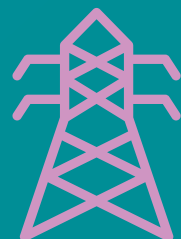
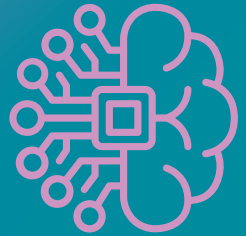


Future Energy
Lab

ABSCHLUSSBERICHT

Datenanalysen und künstliche Intelligenz im Stromverteilnetz

Chancen für das Stromnetz der Zukunft durch
die Zusammenarbeit zwischen Verteilnetzbetreibern
und Start-Ups



Impressum

Herausgeber:

Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena)
Chausseestraße 128 a
10115 Berlin
Tel.: +49 (0)30 66 777-0
Fax: +49 (0)30 66 777-699
E-Mail: info@dena.de / futureenergylab@dena.de
Internet: www.dena.de / www.future-energy-lab.de

Autorinnen und Autoren:

Alexander R.D. Müller, Projektleiter
Linda Babilon
Friederike Berger
Jakob Schieder-Hestermann
Gustav Weber

Konzeption & Gestaltung:

die wegmeister gmbh

Stand:

01/2023

Alle Rechte sind vorbehalten. Die Nutzung steht unter dem Zustimmungsvorbehalt der dena.

Bitte zitieren als:

Deutsche Energie-Agentur (Hrsg.) (dena, 2023) „Datenanalysen und künstliche Intelligenz im Stromverteilnetz“



**Bundesministerium
für Wirtschaft
und Klimaschutz**

Die Veröffentlichung dieser Publikation erfolgt im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Klimaschutz. Die Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena) unterstützt die Bundesregierung in verschiedenen Projekten zur Umsetzung der energie- und klimapolitischen Ziele im Rahmen der Energiewende.

Inhalt

Impressum	2	
Vorwort	4	
Executive Summary	6	
1	Über das Projekt Data4Grid	8
2	Stromverteilnetze im Umbruch: Anforderungen an die Netzbetreiber	11
3	Innovative digitale Technologien im Stromnetz: Anwendungsfälle und Chancen	13
	3.1 Anwendungsfälle für datenbasierte Lösungen im Stromnetz – Überblick	13
	3.2 Datenanalysen und KI in kritischen Prozessen	14
	3.3 Anforderungen und Risiken bei der Anwendung von Datenanalysen und KI	16
	3.4 Regulatorische Rahmenbedingungen	16
4	Von der Theorie zur Praxis	18
	4.1 Implementierungsleitfaden für datengetriebene Anwendungen im Stromnetz	18
	4.2 Datenquellen	20
	4.3 Datenverfügbarkeit und -qualität bei Stromverteilnetzbetreibern	21
5	Neue Allianzen: Data Scientists und Netzbetreiber	23
	5.1 Relevante datenbasierte Anwendungsfälle in den Verteilnetzen	23
	5.2 Kriterien für die Umsetzung datenbasierter Methoden	25
	5.3 Praktische Erprobung: Erkenntnisse aus drei Data4Grid-Prototypen	25
Abbildungsverzeichnis		32
Tabellenverzeichnis		32
Literaturverzeichnis		33
Abkürzungsverzeichnis		34

Vorwort

Der Ausbau der erneuerbaren Energien führt zu einem zunehmend dezentralen Energiesystem mit erhöhtem Koordinationsbedarf. Die damit einhergehende steigende Komplexität auf allen Ebenen im Stromnetz erfordert, dass Netzbetreiber in ihren vielfältigen Tätigkeiten unterstützt werden. Es werden digitale Systeme benötigt, die die Realität verlässlich abbilden und die Komplexität beherrschbar machen. Neue Methoden und Innovationen wie beispielsweise Entscheidungshilfen müssen entwickelt und schrittweise integriert werden, um das Stromsystem auch zukünftig effizient und verlässlich zu planen und zu betreiben. Dass sich Aufgaben und Herausforderungen im Umfeld der Stromnetze ändern, lässt sich an diversen Erfahrungen festmachen, die wir in den letzten Jahren in verschiedenen dena-Projekten zur Weiterentwicklung der Stromnetze gesammelt haben. Dies wurde insbesondere in den folgenden beiden Projekten deutlich:

- Die dena-Netzstudie III hat gezeigt, dass die Planung verschiedener Infrastrukturen enger zusammenwachsen muss. Das Netz mit neuen Verbrauchern und stärkeren Schnittstellen zu Wärme-/ Kälte-, Gas- bzw. Wasserstoffnetzen muss weitergedacht werden. Netzzustandsdaten in Echtzeit gewinnen außerdem zunehmend an Bedeutung. Denn die Höherauslastung bestehender Kapazitäten kann Netzausbaubedarfe teilweise verringern oder zeitlich verlagern. Der optimierte Betrieb nahe an vorgesehenen Grenzwerten erfordert eine Überwachung der Netzzustandsgrößen, um mit minimalen steuernden Eingriffen die Netzsicherheit zu gewährleisten.
- Die dena-Plattform Systemdienstleistungen hat die Rolle innovativer digitaler Technologien bei der Bereitstellung von Systemdienstleistungen beleuchtet. Netzebenen- und netzbetreiberübergreifende Kommunikation bzw. der Informationsaustausch sind wesentliche Pfeiler, um Effizienzpotenziale zu heben. Der Redispatch 2.0, die Nutzung auch kleinerer Erzeugungsanlagen für den Redispatch, ist zum Beispiel ohne digitale Technologien nicht möglich. Während das Vorhaben noch vor einiger Zeit als sehr ambitioniert galt, ist ein weiter Weg gegangen worden – mittlerweile wird bereits über „Redispatch 3.0“ diskutiert. Der Prozess hat auch gezeigt, dass verpflichtende Vorgaben helfen können, bestimmte Fortschritte zu erzielen.

Diese und weitere digitale Anwendungen erfordern die Erfassung und zielgerichtete Verarbeitung von Daten. Es ist davon auszugehen, dass ohne die Nutzung innovativer Technologien und Daten das Netz in Zukunft kaum handhabbar sein wird.

Die komplexeren werdenden Herausforderungen beim Betrieb der Stromnetze treffen gleichzeitig auf die Entwicklung neuer Lösungsmethoden, die mitunter das Potenzial disruptiver Innovationen bergen. Insbesondere künstliche Intelligenz (KI) wird durch eine im Allgemeinen immer umfangreichere Datenbasis und steigende verfügbare Rechenleistung immer verbreiteter. Das größte Potenzial für KI ist dort zu finden, wo komplexe Systeme und Prozesse optimiert werden können, wodurch Kosten reduziert oder skalierbare Einnahmen erzielt werden. Wie KI-Anwendungen auf die Geschwindigkeit der Transformation des Energiesystems einzahlen können, wurde in zurückliegenden dena-Projekten zur Digitalisierung des Energiesystems deutlich:

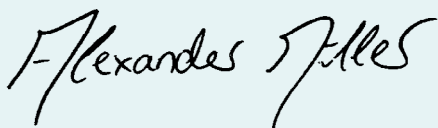
- Das Projekt EnerKI hat gezeigt, dass die Durchdringung der Energiebranche mit KI-Anwendungen differenziert und anwendungsfallspezifisch verläuft. Insbesondere bei Prognosen sowie Betriebs- und Bestandsoptimierungen ist nicht nur der potenzielle Beitrag zur Energiewende sehr hoch, sondern auch der technische Entwicklungsstand. Im Netzbetrieb wird perspektivisch ein umfangreicher Einsatz von KI erwartet. Wichtige Anwendungsbereiche sind zum Beispiel eine präzisere Vorhersage zur Auslastung des Netzes, die vorausschauende Planung von Einspeisung und Erzeugung und auch der optimierte Betrieb der Netze selbst.

- Der Sicherheit von KI-Anwendungen kommt bei kritischen Infrastrukturen wie dem Stromnetz eine besondere Bedeutung zu. Die Aktualität, Menge und Qualität der Daten, zum Beispiel die Verfügbarkeit aktueller Netzdaten, spielen für die Zuverlässigkeit der KI eine besondere Rolle. Allerdings ist nicht mit jeder KI-Anwendung in diesem Kontext immer ein hohes Schadenspotenzial verbunden und somit variiert auch der Anspruch an Verlässlichkeit und Nachvollziehbarkeit. Dies wird auch im aktuell diskutierten Entwurf des „Artificial Intelligence Act“ auf EU-Ebene deutlich, der durch einen risikobasierten Ansatz geprägt ist.
- Die Ergebnisse einer dena-Umfrage zum KI-Einsatz in der Energiewirtschaft haben gezeigt, dass ein Großteil der befragten Führungskräfte der KI ein hohes Potenzial zuschreibt, gleichzeitig die eigene Expertise im Unternehmen aber als unzureichend einschätzt – eine Diskrepanz, die einen enormen Bedarf an Qualifikation, Wissensaufbau und Vernetzung verdeutlicht.

