiten der Netze BW konnten die Modelle nur für ein Netzgebiet validiert werden. Eine Übertragbarkeit der Ergebnisse muss daher in einem folgenden Schritt geprüft werden. Ebenfalls versprechen sich die Teams eine höhere Präzision der Modelle, wenn zukünftig erfasste Daten kontinuierlich zur Weiterentwicklung der Prognosen verwendet werden.

Bei der Entwicklung der Modelle gaben alle Teams an, dass weitere Daten zu Besitzern von Wallboxen sehr hilfreich für die Verbesserung der Hochlaufkurve wären. Als Beispiele wurden Informationen zu installierten Solaranlagen und präzisere Standortangaben der Ladepunkte aufgeführt. Aufgrund strenger Datenschutzvorgaben konnten diese Angaben allerdings nicht mit den teilnehmenden Teams geteilt werden.

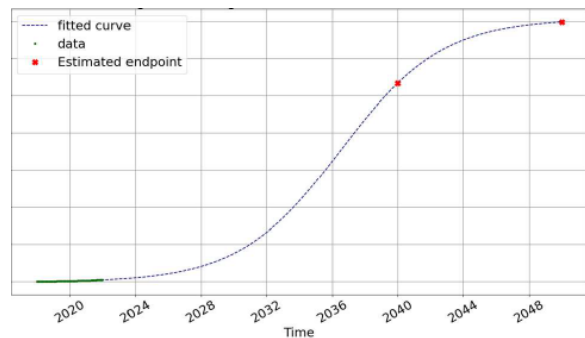
Scenario 2050 - Installierte Wallboxen



Prognose – Installierte Wallboxen im Jahr 2050

Um einen Mehrwert für Netzbetreiber zu liefern, muss bei der Operationalisierung auf die Parametrisierung und stetige Anpassungen der Modelle, an neue Erkenntnisse im Bereich der Elektromobilität geachtet werden. Eine Visualisierung mithilfe eines Dashboards steigert die Akzeptanz und unterstützt die Entscheidungsfindung.

Die Challenge zeigt Netzbetreibern die Möglichkeiten der Datenanalyse im Bereich der E-Mobilität und die Relevanz der Datenerfassung als Basis präziser Prognosemodelle, im wachsenden Bereich der privaten Ladeinfrastruktur.



Beispielhafte Prognose einer Hochlaufkurve

Ausblick Der Wettbewerb hat gezeigt, dass auch aus einem begrenzten Datensatz wichtige Erkenntnisse für die Entwicklung von Wallboxen gewonnen werden können. Durch den Bottom-up-Ansatz erhalten Netzbetreiber die Möglichkeit ihre Netzplanung in Bezug auf die Elektromobilität zu präzisieren und zukünftige Lastgänge abzuschätzen.

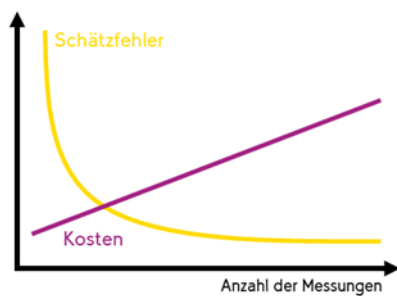
Für eine Implementierung der Ergebnisse sollten Netzbetreiber prüfen, welche Datenbestände sie besitzen und wie sie diese um relevante Daten ergänzen können. Ein weiterer Austausch zwischen Betreibern von Stromnetzen erscheint sinnvoll, da gerade kleinere Netzbetreiber nicht über die nötigen Datenmengen verfügen, die es für präzise Prognosen bedarf.

1. Platz	
2. Platz	
3. Platz	

Platzierungen

Challenge 2: Evaluierung relevanter Messstellen zur Erhöhung der Netztransparenz

Motivation Im Zuge der Energiewende werden die Herausforderungen an einen sicheren Netzbetrieb immer größer. Die Stromerzeugung wird dezentraler und mit der Elektrifizierung im Mobilitäts- und Wärmesektor steigen der Verbrauch von Haushalten und die Spitzenlasten zu bestimmten Uhrzeiten an. Für Verteilnetzbetreiber ist es daher wichtig, den aktuellen Netzstatus zu kennen, um ggf. geeignete Maßnahmen zur Sicherung der Netzstabilität durchzuführen. Mit Fokus auf die Kosteneffizienz entsteht allerdings ein Zielkonflikt zwischen einer hohen Netztransparenz und der wirtschaftlichen Kosten vom Einsatz der Messtechnik.