Das Projekt Data4Grid geht den konsequenten und wichtigen Schritt, die Themenwelten Digitalisierung und Stromnetz praxisnah zu verbinden. Durch den Dialog von Digital- und Energiebranche, etablierten Akteuren und Start-ups entstand ein fruchtbarer Austausch und Wissenstransfer zur Entwicklung von KI-Anwendungen im Stromverteilnetz, zu den notwendigen Rahmenbedingungen, zu strategischen Entscheidungen im Unternehmen und zur erfolgreichen Implementierung.

Wir danken dem Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK) für die Möglichkeit zu diesem Projekt, darüber hinaus aber auch allen Vertreterinnen und Vertretern von Stromverteilnetzbetreibern, die sich aktiv und teils mit sehr großem Aufwand am Projekt beteiligt haben. Den Teams von *umlaut energy GmbH* und *Innoloft* danken wir für die intensive Begleitung des Wettbewerbs und schätzen die ungebrochene Motivation, die Themenfelder Stromnetze und Datenanalysen/KI zu verbinden und sich im Projekt-rahmen für einen Erfolg auf allen Seiten einzusetzen. Dem *Fraunhofer IEE* gehört unser Dank für die Erstellung des wissenschaftlichen Gutachtens und die darüber hinausgehende Ableitung mehrerer Leitfäden zur Implementierung neuartiger digitaler Technologien in Stromverteilnetzen. Sie bilden eine vertrauenswürdige Grund- und Vorlage für Wissensaufbau und -austausch. Zuletzt gilt unser Dank allen Start-ups und Entwicklerteams, die sich in einer mehrmonatigen gemeinsamen Arbeitsphase den Herausforderungen im Rahmen von Datenbereitstellung und -verarbeitung gestellt und wertvolle Konzepte entwickelt haben. Diese Beiträge schaffen eine Grundlage für eine Vielzahl von Akteuren. Die Konzepte und das bewiesene Know-how werden für die Teams sicherlich zu weiteren Partnerschaften führen.

Mit diesem Bericht – bestehend aus der vorliegenden Zusammenfassung, dem Bericht über den praktischen Projektteil der *umlaut energy GmbH* sowie einem wissenschaftlichen Gutachten des *Fraunhofer IEE* – möchten wir verwertbare Informationen für die Branche zur Umsetzung innovativer Lösungen für die Verteilnetze liefern. Wir werden uns auch weiterhin intensiv mit den Netzbetreibern, der Branche insgesamt und der Digitalwirtschaft austauschen und so die Umsetzung der Energiewende konkret vorantreiben.



Alexander R.D. Müller
Seniorexperte Infrastruktur und Gesamtsystem



Linda Babilon
Seniorexpertin Digitale Technologien

Executive Summary

Datenanalysen und künstliche Intelligenz (KI) im Stromnetz können nicht nur einen großen Mehrwert für Netzbetreiber und das Gesamtsystem liefern, sondern sind für das Gelingen der Transformation zu einer nachhaltigen Energieversorgung notwendig. Auf Stromverteilnetzebene gibt es dafür zahlreiche Anwendungsfälle, deren Potenzial schon vielfach dargelegt wurde, zum Beispiel Netzzustandsschätzungen, Szenarioanalysen und Predictive Maintenance. Datenanalysen und KI werden weiter an Bedeutung gewinnen, um die zunehmende Komplexität von Netzplanung, -betrieb und -instandhaltung beherrschbar zu machen und effiziente Prozesse zu ermöglichen. Zahlreiche Methoden und Technologien sind verfügbar und erprobt, aber noch nicht in der Breite im Einsatz.

Im Projekt Data4Grid des Future Energy Lab der dena haben Verteilnetzbetreiber mit Start-ups zusammengearbeitet, um konkrete Anwendungsfälle für Datenanalysen und KI im Stromnetz in der Praxis voranzubringen. Die Erfahrungen und Erkenntnisse aus dieser Zusammenarbeit sind hier zusammengefasst und werden durch einen von der *umlaut energy GmbH* erstellten Projektbericht und ein wissenschaftliches Gutachten des *Fraunhofer IEE* begleitet.¹ Weitere Ergebnisse des Projekts sind eine Übersicht über die aktuellen Anforderungen und Lösungen für Netzbetreiber² sowie ein **Implementierungsleitfaden** für Datenanalysen und KI im Stromverteilnetz³.

Einsatz von Datenanalysen und KI im Verteilnetz

Der im Rahmen des Projekts durchgeführte Wettbewerb und die Zusammenarbeit von Verteilnetzbetreibern mit Teams aus Data Scientists und Software-Entwicklerinnen und -Entwicklern hat gezeigt, dass bereits heute in kurzer Zeit erhebliche Fortschritte beim Einsatz datenbasierter Lösungen erzielt und Grundlagen für eine breitere Anwendung gelegt werden können. Innerhalb weniger Monate entwickelten die Teams anwendbare Konzepte für drei zentrale Herausforderungen: die **Steigerung der Netztransparenz**, die **Prognose zur Entwicklung der Elektromobilität** und verbesserte **Verbrauchsprognosen**.

Für einen Einsatz von datenbasierten Methoden und die Entwicklung von Anwendungen in den Unternehmen gilt es jedoch, folgende Rahmenbedingungen zu beachten:

■ Kritikalität

Das Stromnetz ist eine kritische Infrastruktur und unterliegt damit strengen Vorgaben. Bei den verschiedenen Prozessen, die für eine Anwendung neuartiger datengetriebener Technologien infrage kommen, ist deshalb abzuwägen, wo diese Anwendungen der Sicherheit zuträglich oder unbedenklich sind und wo sie mit hohen Sicherheitsstandards implementiert werden müssen.

Die Kritikalität von Prozessen im Stromnetz kann anhand von vier Kriterien bewertet werden: der **Systemrelevanz** eines Prozesses (z. B. Nähe zum operativen Betrieb), der **Sicherheit der Informations- und Kommunikationstechnologie (IKT) und der Datensicherheit** (z. B. kritische Daten und Informationen, Sicherheitslücken), durch mögliche **Grenzwertverletzungen** bei auftretenden Prozessfehlern oder -ausfällen (Auswirkungen auf Betriebsmittel) sowie durch das **Schadenpotenzial** bzw. den Ausfallschaden bei Unterbrechungen oder Ausfall eines Prozesses (Auswirkungen auf Versorgung und finanzielle Schäden).

■ Wissen und Mehrwert

Damit neuartige Technologien von Netzbetreibern eingesetzt werden, müssen sie sicher sein und erkennbaren Mehrwert liefern. Um diese Aspekte angemessen zu bewerten, das heißt, sowohl die strategischen Entscheidungen treffen zu können als auch die Implementierung neuer Technologien und Methoden zu realisieren, benötigen Unternehmen ausreichendes Wissen und Kompetenz auf verschiedenen Ebenen. Eine fehlende Wissensbasis und mangelnde Ressourcen, um sich dem Themenfeld zu nähern, verhindern bisher vor allem in kleinen und mittelgroßen Unternehmen den Einsatz digitaler Technologien, was zu einem Flaschenhals für die Umsetzung der Energiewende werden kann.

1 Der Bericht von umlaut (2022) und das wissenschaftliche Gutachten des Fraunhofer IEE (2022) sind als Anhang des Abschlussberichts veröffentlicht und können unter folgendem Link abgerufen werden: <https://www.dena.de/newsroom/publikationsdetailsansicht/pub/abschlussbericht-datenanalysen-und-kuenstliche-intelligenz-im-stromverteilnetz>

2 Übersicht über die Anforderungen und Lösungen für Netzbetreiber: https://future-energy-lab.de/app/uploads/2022/06/220513_dena_FutureEnergyLab_GR_Infografik_Stromverteilnetze_EW7.pdf

3 Die Ergebnisse sind auf der Projekt-Website des Future Energy Lab veröffentlicht: <https://future-energy-lab.de/projects/data4grid/>

■ Datenlage

Eine gute Datenbasis ist Grundlage für die Anwendung von Datenanalysen und KI. Gerade in den unteren Spannungsebenen sind die Datenverfügbarkeit und die Datenqualität für eine Anwendung datengetriebener Lösungen in der Breite nicht ausreichend. Außerdem gibt es insgesamt Defizite bei der Erfassung, Haltung und Verarbeitung von Daten.

So stehen zum Beispiel kaum Daten in Echtzeit für eine aktive oder automatisierte Betriebsführung zur Verfügung und vorhandene Daten haben teilweise keine ausreichende Qualität, um datenbasierte Anwendungen zu implementieren. Zusätzlich erschwert eine gering ausgeprägte Open-Data-Mentalität in den Bereichen, wo es rechtlich möglich ist, die Datennutzung über Unternehmensgrenzen hinweg.

Handlungsempfehlungen für Netzbetreiber sowie politische Entscheidungsträgerinnen und -träger

Datengrundlage verbessern

Zur Vorbereitung auf den Einsatz datengetriebener Technologien sind im ersten Schritt eine Analyse des Status quo und die anschließende Verbesserung der Datengrundlage durch die Netzbetreiber nötig. Hier gilt es, bestehende Daten in den Unternehmen verfügbar zu machen und die Datengrundlage auf eine gute Basis für den zukünftigen Netzbetrieb und für eine geeignete Netzplanung zu stellen, die es ermöglicht, das Potenzial datengetriebener Lösungen auszuschöpfen und die Daten schließlich in Information, Wissen und Wert zu transformieren.

Mit relativ geringem Aufwand kann bereits ein langfristiger Nutzen erzielt werden. Erste Schritte dafür sind die Prüfung und Überarbeitung der digitalen Netztopologie, die Dokumentation von Schalterstellungen, die Verknüpfung der bereits vorhandenen netzbetreibereigenen Daten (z. B. SAP, GIS) und die Einbindung externer Daten.

Eine zentrale Sammlung der Daten im Unternehmen macht diese sichtbarer, vereinfacht ihre Verknüpfung und verbessert die Möglichkeiten zur Nutzung. Standardisierte Schnittstellen, Datenmodelle sowie Prozesse an Netzverknüpfungspunkten ermöglichen außerdem den Informationsaustausch und die koordinierte Erbringung von Netz- und Systemdienstleistungen.

Datenkompetenz stärken, Erfahrungen teilen, Expertise nutzen

Verteilnetzbetreiber sollten Datenkompetenz aufbauen, da sie der Grundstein für eine höhere Datenqualität und für die Anwendung von neuen Technologien ist. Ein netzbetreiberübergreifender Austausch kann hier Wissens- und Erfahrungstransfers begünstigen und insbesondere einen Mehrwert für mittlere und kleine Verteilnetzbetreiber liefern.

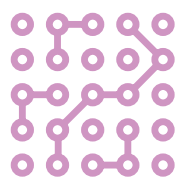
Zur Datenkompetenz gehört auch die Kenntnis aktueller gesetzlicher und regulatorischer Rahmenbedingungen. Zum Beispiel sieht die Datenschutz-Grundverordnung (DSGVO) zwar Einschränkungen bei der Verwendung personenbezogener Daten vor, doch oft können Daten durch Pseudonymisierung bzw. Anonymisierung nutzbar gemacht werden.

Durch gemeinsames Datenpooling können darüber hinaus sinnvolle Synergien bei der Entwicklung neuer Algorithmen geschaffen werden. Neue Ansätze für KI-Lernumgebungen wie das föderierte Lernen (Federated Learning) ermöglichen es hier, gemeinsam von verteilten Datensätzen zu profitieren, ohne diese offenlegen zu müssen. Eine Kooperation zwischen Netzbetreibern und Start-ups bzw. Anbietern neuartiger Technologien ist für beide Seiten wertvoll: Innovative Unternehmen stellen digitale Kompetenzen sowie neuartige Lösungen und Ansätze bereit, während Netzbetreiber wertvolle reale Daten und Know-how aus der Praxis liefern. Die Verbindung beider Welten ist ein Gewinn für die Weiterentwicklung des Stromsystems. Eine geeignete Daten-Governance in den Unternehmen und übergreifend in der Energiewirtschaft schafft die Grundlage für solche Kooperationen.

Ordnungsrahmen weiterentwickeln

Die Einführung von KI im Stromnetz wird durch Normung und Zertifizierung erleichtert, denn sie schafft das nötige Vertrauen und auch Sicherheit durch Standards. Das gilt es bereits bei der Forschung und Entwicklung zu berücksichtigen, damit Testverfahren und Risikobewertungen parallel entwickelt und integriert werden können. Damit einhergehend sollten diese Aspekte künftig aktiv bei den Entwicklungsprozessen datengetriebener Anwendungen einbezogen werden. Die Datengrundlage der Netzbetreiber kann auch durch gezielte Anforderungen oder ökonomische Anreize zur Bereitstellung von Datensätzen (Datenökonomie) verbessert werden und durch ihre produktive Nutzung die Effizienz des Gesamtsystems steigern.

Die allgemeine Datenlage kann verbessert werden, indem eine Open-Data-Mentalität gestärkt und der einheitliche Zugriff auf relevante Datensätze, wie zum Beispiel GIS- bzw. Geodaten oder Gebäude- und Wärmekataster, vereinfacht wird. Die Schweiz oder auch Bundesländer wie Berlin und Nordrhein-Westfalen gehen hier mit gutem Beispiel voran.



Über das Projekt Data4Grid

Die Transformation zur Klimaneutralität erfordert den Umbau unserer Energieversorgung hin zu erneuerbaren Energien. Digitale Technologien sind notwendig, um diese Transformation zu ermöglichen und das zukünftig immer komplexere und sektorübergreifend integrierte Energiesystem zu koordinieren.

Verteilnetzbetreiber (VNB) stehen deshalb vor einer Reihe von Herausforderungen, die durch den Einsatz von Datenanalysen und KI besser bewältigt werden können. Was schon heute mit vorhandenen Daten möglich ist, hat das Future Energy Lab der dena im Projekt „Data4Grid“ untersucht.

Das Projekt gliederte sich in zwei inhaltliche Teile:

- Im praktischen Projektteil wurden Anwendungsfälle für Datenanalysen und KI für Stromverteilnetzbetreiber identifiziert und drei Challenges definiert, die Netzbetreiber gemeinsam mit Teams aus Data Scientists und Software-Entwicklerinnen und -Entwicklern bearbeiteten und dazugehörige Prototypen entwickelten.
- Im wissenschaftlichen Projektteil stand die Erarbeitung eines Gutachtens im Zentrum. Es hat untersucht, was beim Einsatz von Datenanalysen und KI im Stromnetz als kritischer Infrastruktur zu beachten ist, wie sie sicher eingesetzt werden können und insbesondere wie die Datenlage bei Netzbetreibern verbessert werden kann.

Um möglichst praxisnahe und konkrete Ergebnisse zu erzielen, wurde der praktische Teil des Projekts als Wettbewerb durchgeführt, in dem je drei Teams aus Data Scientists und Software-Entwicklerinnen und -Entwicklern gemeinsam mit Verteilnetzbetreibern Lösungen zu drei Challenges entwickelten. So wurden unterschiedliche Konzepte für Szenarioanalysen zur Nutzung von Elektromobilität, für Standorte von Messstellen zur Erhöhung der Netztransparenz und für KI-gestützte Verbrauchsprognosen auf Basis von Smart-Meter-Daten erstellt.



Szenarioanalysen zur Nutzung von Elektromobilität



Standorte von Messstellen zur Erhöhung der Netztransparenz



KI-gestützte Verbrauchsprognosen

Abbildung 1: Challenges im Projekt Data4Grid

Die 14 beteiligten Verteilnetzbetreiber, die *umlaut energy GmbH* als Durchführer des Wettbewerbs und das Projektteam des Future Energy Lab der dena identifizierten zunächst, ausgehend von den heutigen Herausforderungen in den Stromnetzen, mögliche Anwendungsfälle von Datenanalysen und KI für Verteilnetzbetreiber. Aus diesen Anwendungsfällen wählten sie drei aus. Diese zeichneten sich durch Datenverfügbarkeit, Umsetzbarkeit, Innovationsgrad und Mehrwert für die VNB aus. Im nächsten Schritt wurde zusammen mit der Plattform *Innoloft* ein öffentlicher Aufruf gestartet, sodass interessierte Teams sich für die Challenges bewerben konnten. Von insgesamt 23 Teams, die sich beworben haben, wurden nach der Vorstellung ihrer Konzeptideen je drei pro Challenge ausgewählt, die in der anschließenden Bearbeitungsphase gemeinsam mit den Verteilnetzbetreibern Lösungen in Form eines Proof of Concept entwickelten. Die besten Lösungen wurden im Rahmen der SET Hub Open am 4. Mai 2022 ausgezeichnet.⁴

⁴ Siehe: <https://future-energy-lab.de/news/set-hub-open-2022-im-future-energy-lab/>