Kosten-Schätzfehler-Zielkonflikt

Ziele Datengetriebene Lösungen bieten hier die Chance, optimierte Messkonzepte zu entwickeln und die Menge der benötigten Messtechnik zu senken, während gleichzeitig die Sicherheit des Netzes gesteigert wird. Für Netzbetreiber stellt sich dabei die Frage, mit welcher Anzahl und örtlicher Verteilung von Messungen kann ich eine hinreichend genaue Transparenz für einen Netzabschnitt erreichen.

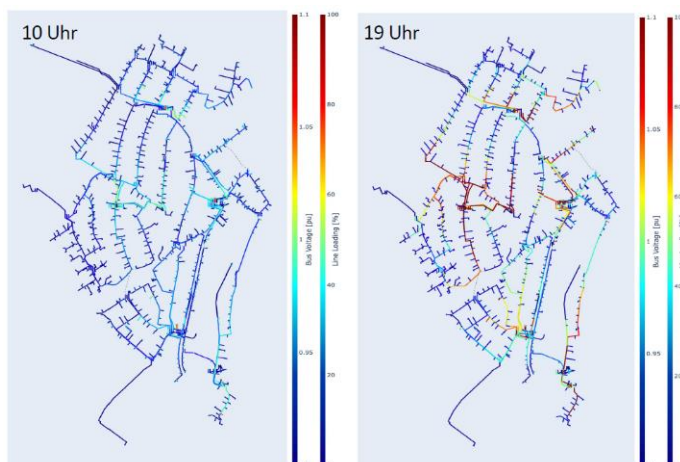
Im Rahmen dieser Challenge wurde von den teilnehmenden Teams erwartet, dass sie ausgehend von bestehenden Messstationen ein Konzept entwickeln, dass die Entscheidungsfindung bei der Installation neuer Sensorik unterstützt.

Daten Aufgrund der geringen Datenverfügbarkeit wurde sich mit den Paten auf eine Challenge im Open-Innovation-Ansatz geeinigt. Dadurch stand nicht die Analyse eines Datensatzes im Fokus, sondern vielmehr die Suche nach Möglichkeiten eine hohe Netztransparenz unter Berücksichtigung weniger Messstationen zu erhalten.

Zur Validation der Konzepte wurde seitens der EAM Netz ein Datensatz bereitgestellt, welcher städtische und ländliche Trafogebiete beinhaltet. Für diese Bereiche konnten aus den Daten Informationen zu Einspeisern, Verbrauchern und bereits vorhandenen Messwerten aus Ortsnetzstationen abgelesen werden.



Paten & Datenlieferanten



Visualisierung der Netzauslastung

Ergebnisse In einem ersten Schritt nahmen die Teams eine explorative Datenanalyse vor, in der die bereitgestellten Daten näher durchleuchtet wurden. Mithilfe des Tools pandapower konnten erste Netzsimulationen berechnet und visualisiert werden. Die Abbildung links zeigt eine beispielhafte Netzauslastung im Vergleich eines Tagesverlaufs. Dabei stehen die roten Netz-kanten für einen Netzengpass. Die erzielten Ergebnisse aus der Datenanalyse gaben Aufschluss über das Lastverhalten der Netzabschnitte und legten die Grundlage für die im Folgenden beschriebenen Konzepte der Teams.



Die Varianz der Ergebnisse zeigt, dass die Herausforderung der Messstellenoptimierung nicht in einem Standard-Verfahren von den Netzbetreibern gelöst werden kann:

reto4ki	enersis	OmegaLambdaTec
In einem iterativen Verfahren führt das Team der retoflow GmbH Netzsimulationen mit stetig steigender Anzahl von Messstellen durch. Dabei wird mithilfe eines beidseitig trainierten Neuronalen Netz der jeweilige Schätzfehler bestimmt und mit den Anforderungen der Netzbetreiber verglichen. Als Ergebnis kann nicht nur die Position, sondern auch die Anzahl der benötigten Messtechnik für ein Netzgebiet abgelesen werden.	Im Kern des Konzeptes von enersis stehen Cluster-Analysen. Diese sollen Ähnlichkeiten zwischen Ortsnetzstationen aufdecken, damit nur eine Stichprobe von Transformatoren mit Messtechnik versehen werden muss. Zukünftige Auswirkungen der Elektrifizierung in den Bereichen Mobilität und Wärme sollen über einen Dynamikfaktor abgebildet werden, um die Messstellenempfehlung auch als nachhaltiges Konzept zu ermöglichen.	Das Team von OmegaLambdaTec hat im ersten Schritt Szenarien für zukünftige Lasten im Verteilnetz simuliert. Darüber konnten überlastungsgefährdete Leitungen und Kabel entdeckt werden, für die über eine Korrelationsanalyse die optimalen Messpunkte bestimmt wurden. Über Eingabe-Parameter erhalten die Netzbetreiber die Möglichkeit, die gewünschte Netztransparenz zu definieren und entsprechende Sensorik-Empfehlungen zu erhalten.

Erkenntnisse Die vorliegenden Ergebnisse konnten klar verdeutlichen, wie datenbasierte Lösungen Netzbetreibern in ihren Entscheidungen bei der Messstellenpositionierung helfen können. Allerdings müssen die entwickelten Konzepte erst in weiteren Netzgebieten validiert werden.

Der hohe gelieferte Merkmalsraum der Daten in Kombination mit der für KI-Anwendungen geringen Datenmenge macht die entwickelten Modelle anfällig für unpräzise Empfehlungen. Bei der Überführung in die Praxis sollten Netzbetreiber diesen Aspekt in Hinblick auf ihre Datengrundlage prüfen.

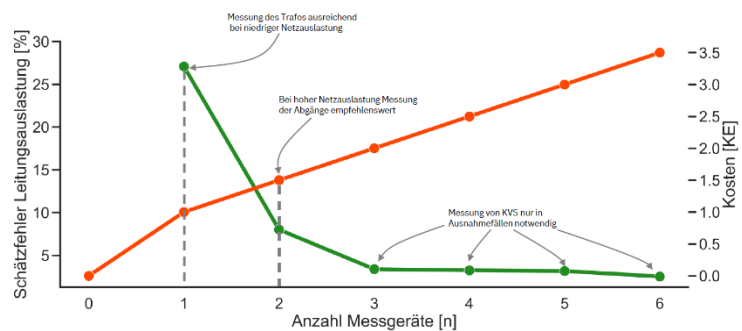
Bei der Operationalisierung ist auf eine Parametrisierung für den jeweiligen Netzbetreiber zu achten. Unterschiedliche Netztopologien und Dynamiken der Sektorenkopplung sollten in Betracht gezogen werden. Alle Teams haben angemerkt, dass sich Netzbetreiber bei der Umsetzung die Frage stellen müssen, welche Sicherheit das Netzkonzept in Hinblick auf mögliche Schätzfehler aufweisen soll. Dabei konnte im Austausch mit den Start-ups verdeutlicht werden, dass in KI-Projekten eine klare Zieldefinition, möglichst als messbare Größe, ein wichtiger Schritt bei der Wahl des besten Modells ist.

1. Platz **reto4KI**
2. Platz 
3. Platz 

Platzierungen

Ausblick Für Netzbetreiber wurden durch das Data4Grid-Projekt drei unterschiedliche Konzepte zur Positionierung von Messstellen im Verteilnetz aufgezeigt. Die Ergebnisse versprechen eine Optimierung der Netztransparenz bei Einhaltung von Budget-Restriktionen. Mit Blick auf das aktuelle Regulierungsregime ermöglicht diese Challenge einen direkt messbaren Mehrwert für die Planung von Netzbetreibern.