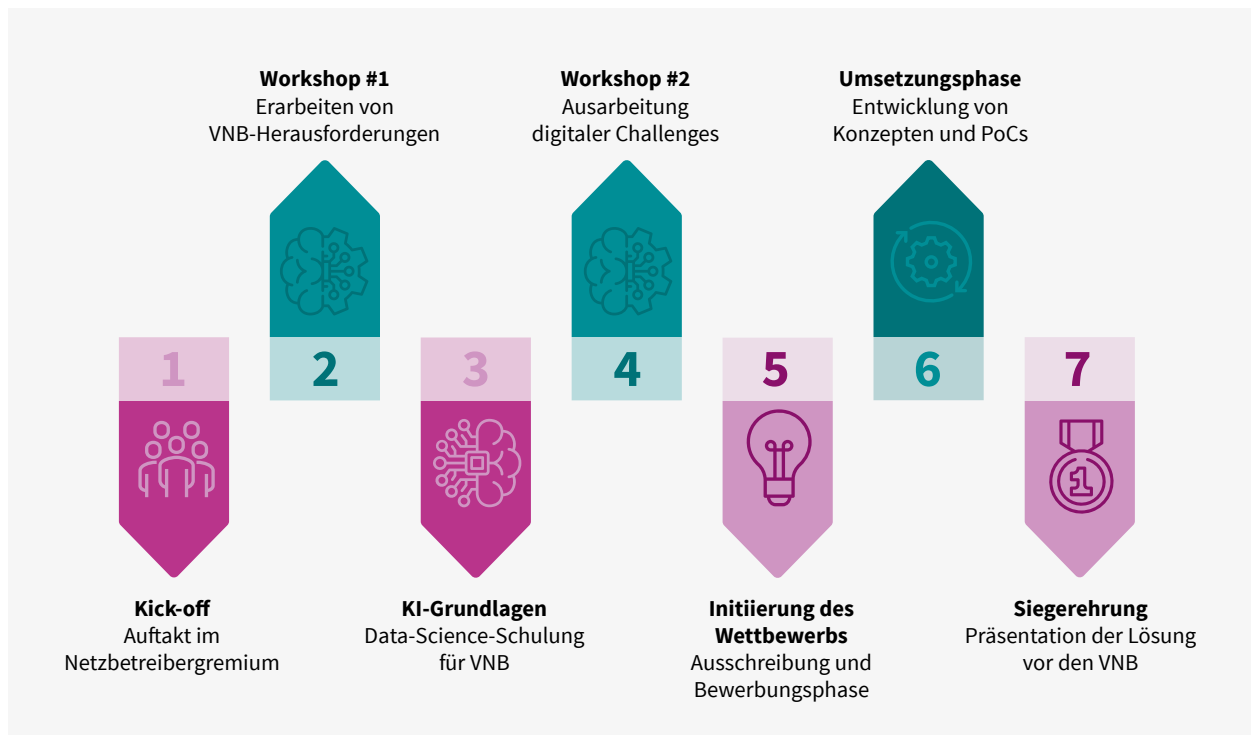


Abbildung 2: Phasen des praktischen Teils des Projekts Data4Grid

Im wissenschaftlichen Projektteil wurde während zweier Workshops und im Rahmen der Erstellung des Gutachtens erörtert, welche Indikatoren zur Beurteilung der Kritikalität von Prozessen im Stromnetz herangezogen und wie die Nutzung und Anwendbarkeit von Daten verbessert werden können. Darüber hinaus wurde in diesem Zusammenhang ein Implementierungsleitfaden für die Integration von Datenanalysen und KI in die Prozesse der Verteilnetzbetreiber erstellt. Damit sollen Netzbetreiber unterstützt werden, solche Projekte umzusetzen. Der Leitfaden beantwortet unter anderem die Fragen, was in der Planungs- und Vorbereitungsphase beachtet werden muss und wie die Durchführung, aber auch die nachhaltige Verwendung sichergestellt werden können.

Die zentralen Ergebnisse des Projekts sind im vorliegenden Abschlussbericht zusammengefasst. Einen ausführlicheren Einblick in die Ergebnisse des praktischen Projektteils und in den Wettbewerb gibt der Bericht der *umlaut energy GmbH* sowie für den wissenschaftlichen Projektteil das Gutachten des *Fraunhofer IEE*. Eine Übersicht über die Anforderungen an Verteilnetzbetreiber, der Implementierungsleitfaden sowie die Konzepte der Start-ups sind auf der Website des Future Energy Lab zudem separat dargestellt.⁵

⁵ Siehe: <https://future-energy-lab.de/projekte/data4grid-kuenstliche-intelligenz-im-stromnetz/>

Projektbeteiligte

Projektsteuerung und Umsetzung im Auftrag des BMWK



Umsetzung Wettbewerb

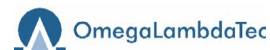
Wissenschaftliches Gutachten

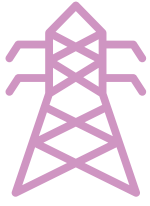


Beteiligte Verteilnetzbetreiber



Im Wettbewerb ausgewählte Teams und Start-ups





Stromverteilnetze im Umbruch: Anforderungen an die Netzbetreiber

Betreiber von Stromnetzen erfüllen für die Daseinsvorsorge eine zentrale und komplexe Aufgabe: Sie planen, bauen und betreiben Netze und halten sie instand, kommunizieren mit den Akteuren des Energiesystems und fügen sich in ein geltendes Regulierungsregime ein. Durch die Transformation zu einem klimaneutralen Energiesystem entwickeln sich diese Anforderungen weiter. Denn sowohl die Struktur der Stromerzeugung als auch die Stromnachfrage verändern sich stark: Durch die Umstellung auf erneuerbare Energien ist immer mehr und kleinteiligere Erzeugungsleistung dezentral an das Verteilnetz angeschlossen. Durch die zunehmende Elektrifizierung der Verbrauchssektoren steigt der Strombedarf insgesamt an und die Lastprofile ändern sich. Auf der anderen Seite entwickeln sich gleichzeitig die Flexibilität und Steuerbarkeit der Verbraucher weiter.

Die Funktion der Übertragungs- und Verteilnetze wandelt sich in der Folge stark. Während die Verteilnetze in der Vergangenheit hauptsächlich dazu da waren, den Strom, der von zentralen, an das Übertragungsnetz angeschlossenen Kraftwerken erzeugt wurde, an weitgehend unflexible, aber relativ gleichförmige Verbraucher zu verteilen, sammeln die Verteilnetze heute große Mengen Strom aus erneuerbaren Energien wie Wind und Photovoltaik ein, verteilen den Strom lokal und speisen Überschüsse in das Übertragungsnetz ein. Gleichzeitig werden neue flexible Verbraucher angeschlossen: Die Zahl privater Ladeanschlüsse steigt mit der Verbreitung von Elektroautos, Wärmepumpen setzen sich für die Wärmeerzeugung immer mehr durch und erhöhen den Strombedarf im Verteilnetz zusätzlich. Teilweise werden diese Technologien mit Stromspeichern kombiniert. Haushalte werden so zu Prosumern, die sowohl Strom produzieren als auch einspeisen und beides flexibel anpassen können.

Dieser fundamentale Wandel verändert alle zentralen Aufgabenbereiche der Netzbetreiber. Insbesondere für die Verteilnetzebene stellt dies zunehmend neue Anforderungen an den Netzbetrieb, die Netzplanung, das Asset Management und die Projektierung sowie die Koordination der Akteure. Die Aufgabengebiete werden komplexer und erfordern neue Prozesse und Technologien.

Die Anforderungen an Netzbetreiber durch die Transformation sind in einer interaktiven Grafik unter folgendem Link dargestellt: https://future-energy-lab.de/app/uploads/2022/06/220513_dena_FutureEnergyLab_GR_Infografik_Stromverteilnetze_EW7.pdf

■ Neue Anforderungen an den Netzbetrieb

Durch den Rückgang der konventionellen Erzeugungsleistung müssen Systemdienstleistungen zunehmend auch von umrichtergekoppelten Erneuerbare-Energien-Anlagen bereitgestellt werden, die an das Verteilnetz angeschlossen sind. Die höhere Volatilität der Erzeugung und neue Verbraucher führen zu größeren Leistungsflüssen, höheren Leistungsspitzen und häufiger auftretenden Engpässen, die unter anderem durch Lastflusssteuerung und Engpassmanagement beherrscht werden müssen. Voraussetzung dafür sind eine bessere, aktuelle, knotenscharfe Erfassung und Prognose des Netzzustands sowie eine kurzfristige Prognose zu Erzeugung und Verbrauch und der Steuerbarkeit neuer Netznutzer. Bisher bestand auf Verteilnetzebene keine Notwendigkeit für die Erfassung und Nutzung dieser Daten für die Steuerung von Netznutzern.

■ Neue Anforderungen an die Netzplanung und -entwicklung

Die fortschreitende Energiewende führt zu großen Ausbaubedarfen auf allen Netzebenen, um die Netzsicherheit, also die Sicherstellung ausreichender Transportkapazitäten im Stromnetz und damit die Versorgungssicherheit weiterhin zu gewährleisten. Diesen Ausbau gilt es, intelligent und nachhaltig zu planen und zwischen den Ebenen sowie mit anderen Energienetzen für Gas, Wasserstoff und Wärme abzustimmen und zu koordinieren. Dabei müssen sowohl Innovationen und neue Betriebskonzepte als auch neue Aufgaben, wie die Bereitstellung von Systemdienstleistungen aus dem Verteilnetz, berücksichtigt werden.

■ **Neue Anforderungen an das Asset Management und die Projektierung**

Die Erfüllung der trotz Optimierung sehr hohen Ausbaubedarfe ist sowohl bei der organisatorischen und technischen Umsetzung als auch bei Fragen der Akzeptanz und der Finanzierung eine große Herausforderung. Die steigende Auslastung der Netze und der Betriebsmittel erfordert außerdem neue Lösungen bei der Instandhaltung, die durch digitale Technologien unterstützt werden können.

■ **Neue Anforderungen an die Organisation und Koordination der Akteure**

Die stark wachsende Anzahl von Erzeugern und Verbrauchern und damit der Akteure erfordert eine bessere und transparentere Koordination: Von der Koordination über Netzebenen hinweg, zum Beispiel für den Redispatch 2.0 und Regelenenergieabrufe, über die Einbindung und Steuerung flexibler Verbraucher bis hin zu Abrechnungsprozessen gilt es, eine sichere und effiziente Kommunikation aufzubauen und das Verhalten der Netznutzer systemdienlich zu orchestrieren. Hinzu kommen neue Fragen der IT-Sicherheit und die Beherrschung von möglichem gleichgerichteten Verhalten von Netznutzern.

Heute bestehende oder in Entwicklung befindliche Lösungen für diese Anforderungen umfassen neue Planungsprozesse, den Ausbau von Netzen und Betriebsmitteln, einen optimierten Betrieb der Netze, eine sich anpassende Regulierung, die Aktivierung von netzdienlichem Verhalten und eine umfassende Digitalisierung. Konzepte und Instrumente werden dabei kontinuierlich neu- und weiterentwickelt. Die digitale Infrastruktur (z. B. Mess- und Übertragungstechnik) ist dabei Voraussetzung, um die Erfassung, Übertragung und Nutzung von Daten unter anderem durch KI zu ermöglichen und dadurch eine Koordination der vielen Akteure zu bewerkstelligen.

Datengetriebene Lösungen für die neuen Anforderungen an Netzbetreiber standen deshalb im Zentrum des Projekts Data4Grid. In den folgenden Kapiteln werden die Anwendungsfälle für solche Lösungen beschrieben und exemplarisch anhand der drei Challenges, die die Start-ups und Data Scientists zusammen mit Verteilnetzbetreibern bearbeitet haben, gezeigt. Darüber hinaus wird dargestellt, welche bedeutsamen Mehrwerte digitale Lösungen für Verteilnetzbetreiber haben können.



Innovative digitale Technologien im Stromnetz: Anwendungsfälle und Chancen

Die Anwendungsfelder von künstlicher Intelligenz in der Energiewirtschaft sind vielfältig und über alle Wertschöpfungsstufen verteilt.⁶ Sie lassen sich in die Cluster Allgemeine Entscheidungsgrundlagen, Instandhaltung und Sicherheit sowie Vertriebs- und Verbraucherservice einteilen. Dahinter verbergen sich unter anderem Prognosen, Betriebs- und Bestandsoptimierung, Planungsoptimierung, Predictive Maintenance und Sicherheitsmaßnahmen. Das Einsatzfeld von KI in der Energiebranche – und damit auch im Netzgeschäft – ist sehr breit und bietet zahlreiche Chancen. Insbesondere die Anwendungsfelder Prognose sowie Betriebs- und auch Bestandsoptimierung können einen wichtigen Beitrag zur integrierten Energiewende insgesamt leisten. Anwendungen sind hier nicht nur bereits relativ weit entwickelt, sondern haben gleichzeitig ein hohes ökonomisches Potenzial. Nun gilt es, diese Potenziale für die Energiewende und die Stromnetze zu heben.⁷

Eine gute Datenbasis ist Grundlage dafür. Gleichzeitig müssen Wege gefunden werden, mit den großen anfallenden Datenmengen umzugehen. Für einen stabilen und sicheren Netzbetrieb ist es in Zukunft erforderlich, verschiedenste Parameter zu beobachten – sowohl planerisch als auch in Echtzeit. Eine große Menge anfallender Daten muss also in kürzester Zeit verarbeitet und ausgewertet werden. Die steigende Komplexität der Verteilnetze, die durch neue Erzeuger und Verbraucher sowie wachsende Anforderungen kontinuierlich zunimmt, verlangt, dass auch die Fähigkeiten im Umgang mit Daten verbessert werden. Auch der fortschreitende Rollout von Smart-Metern oder die zunehmende Vernetzung von Geräten und Anlagen (Internet of Things) tragen zu kontinuierlich größer werdenden Datenmengen aus verschiedensten Stellen im System bei. Daten sind ein Rohstoff der Zukunft, der nicht knapper wird, sondern dessen Menge besonders auch im Energiesystem täglich wächst.

Die Aufgabe von Datenanalysen ist es, den Wert der Daten zu erhöhen, indem Daten zunächst in Kontext und Beziehung zueinander gesetzt werden, wodurch zusätzliche Information entsteht, und anschließend durch Vernetzung der Informationen neues Wissen generiert wird. Dabei umfasst die Datenanalyse vielfältige Methoden: von deskriptiven Analysen, die die Zusammenhänge in historischen Datensätzen beschreiben, über mathematische Verfahren und Modelle, die versuchen, durch Musteranalyse möglichst gute Prognosen abzuleiten, bis hin zu präskriptiven Verfahren zur Bewertung alternativer Szenarien. KI imitiert Fähigkeiten des Menschen wie logisches Denken, Lernen, Planen und Kreativität. KI nimmt Daten auf, verarbeitet die Informationen und leitet Aktionen oder Entscheidungen ab. Durch KI bewegt sich das Rechnen also von der Datenverarbeitung zur Entscheidungsfindung. An die Stelle der Entwicklung und des Einprogrammierens von Regeln bei der klassischen Programmierung tritt beim maschinellen Lernen, einem Teilbereich der KI, zum Beispiel das Trainieren von neuronalen Netzen, wodurch diese die Regeln selbst erlernen. Eine sogenannte Starke KI, die nicht auf bestimmte Einsatzbereiche begrenzt (z. B. die Bild-, Sprach- oder Mustererkennung, Robotik), sondern universell einsetzbar ist, existiert bis heute allerdings nicht. In der heutigen Praxis ist die Abgrenzung von KI und der einfachen Datenanalyse oft fließend.

3.1 Anwendungsfälle für datenbasierte Lösungen im Stromnetz – Überblick

Die komplexer werdenden Herausforderungen auf der einen Seite treffen auf neue Lösungsmethoden durch eine immer umfangreichere Datenbasis und höhere Rechenleistung auf der anderen Seite. Hieraus ergeben sich neue nutzenbringende An-

⁶ Siehe dazu: Deutsche Energie-Agentur (dena) (2020): Künstliche Intelligenz – vom Hype zur energiewirtschaftlichen Realität (<https://www.dena.de/newsroom/publikationsdetailansicht/pub/dena-analyse-kuenstliche-intelligenz-vom-hype-zur-energiewirtschaftlichen-realitaet/>) und Deutsche Energie-Agentur (dena) (2019): Künstliche Intelligenz für die integrierte Energiewende (<https://www.dena.de/newsroom/publikationsdetailansicht/pub/dena-analyse-kuenstliche-intelligenz-fuer-die-integrierte-energiegewende/>)

⁷ Siehe World Economic Forum (2021): Harnessing Artificial Intelligence to Accelerate the Energy Transition. White Paper September 2021 (http://www3.weforum.org/docs/WEF_Harnessing_AI_to_accelerate_the_Energy_Transition_2021.pdf)

wendungsfälle für datengetriebene Lösungen, zum Beispiel bei Netzbetrieb und -planung, aber auch in allen anderen Tätigkeitsfeldern (**siehe Kapitel 2**). So ist in der Mittel- und Niederspannungsebene beispielsweise der Netzzustand nur wenig bekannt. Eine umfassende technische Ausrüstung der weit verzweigten Netze, um deren Sichtbarkeit zu verbessern, wäre aber sehr aufwendig. Neue intelligente Methoden können diese Aufwände reduzieren, indem sie präskriptiv den optimalen Ausbaugrad der

Messinfrastruktur empfehlen und Prozesse im Stromnetz insgesamt optimieren.

Weitere Anwendungsfälle werden mit wachsender Datenbasis und Systemkomplexität möglich und sogar notwendig. **Tabelle 1** zeigt exemplarisch Anwendungsfälle in den verschiedenen Feldern. Eine umfassende Auflistung findet sich im Gutachten des Fraunhofer IEE in der Anlage des Berichts.⁸

Netzbetrieb ■ Prognose und Echtzeitbestimmung des Netzzustands ■ Steigerung der Genauigkeit von Einspeiseprognosen ■ Erzeugung von Lastzeitreihen für unterschiedliche Verbrauchertypen ■ Agentenbasierte Betriebsführung ■ ...
Netzplanung und -entwicklung ■ Genauere Gleichzeitigkeitsberechnungen für auslegungsrelevante Lastfälle ■ Optimierte Positionierung öffentlicher E-Ladestationen ■ Prüfung von Netzanschlussbegehren ■ Erstellung von Szenarioanalysen für die Nutzung neuer Lasten ■ ...
Asset Management und Projektierung ■ Monitoring und optimierte Wartung von Freileitungen für sicheren Freileitungsbetrieb ■ Analyse zur Prognose und Frühwarnung von Störungen in Umspannwerken ■ ...
Organisation und Koordination der Akteure ■ Erkennung von Datenmanipulationen und Cyberangriffen zur Gewährleistung der IKT-Sicherheit ■ Unterstützung bei netzdienlicher Steuerung von flexiblen Lasten ■ ...