Das Ziel des entscheidungsunterstützenden Modells wurde von allen Teams auch durch Visualisierungen der Netze erreicht. So können Netzplaner einen Überblick erhalten, welche Netzgebiete vor einer Überlastung stehen und in welchen Bereichen weitere Messtechnik für einen Informationsgewinn sorgen könnte. Die Abbildung rechts zeigt eine mögliche Minimierung des Schätzfehlers (in grün) in einem Netzgebiet, bereits bei zusätzlicher Installation weniger Messgeräte



Ergebnisse für das Netzgebiet Fauleborn der EAMN

Mit Blick auf die erzielten Ergebnisse der Teams sollten Netzbetreiber eine Implementierung der Konzepte für eigene Netzgebiete anstreben. Auch mit geringer Datenverfügbarkeit können entscheidungsunterstützende Modelle entwickelt werden, sodass ein frühes Engagement neben einer erhöhten Netztransparenz auch eine effizientere Netzplanung verspricht.

Challenge 3: KI-gestützte Verbrauchsprognosen auf Basis von Smart-Meter-Daten

Motivation Im Stromnetz der Zukunft wird es elementar sein, den Stromverbrauch von Haushalten, Gewerbebetrie- ben, Ladestationen für Elektroautos und weiteren Verbrauchern akkurat zu prognostizieren. Nur so kann auch bei schwankender Einspeisung ein stabiler Netzzustand garantiert werden. Durch die Einführung von Smart Metern nimmt die verfügbare Datenmenge kontinuierlich zu und könnte in Zukunft eine gute Basis zur Lastprognose in Verteilnetzen bieten. Besonders die Granularität der Daten verspricht hohe Erkenntnisgewinne, welche in Kombination mit Datenanalyse- Methoden als Grundlage für eine weitergehende Automatisierung im Netzbetrieb dienen könnte.

Ziele Für diese Challenge war es die Aufgabe der Teams Smart-Meter-Datensätze von Netzbetreibern zu analysieren und daraus Verbrauchsprognosen abzuleiten. In einem ersten Schritt sollten Cluster aus den zur Verfügung gestellten Daten gebildet werden, die sich in ihrem Verbrauch ähnelnde Messungen beinhalten.

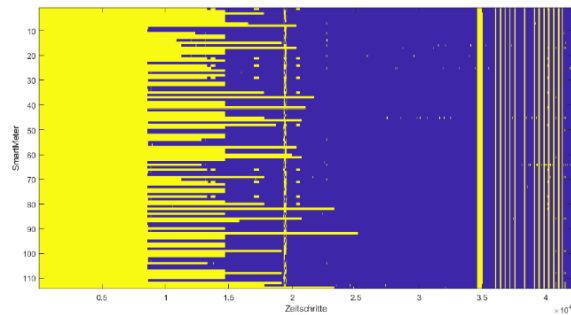
Auf dieser Grundlage wurden in einem zweiten Schritt 1-Tages-Prognosen für einzelne Smart-Meter, die gebildeten Cluster und das Gesamtportfolio berechnet. Als Teil der Data-Science-Challenge wurden die Teams anschließend aufgrund der Abweichungen ihrer Prognose zu den realen Werten aus dem Testdatensatz bewertet.



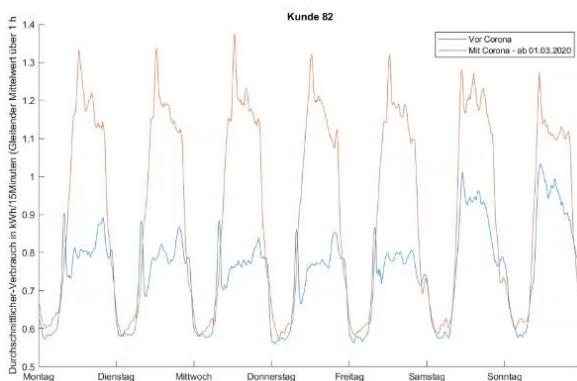
Parten & Datenlieferanten

Daten Für diese Challenge konnten vom Stromnetz Hamburg und enercity Netz Verbrauchsdaten zur Prognoseerstellung verwendet werden. Insgesamt erhielten die Teams Informationen von 438 Smart-Metern inklusive einer teilweisen Einteilung in die BDEW-Cluster. Einige Tage des Datensatzes wurden den Teams vor- enthalten, um eine Evaluierung der entwickelten Modelle anhand dieser realen Test- daten vornehmen zu können. In der unteren Abbildung ist der Datensatz von enercity visualisiert, wobei ein senkrechter Strich einen Tag an Smart-Meter-Messungen reprä- sentiert. Während der linke Bereich die unterschiedlichen Inbetriebnahme Zeitpunkte der Geräte zeigt, stellen die gelben Striche auf der rechten Seite die Tage zur Evalu- ation der Modelle dar, welche den Teams vorenthalten wurden.