Tabelle 1: Auswahl von Anwendungsfällen für Datenanalysen und KI im Stromnetz (Quelle: Fraunhofer IEE (2022) und umlaut (2022), eigene Darstellung)

3.2 Datenanalysen und KI in kritischen Prozessen

Die Stromversorgung und das Stromnetz dienen der öffentlichen Daseinsvorsorge und gehören damit zu den sogenannten kritischen Infrastrukturen. Daher ist es entscheidend, dass die Versorgungssicherheit und die Systemstabilität jederzeit gewährleistet sind.⁹ Mit Blick auf die Einführung von Datenanalysen und KI in Prozessen, die einen Einfluss auf die Versorgungssicherheit haben, ist deshalb besondere Sorgfalt geboten. Eine Einordnung und Bewertung von kritischen Prozessen sind Voraussetzung dafür, Risiken und Chancen der Automatisierung richtig einschätzen und über deren Einführung entscheiden zu können.

Der Begriff „kritisch“ weist im Zusammenhang mit Prozessen auf mögliche erhebliche Schadeinwirkungen hin, sofern ein Ab- oder Unterbrechen dieser Prozesse eintritt. Im Stromnetz kann ein Prozess grundsätzlich dann als „kritisch“ verstanden werden, wenn durch seine Störung die Stromversorgung großflächig gefährdet wird. Dabei können Prozesse, die den direkten Systembetrieb betreffen und damit essenziell für die Gesamtversorgung sind, als kritischer eingeordnet werden als Prozesse, die einzelne Verbraucher betreffen und mit Blick auf das Gesamtsystem im Störfall eine geringere Auswirkung haben.

Zur Einordnung der Kritikalität von Prozessen können folgende Indikatoren herangezogen werden:

- Echtzeitnähe und unmittelbare Auswirkungen des Prozesses
- Potenzielle Gefährdung der IKT- und Datensicherheit
- Auswirkungen auf Betriebsmittel durch Verletzung von Grenzwerten
- Entstehende Schäden bei Ausfall des Prozesses

Tabelle 2 stellt diese Indikatoren und ihre Bewertung näher dar.

⁸ Siehe Fraunhofer IEE (2022) in der Anlage dieses Berichts

⁹ Verordnung zur Bestimmung Kritischer Infrastrukturen nach dem BSI-Gesetz (BSI-KritisV)

Wann ist ein Prozess im Stromnetz kritisch?	Bewertung
Indikator Bewertung der Echtzeitnähe und der unmittelbaren Auswirkungen des Prozesses ■ Ist es ein planerischer oder operativer Prozess? ■ Beeinflusst der Prozess den direkten Systembetrieb?	Je näher der Prozess an der operativen Planung oder am operativen Betrieb ist, als desto kritischer ist er einzuschätzen. Beeinflusst dieser Prozess auch noch direkt den operativen Betrieb, dann steigt er noch in seiner Kritikalität.
Indikator Bewertung der Daten- und Informationssicherheit ■ Ist es ein planerischer oder operativer Prozess? ■ Beeinflusst der Prozess den direkten Systembetrieb?	Die Bewertung kann über ISMS, (Dienstleister-) Selbstauskünfte und Evaluation von Technisch-Organisatorischen Maßnahmen (TOMs) erfolgen.
Indikator Bewertung von Grenzwertverletzungen bei Fehlern oder Ausfall des Prozesses ■ Kann das n-1-Kriterium verletzt werden? ■ Können Betriebsmittelüberlastungen auftreten (Strom- und Spannungsgrenzen)? ■ Können weitere Grenzwerte verletzt werden (z. B. Lastwinkel/Schutzauslösung)?	Unterscheidung nach Art der Grenzwertverletzung und ob mögliche betroffene Betriebsmittel temporäre oder dauerhafte Überlastungen aushalten. Je mehr Betriebsmittel betroffen sind und zerstört werden können, als desto kritischer ist der Prozess einzustufen.
Indikator Bewertung des Schadenpotenzials/Ausfallschadens bei Unterbrechungen oder Ausfall des Prozesses ■ Wie groß ist ein potenzieller finanzieller Schaden? ■ Kann es zu Versorgungsunterbrechungen kommen (Leistung, Anzahl der betroffenen Kunden, Dauer → Ausfallminuten)?	Je höher der mögliche Schaden ist, umso kritischer ist der Prozess sowohl in finanzieller Hinsicht als auch bei Versorgungsunterbrechungen.

Tabelle 2: Indikatoren zur Beurteilung der Kritikalität von Prozessen im Stromnetz (Quelle: Fraunhofer IEE (2022), Tabelle 1)

Auf Basis der in **Tabelle 2** gezeigten Einordnung lassen sich besonders kritische Bereiche identifizieren: **Prozesse der Netzbetriebsführung und operativen Planung** sind zum Beispiel als besonders kritisch einzuordnen, da sich mögliche Fehler unmittelbar auswirken. Möglichkeiten zur manuellen Korrektur sind aufgrund der kurzen Zeiträume eingeschränkt. Deshalb ist es in diesem Bereich zunächst sinnvoll, Verantwortung beim Betriebspersonal zu belassen und es durch innovative Technologien zu unterstützen, aber nicht zu ersetzen. Optimierungsverfahren können beispielsweise Handlungsempfehlungen geben, übernehmen aber nicht den kompletten Netzbetrieb. Eine datenbasierte Automatisierung von Prozessen in Bereichen, von denen der gesamte Systembetrieb abhängt, muss zunächst weiter erforscht werden.

Datengetriebene automatisierte Lösungen, die echtzeitnahe Prozesse mit hohen Ausfallschäden ablösen, sind also besonders kritisch auf mögliche Gefahren zu prüfen. Das gilt für die Umsetzung, aber auch für die verwendete Datengrundlage. Die Integrität und Sicherheit von Daten entlang der gesamten Wertschöpfungskette zu gewährleisten, ist von zentraler Bedeutung. Damit kommt der **Sicherheit von IKT** insgesamt eine übergeordnete Rolle zu. Die massenhafte Erfassung von Daten und deren weitere Verwendung – nicht zuletzt in intelligenten Anwendungen – gehen mit datenbasierten Risiken einher. Neben der möglichen Manipulation von Daten entstehen auch bei der Übertragung von Daten Risiken. Die Datenübertragung sollte deshalb ebenfalls als kritischer Prozess verstanden werden.

3.3 Anforderungen und Risiken bei der Anwendung von Datenanalysen und KI

Neben der Kritikalität von Prozessen müssen auch die datengetriebenen Anwendungen selbst und die verwendete Datenbasis (siehe Trainingsdaten) auf mögliche Fehler und Risiken hin untersucht werden.

Auch wenn im Vorhinein nicht alle Fehlerquellen abzusehen und eindeutig abzuschätzen sind, müssen Hauptrisiken der Anwendung von datengetriebenen Lösungen gründlich untersucht werden, wenn sie an relevanten Stellen im Stromnetz genutzt werden sollen:

- Die Qualität der Ergebnisse ist von der jeweiligen **Datengrundlage abhängig**, sie muss deshalb ein hohes Maß an Genauigkeit und Zuverlässigkeit aufweisen.
- Das **Leistungsniveau** von intelligenten Anwendungen und die damit verbundene **Nachvollziehbarkeit** der Ergebnisse müssen bekannt sein (Prüfbarkeit von Ergebnissen in der „Blackbox“).

Um generelle Risiken zu minimieren, sind außerdem bestimmte Anforderungen insbesondere in der Einführungsphase zu erfüllen:

- Die genaue Überprüfung von Resultaten und Vergleiche mit Ergebnissen klassischer Methoden, um die Richtigkeit sicherzustellen und ein angemessenes Vertrauen in die Anwendung aufzubauen
- Ein Parallelbetrieb, wenn möglich, sowie Eingriffsmöglichkeiten (z. B. eine „Stop-Button“-Vorschrift)
- Backup-Pläne für den Notfall

Während datengetriebene Anwendungen Erfordernisse für den Umgang mit neuen Risiken mit sich bringen, können auch bereits die Datenhaltung und Datenübertragung ein Risiko darstellen. Bei einer Übertragung von Daten besteht immer das Risiko, dass sie abgegriffen, manipuliert oder vernichtet werden. Während Redundanzen letzteren Fall absichern, erfordert Datenübertragung generelle Sicherheitsmaßnahmen. Datensicherheit umfasst also den Schutz von Daten bei der Datenerhebung, -übertragung, -verarbeitung, -speicherung und -nutzung. Die Schutzziele sind dabei Vertraulichkeit (kein unbefugter Zugriff), Integrität (Unverfälschtheit) und Verfügbarkeit von Daten und Systemen. Die Einhaltung der Schutzziele ist für die Nutzung von datengetriebenen Anwendungen und die Hebung der damit einhergehenden Potenziale entscheidend. Dies ist vor dem Hinter-

grund des Wandels der Energiewirtschaft hin zu einem dezentralen und deutlich stärker digitalisierten Energiesystem umso wichtiger und kritischer. Das dena-Gutachten „EnerCrypt – Cyberinnovationen für das sichere Energiesystem der Zukunft“ analysiert dies detailliert und diskutiert Lösungsansätze und -möglichkeiten mit dem Fokus auf Innovationen im Cyberbereich.¹⁰

3.4 Regulatorische Rahmenbedingungen

Mit der zunehmenden Komplexität im Energiesystem und im Stromnetz wächst der Bedarf über alle Spannungsebenen hinweg, datengetriebene Lösungen anzuwenden. Das zunehmend vernetzte Stromnetz stellt auch auf den unteren Spannungsebenen veränderte Anforderungen an den Netzbetrieb, es muss gleichzeitig aber auch rechtlichen bzw. regulatorischen Anforderungen gerecht werden.

Seitens des Gesetzgebers sind wegen möglicher Angriffe auf IT-Systeme und zum Schutz personenbezogener Daten Regeln vorgegeben. **Tabelle 3** zeigt die für den Betrieb des Stromnetzes relevanten nationalen Gesetze und Verordnungen.¹¹

Energierrecht & IT-Sicherheit
■ Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) ■ Gesetz zur Digitalisierung der Energiewende (GDEW) ■ Messstellenbetriebsgesetz (MsbG) ■ IT-Sicherheitsgesetz 2.0 (IT-SiG 2.0) ■ EU-Richtlinie zur Netz- und Informationssicherheit (NIS-Richtlinie)
Netzplanung und -entwicklung
■ Datenschutz-Grundverordnung (DSGVO) ■ Bundesdatenschutzgesetz (BDSG)

Tabelle 3: Übersicht über die für den Betrieb des Stromnetzes relevanten nationalen Gesetze und Verordnungen (Quelle: Fraunhofer IEE (2022))

¹⁰ Das Thema Cybersicherheit in einer zunehmend vernetzten und digitalen Stromwirtschaft behandelt die dena unter anderem bereits in den Projekten Enercrypt und Enercise. Darüber hinaus wird künftig die Branchenplattform Cybersicherheit in der Stromwirtschaft aufgebaut. Im Auftrag des BMWK wird dort ein institutionalisiertes Dialogformat mit Akteuren der Strom-, Digital- und Cybersicherheitswirtschaft etabliert, um proaktiv und themenübergreifend Cybersicherheitspolitik und -strategie in der Stromwirtschaft zu gestalten sowie frühzeitig neue Herausforderungen und Innovationen zu identifizieren und präventive Maßnahmen zu entwickeln.

¹¹ Auf Basis des Energiewirtschaftsgesetzes erlassene Verordnungen sind nicht dargestellt.

Die Energiewirtschaft ist stark reguliert, jedoch beziehen sich nur wenige Vorschriften direkt auf Datenanalysen und KI. Dennoch gibt es auch hier bereits Vorgaben oder sie befinden sich in der Diskussion und Ausgestaltung. Dazu zählt vor allem das Gesetz zur Digitalisierung der Energiewende (GDEW), das grundsätzlich den Aufbau einer digitalen Infrastruktur mit intelligenten Netzen ermöglicht sowie im Zusammenhang mit dem Messstellenbetriebsgesetz (MsbG) Regelungen zur Datenkommunikation mit Smart-Meter-Gateways trifft und Vorgaben zur Erhebung, Verarbeitung und Nutzung von Daten macht.

Mit Blick auf IKT-Sicherheit fordert der IT-Sicherheitskatalog von Bundesnetzagentur (BNetzA) und Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik (BSI) von Netzbetreibern unter anderem, dass ein Informationssicherheitsmanagementsystem installiert (ISMS) wird. Entsprechend der Norm DIN EN ISO/IEC 27001 etwa müssen somit von Netzbetreibern potenzielle Schadensauswirkungen einzelner Prozesse bewertet werden. Die dazu verwendeten Indikatoren sind ähnlich zu den dargestellten Punkten in **Kapitel 3.2**, aber eher allgemeiner formuliert.

Die Datenschutz-Grundverordnung (DSGVO) setzt den rechtlichen Rahmen für den Umgang mit personenbezogenen Daten. In der Verordnung werden verschiedene Grundsätze für die Verarbeitung dieser Daten vorgeschrieben: Weitergabe, Speicherung und Verarbeitung sind somit nur mit Zustimmung der betroffenen Person vorgesehen; zusätzlich muss eine Verarbeitung stets zweckgebunden erfolgen.¹²

Diese Grundsätze können insofern eine Hürde für die Datenerhebung und -verarbeitung darstellen, als dass eine Erhebung von Daten sich nicht immer direkt mit dem letztendlichen Verwendungszweck verbinden lässt. Generell können personenbezogene Daten durch eine angemessene Anonymisierung und Pseudonymisierung für verschiedene Anwendungsfälle nutzbar gemacht werden, da der Mehrwert der Daten oft nicht in den personenbezogenen Aspekten der Daten liegt. Damit stellen die Anforderungen aus der DSGVO eine Herausforderung dar, die mit entsprechendem zeitlichen Aufwand verbunden ist, jedoch kein unüberbrückbares Hindernis für datengetriebene Anwendungen in der Energiewirtschaft¹³. In den geltenden rechtlichen und regulatorischen Rahmenbedingungen sind daher aktuell keine unüberwindbaren Hürden für den Einsatz von Datenanalysen und KI im Stromnetz zu erkennen.

Die KI-Strategie der Bundesregierung ist weitere wichtige Schritte in Richtung Standardisierung und Normierung gegangen.¹⁴ Als Teil der Strategie gibt die *Normungsroadmap KI* Handlungsempfehlungen unter anderem hinsichtlich eines bestimmten Umgangs mit der Datengrundlage, einer Ergebnisbewertung von KI-Anwendungen sowie der Entwicklung einer Sicherheitsnorm und von Qualitätskriterien. Durch die Neuauflage der *Normungsroadmap KI – Ausgabe 2*¹⁵, die unter Federführung von VDE und DIN bis Ende 2022 erstellt wird, sollen weitere Aspekte berücksichtigt und beispielsweise auch Handlungsempfehlungen für den Themenbereich Energie/Umwelt formuliert werden. Durch den Prozess wird weiterhin ein Beitrag zur europäischen KI-Regulierung geleistet.

Auf EU-Ebene wird nach den Ethik-Leitlinien für Vertrauenswürdige KI¹⁶ und dem Weißbuch zur künstlichen Intelligenz¹⁷ derzeit angestrebt, einen einheitlichen Rahmen durch harmonisierte Vorschriften für die Nutzung von KI vorzugeben. Im aktuell noch diskutierten Entwurf der EU-Kommission zu einer Verordnung über künstliche Intelligenz (kurz: AI Act) wird ein risikobasierter Ansatz verfolgt. Er basiert weniger auf einer allgemeingültigen Definition für KI, sondern vielmehr auf den Anwendungsgebieten. Es sollen demnach nur Hochrisiko-Anwendungsbereiche von den Vorgaben zu unter anderem Transparenz, Robustheit und Genauigkeit betroffen sein, darunter auch der Betrieb kritischer Infrastrukturen wie der Energieinfrastrukturen.

Darüber hinaus haben für den Betrieb der Stromnetze als einen natürlichen Monopolmarkt auch die Vorschriften für das wirtschaftliche Umfeld und dessen Anreize einen signifikanten Einfluss auf die Nutzung datengetriebener Anwendungen. Hierbei gilt es zu beachten, dass die Anreizregulierungsverordnung, welche die Einnahmen von Netzbetreibern beeinflusst, die entsprechenden ökonomischen Anreize setzt. Eine beschleunigte Verbreitung dieser Technologien ist beispielsweise über zu erfüllende Vorgaben und Standards oder stärkere Anreize zur Nutzung dieser betriebskostenintensiven Technologien möglich.

12 Vgl. Deutsche Energie-Agentur (dena) (2018): Datenschutz und Datensicherheit. Status quo, Herausforderungen und Handlungsbedarf im Rahmen der Digitalisierung der Energiewirtschaft

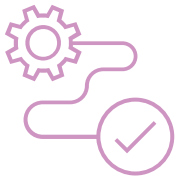
13 Die in Tabelle 2 in Kapitel 2.3.2 des Gutachtens des Fraunhofer IEE (2022) dargestellten Anwendungsfälle erfordern keine detaillierten personenbezogenen Informationen.

14 Bundesregierung (2020): Strategie Künstliche Intelligenz der Bundesregierung (<https://www.bundesregierung.de/breg-de/service/publikationen/strategie-kuenstliche-intelligenz-der-bundesregierung-fortschreibung-2020-1824642>)

15 Für weitere Informationen siehe: <https://din.one/display/NRM/Normungsroadmap+KI+Ausgabe+2>

16 Europäische Kommission (2019): Ethik-Leitlinien für eine Vertrauenswürdige KI (<https://op.europa.eu/de/publication-detail/-/publication/d3988569-0434-11ea-8c1f-01aa75ed71a1>)

17 Europäische Kommission (2020): Weißbuch zur künstlichen Intelligenz (https://ec.europa.eu/info/sites/default/files/commission-white-paper-artificial-intelligence-feb2020_de.pdf)



Von der Theorie zur Praxis

Auf dem Weg zur Anwendung von Datenanalysen und KI gilt es, eine Vielzahl verschiedener Aspekte im Blick zu behalten. Für die Umsetzung müssen umfangreiche Vorüberlegungen getroffen und verschiedene Planungs- und Implementierungsphasen durchlaufen werden. Das vorliegende Kapitel gibt zunächst eine Übersicht über die dafür zu durchlaufenden Schritte und nimmt dann die Datenverfügbarkeit und Datenqualität in den Blick.