Ergebnisse Bei der Wahl geeigneter Cluster ori- entierten sich die Teams vom Fraunhofer IEE und NAECO Blue an Jahreszeiten und Wochentagen. Das Team von ifesca hingegen nahm eine Zuordnung der einzel- nen Zeitreihen zu den bereits bekannten Standardlastprofilen des BDEW vor. Zwecks einheitlicher Bewertung verständigten sich die Teams und Paten für den zweiten Schritt, der Verbrauchsprognose, auf die Cluster nach letz- terer Methode.



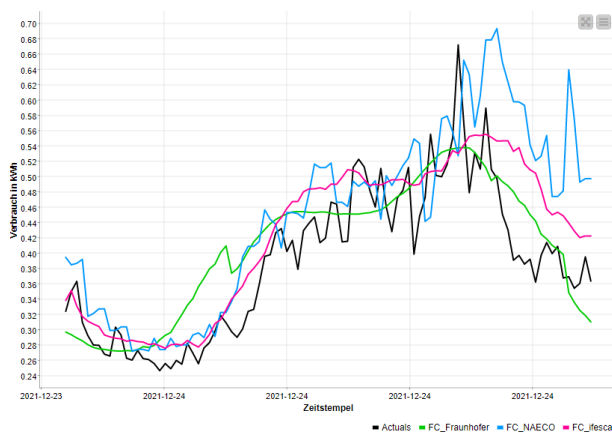
Verfügbarkeit der Smart-Meter-Messungen (enercity)



Vergleich des Verbrauchs vor und nach Beginn der Corona-Pandemie

In der anfangs von allen Teams durchgeführten Datenanalyse konnte gezeigt werden, welche Aussagekraft Smart-Meter- Daten besitzen. Als Beispiel sei der Vergleich des aufgezeich- neten Verbrauchs einer Woche vor und nach Beginn der Corona Pandemie genannt (s. Abb. links). Es ist klar erkennbar, dass der private Stromverbrauch in Zeiten des Home-Offices gestiegen ist (rote Linie). Solche Veränderungen, insbeson- dere die Lastspitzen, sind wichtige Informationen für Verteil- netzbetreiber, welche erst durch den Einsatz von Smart- Metern sichtbar werden.

Fraunhofer IEE	ifesca	NAECO Blue
Für die Prognosen nutzte das Team des Fraunhofer IEE verschiedene Machine-Learning-Verfahren wie z.B. Entscheidungsbäume oder Neuronale Netze. Die finale Prognose basiert auf einer Kombination zweier Modelle, um Lücken in den Messwerten kompensieren zu können. Als besonders geeignet die komplexen Zusammenhänge zu erkennen, wird das Verfahren mithilfe eines Neuronalen Netzes genannt.	Das Team von ifesca wählte als Kern einen Gradient Boosting Regressor, der eine geringe Trainingszeit besitzt und wenig anfällig für eine Überanpassung an Trainingsdaten ist, was den Einsatz in der Praxis erleichtert. Als finales Modell werden mehrere Stufen dieser Regressoren verwendet, wobei jede Stufe einen anderen Prognosefokus besitzt.	Auch NAECO Blue trainierte diverse Modelle, darunter Neuronale Netze, statistische Methoden und Regressoren. Dabei unterschieden sich die Ergebnisse je nach Datensatz. Bei der geringeren Datenmenge konnte das statistische Modell die Machine-Learning-Verfahren überbieten, ansonsten wurden die Boosting-Regressoren als bestes Modell gewählt.



Verbrauchsprognose im Tagesverlauf in kWh

Beim Vergleich der Prognosen der Teams untereinander ist erkennbar, dass es zwei mögliche Modellierungsansätze gibt (s. Abb. links). Die Vorhersage ermittelter Werte oder die Nachbildung der realen Verbräuche inklusive kurzzeitiger Schwankungen. Mit Blick auf die gemessenen Abweichungen der Prognosen im Testdatensatz, scheint der gemittelte Ansatz bessere Ergebnisse zu erzielen, allerdings gaben die Netzbetreiber an, dass besonders die Spitzenlasten für die Netzberechnung ein wichtiger Faktor seien und daher auch der zweite Ansatz Vorteile bietet.

Erkenntnisse

Auch wenn die Prognosen der Teams bereits gute Ergebnisse mit geringen Abweichungen zu den realen Daten hervorgebracht haben, ist die Erweiterung des Datensatzes ein Kernelement für eine Optimierung der Modelle. Im Zuge des Smart-Meter-Rollouts bleibt daher zu beobachten, ob durch die steigende Datenmenge auch die schwer vorhersagbaren Spitzenlasten von KI-Modellen erkannt werden können.

Exogene Einflüsse konnten von den Teams nahezu nicht untersucht werden. Diese versprechen jedoch hohe Potenziale in Bezug auf die Vorhersagbarkeit der Verbräuche. Eine Kombination aus Smart-Meter-Daten und weiteren Verbraucherangaben sollte aus datenschutzrechtlicher Sicht allerdings kritisch analysiert werden, da die Anonymität der Nutzer erhalten bleiben muss.

In Hinblick auf die Modellierung der KI-Modelle ist in dieser Challenge verdeutlicht worden, dass die Wahl der Evaluationsmetrik ein relevanter Faktor zur Zielerreichung ist. Der gewählte Root-Mean-Squared-Error bietet zwar die Vergleichbarkeit der Ergebnisse, allerdings belohnt dieser auch das Mitteln der Verbräuche, wohingegen Netzbetreiber an den Spitzenlasten interessiert sind. Dieser Fall zeigt beispielhaft die Herausforderungen, mit denen bei der Umsetzung von KI-Projekten zu rechnen ist.

Ausblick

Mit Blick auf die Zunahme von Smart-Metern im Stromnetz sind zwei Faktoren für Netzbetreiber von Relevanz. Einerseits sollten die notwendigen datenbasierten Systeme so ausgelegt sein, dass eine Skalierung auf große Datenmengen erfolgen kann. Besonders die Rechenzeit muss bei einer Operationalisierung in Betracht gezogen werden. Andererseits können sich die Netzbetreiber die Frage stellen, inwieweit die Standardlastprofile verändert oder erweitert werden müssen, da Auswertungen der Teams belegen, dass bereits Verschiebungen der Spitzenlasten oder auch neue Peaks im Vergleich zu den Standardlastprofilen auftreten.

1. Platz 
2. Platz 
3. Platz 

Platzierungen

Die Challenge hat gezeigt, dass die Verwendung von Smart Metern erhebliche Potenziale für Netzbetreiber bietet und daher verbundene Anwendungsfälle frühzeitig implementiert werden sollten. Neben Datenschutzrechtlichen Aspekten sollten aber auch die Anforderungen an klare Zieldefinitionen vor der Umsetzung beachtet werden.

Fazit und Ausblick

Der Austausch innerhalb des Netzbetreibergremiums zu Beginn des Projekts konnte erfolgreich die zentralen Herausforderungen auf dem Weg zum Stromnetz der Zukunft aufzeigen und entlang geeigneter Kriterien priorisieren. Dabei wurde deutlich, dass sich ein Großteil der Netzbetreiber bei der Digitalisierung des Stromnetzes mit den gleichen Aufgaben konfrontiert sieht und dadurch mögliche Synergien gehoben werden können. Ein Grundstein konnte dafür mit dem wirtschafts- und wissenschaftsübergreifenden Ansatz des Data4Grid-Projekts gelegt werden.

Für das Voranschreiten der Anwendungen von Datenanalysen und Künstlicher Intelligenz im Stromnetz hat dieses Projekt gezeigt, dass ein Austausch von Start-ups und Netzbetreibern für beide Seiten Mehrwerte bietet. Kleine Unternehmen können ihre Agilität und Lösungen einbringen, die von Netzbetreibern gebraucht werden. Andererseits konnte durch die Umsetzung an realen Daten die Relevanz und das Potenzial von datenbasierten Lösungen für das Stromnetz der Zukunft verdeutlicht werden.

Während die Teams vor allem den Kontakt zu den Netzbetreibern und die Öffentlichkeitsarbeit als Mehrwerte des Projekts hervorheben, sehen die Netzbetreiber den Erkenntnisgewinn aus den Datenanalysen als wichtigsten Faktor. Die erarbeiteten Ergebnisse der Teams haben gezeigt, dass es keiner perfekten Datengrundlage bedarf, um erste Modelle zu entwickeln. Vielmehr kann mit der Entwicklung entscheidungsunterstützender Systeme begonnen werden und darauf basierend eine gezielte Optimierung der Input-Daten erfolgen.

Allerdings wurde bei der Definition der digitalen Challenges auch deutlich, dass die Datenverfügbarkeit noch nicht für alle Anwendungen ausreicht. Trotz ausdrücklichen Wunsches konnte eine Lösung im Bereich des Predictive Maintenance nicht umgesetzt werden, da keine geeignete Datengrundlage innerhalb der sich dafür interessierenden Netzbetreiber zur Verfügung stand. Auch bei den finalen drei Challenges gab es Feedback seitens der Teams in Bezug auf die bereitgestellten Daten. Diese konnten entweder verspätet, nicht klar definiert oder nur in geringem Umfang verfügbar gemacht werden. Ein Anstoß für die Netzbetreiber, ihre IT-Infrastruktur für die Nutzung der Daten aus vorhandenen Anwendungen zu optimieren. Dazu kommt ein eingeschränktes Verständnis im Bereich der Data Analytics bei den Domänenexperten der Netzbetreiber. Im Rahmen dieses Projekts konnte dies mithilfe der umlaut Experten als Vermittler und Übersetzer zwischen den Start-ups und den Daten kompensiert werden.

Neben den Herausforderungen im Bereich der Datenbereitstellung wurde von beiden Seiten der gute Austausch zwischen den Daten und Teams gelobt. Unklarheiten in Bezug auf die Fragestellung der Challenges oder Anpassungen der Ziele an neue Erkenntnisse konnten durch die kooperative Arbeitsweise in den Terminen gelöst bzw. umgesetzt werden. Es wurde aber auch ersichtlich, dass der zeitliche Rahmen des Projekts für die Datenbereitstellung und Umsetzung der Prototypen knapp bemessen wurde. Besonders rechtliche Fragen zum Datenschutz und die Bereitstellung der Daten waren aufwendiger als ursprünglich erwartet. Auch hier könnten durch Fortschritte im Bereich der Datenkompetenz, z.B. durch Einführen eines unternehmensweiten Data Dictionaries, Effizienzen gehoben werden.

Mit der Identifizierung von Herausforderungen der Netzbetreiber und die Übertragung in digitale Challenges wurde das breite Spektrum an möglichen Anwendungsfällen für datengetriebene Lösungen im

Stromnetz aufgezeigt. Für drei ausgewählte Fälle haben die Teams bewiesen, dass gute, entscheidungsunterstützende Modelle basierend auf KI oder statistischer Methoden bereit sind bei den Netzbetreibern integriert zu werden. Die Teams konnten neben dem Beweisen der Machbarkeit auch Vorschläge für eine Operationalisierung machen, die Netzbetreiber bei einer Implementierung zu beachten haben. Damit stellt sich bei der Umsetzung von datengetriebenen Lösungen die Frage, ob eine Eigenentwicklung oder eine Kooperation mit einem Start-up verfolgt werden soll. In jedem Fall ist es elementar, die Datenkompetenz bei Netzbetreibern zu steigern, da diese nicht nur zu einer effizienten Datennutzung befähigt, sondern auch die Entwicklung von datengetriebenen Lösungen vereinfacht. Dieses Ziel sollte daher für die nächsten Schritte verfolgt werden, um den Praxiseinsatz von KI und anderer Datenanalyse-Methoden im Stromnetz zu erleichtern.

Autoren

Antonia Heinemann

Antonia.Heinemann@umlaut.com

Matthias Deckert

Matthias.Deckert@umlaut.com

Sebastian Fendel

Sebastian.Fendel@umlaut.com

Robin Griehl

Robin.Griehl@umlaut.com

umlaut SE

Am Kraftversorgungsturm 3

52070 Aachen

Germany

www.umlaut.com

energy@umlaut.com

Veröffentlicht am 22.05.2022