4.1 Implementierungsleitfaden für datengetriebene Anwendungen im Stromnetz

Im Rahmen des wissenschaftlichen Gutachtens des Fraunhofer IEE wurde ein Implementierungsleitfaden erstellt, der den Weg von der Auswahl des Anwendungsfalls bis zum regulären Betrieb beschreibt.¹⁸ Er beantwortet die übergeordneten Fragen: Was muss in der Planungs- und Vorbereitungsphase beachtet werden und welche Informationen sind relevant? Wie können die Durchführung und nachhaltige Verwendung sichergestellt werden?

Eine umfassende Darstellung des Implementierungsleitfadens und der Anwendung findet sich im Gutachten des Fraunhofer IEE zusammen mit drei konkreten Anwendungsfällen:

- **Anwendungsfall 1:**
Leitfaden für die Netzzustandsbestimmung mit neuronalen Netzen
- **Anwendungsfall 2:**
Leitfaden für KI-basierte Verbrauchsprognosen
- **Anwendungsfall 3:**
Leitfaden für ein KI-basiertes Frühwarnsystem für Störungen in Umspannwerken

- 1 Entscheidungspfade, Machbarkeit, Mehrwert**
Klärung der grundsätzlichen Fragestellungen zur Anwendung und Evaluation der Umsetzbarkeit und des Mehrwerts.
- 2 Planung**
Detaillierte Planung der Anwendung, u.a. von Ressourcen, Daten, Schnittstellen, Prozessen.
- 3 Durchführung und Validierung**
Prüfung der Anwendung und schrittweise Validierung im Betrieb.
- 4 Inbetriebnahme**
Übergang in den regulären Betrieb und Training der Anwenderinnen und Anwender.
- 5 Wartung und Weiterentwicklung**
Kontinuierliche Prüfung der Ergebnisse im Betrieb und Weiterentwicklung der Anwendung.

Abbildung 3: Schritte für die Implementierung digitaler Lösungen im Stromnetz

¹⁸ Siehe Fraunhofer IEE (2022)

Schritt 1: Entscheidungspfade, Machbarkeitsanalyse und Mehrwert	
Allgemein	■ Welchen Mehrwert und wirtschaftlichen Nutzen liefert die Anwendung? Welche KPIs lassen sich definieren? ■ Wer ist im Unternehmen involviert und bei wem liegen die Verantwortlichkeiten (Product Owner, Projektleiter etc.)? Welche Fachbereiche arbeiten zusammen? ■ Soll die Umsetzung intern oder durch Drittanbieter / mit Partnern erfolgen?
Daten	■ Welche Daten und welche Auflösung der Daten sind für die Anwendung erforderlich? ■ Stehen diese Daten aktuell zur Verfügung oder müssten beispielsweise neue Messstellen oder neue Sensorik eingerichtet werden?
Anwendung/ Methode	■ Gibt es Praxisbeispiele, die eine Vorlage bieten und die Durchführbarkeit einer Methode verlässlich bewerten lassen? ■ Welche Auswirkungen hätte die Integration der Anwendung auf betroffene Systeme?
Äußerer Rahmen	■ Was ist der rechtliche/regulatorische Rahmen für den beabsichtigten Anwendungsfall? ■ Welche Genehmigungen müssen eingeholt und welche Standards befolgt werden?
Schritt 2: Planung	
Allgemein	■ Welche Ressourcen, welches Personal und welche Kosten müssen eingeplant werden?
Daten	■ Was sind die Datenanforderungen und wie können die Daten bereitgestellt werden?
Anwendung/ Methode	■ Wie läuft der Prozess ab, was ist das Ziel und welche Meilensteine gibt es? ■ Welche Methode soll angewandt werden und welche Risiken bringt sie mit sich?
Äußerer Rahmen	■ Welche rechtlichen Rahmenbedingungen müssen beachtet werden und welche Auswirkungen hat das Projekt auf vertragliche Verpflichtungen?
Schritt 3: Durchführung und Validierung	
Allgemein	■ Wie kann die Validierung durchgeführt werden und wer ist zuständig?
Daten & Anwendung/ Methode	■ Was wird für die Implementierung noch benötigt? ■ Welche Trainings sind nötig und wer muss geschult werden? ■ Welche Backup-Ebenen, zum Beispiel bei Daten- oder Systemunterbrechungen, müssen geschaffen werden?
Schritt 4: Inbetriebnahme	
Allgemein	■ Wie lässt sich die Anwendung in die bestehenden Systeme und den operativen Betrieb integrieren? ■ Wie kann Transparenz im Unternehmen geschaffen und wie können die Akzeptanz und die Motivation zur Anwendung erhöht werden?
Anwendung/ Methode	■ Ist ein Parallelbetrieb möglich, auch um eine Vertrauensbasis aufzubauen? ■ Lassen sich Eingangs- und Ausgangsdaten im Echtzeitbetrieb verwerten? ■ Gibt es Rückfallprozesse im Falle von Datenausfällen, Datenfehlern oder Systemabstürzen?
Schritt 5: Wartung und Weiterentwicklung	
Allgemein	■ Wurden die definierten Ziele erreicht? ■ Welche Erfahrungen können die Anwendung verbessern? Wie kann das Verfahren robust gegenüber möglichen Fehlern gemacht werden? ■ Lassen sich Veränderungen im Systemverhalten beobachten?
Daten & Anwendung/ Methode	■ Sind die Datenqualität und die Datenbasis gesichert und wie können sie gegebenenfalls weiter verbessert werden? ■ Gibt es Datendrift und wie kann auf ihn reagiert werden? ■ Welche Änderungen, die die Anwendung betreffen, müssen berücksichtigt werden (z. B. Änderungen der Netztopologie oder von Lastprofilen)?
Äußerer Rahmen	■ Kontinuierliche Prüfung der Rahmenbedingungen mit Einfluss auf das Anwendungsumfeld

Tabelle 4: Überblick über wesentliche Schritte in der Umsetzung eines Anwendungsfalls
(Auszug Implementierungsleitfaden aus Fraunhofer IEE (2022), eigene Darstellung)

Die Orientierung am Leitfaden hilft, schon vor Beginn einer Umsetzung alle wesentlichen Schritte durchzuspielen, frühzeitig besonders große Herausforderungen zu identifizieren und gegebenenfalls auch Abbruchkriterien zu definieren. Wichtig für den Erfolg ist insbesondere, alle relevanten Bereiche im Unternehmen zu integrieren und die notwendige Expertise im Vorüberlegungs- und Implementierungsprozess zusammenzuführen. Für gewisses Know-how sind zudem die Einbindung externer Fachleute an geeigneten Stellen sowie auch eine Konsultation erfahrener Akteure erfolgsgfördernd.

4.2 Datenquellen

Eine gute Datengrundlage ist die Basis für die Nutzung datengetriebener Anwendungen. „Gut“ lässt sich in diesem Fall nicht einheitlich definieren, doch der zu erwartende Erfolg einer Anwendung korreliert mit der verfügbaren Grundlage. Mit Blick auf verschiedene Arten von Daten lässt sich eine Unterscheidung

nach deren Veränderungshäufigkeit (Stamm- oder Bewegungsdaten) und Verwendungsart (ex ante/vorgelagerte, ex post/nachgelagerte oder erbringungsnahe Daten) oder mit Bezug auf den Datenschutz (personenbezogene und nicht personenbezogene Daten) vornehmen. Diese verschiedenen Arten von Daten bringen eine Vielzahl unterschiedlicher Quellen, übertragender und verarbeitender Systeme, Anforderungen an die Speicherung und Möglichkeiten der Nutzung mit sich.¹⁹

Relevante Datenquellen für datengetriebene Anwendungen sind dabei vor allem Netzbetreiberdaten, öffentlich verfügbare Daten und Daten anderer Akteure, die nicht immer direkt öffentlich zugänglich sind. **Tabelle 5** listet diese Datenquellen und -typen auf. Eine stärkere Open-Data-Mentalität kann die Nutzbarkeit von Daten verbessern. Während der praktischen Entwicklungsphase im Projekt wurde ersichtlich, dass öffentlich verfügbare Datensätze (z. B. in Challenge 1: Zensus-Daten für die Postleitzahlengebiete und überregionale Informationen zur Anzahl von Elektroautos) eine wertvolle Ergänzung darstellen können.

Datenquelle	Datentypen	Öffentlich verfügbar
Netzbetreiber	Asset-/Betriebsmitteldaten	Nein
	Daten zu Erzeugung und Verbrauch (z. B. Jahresverbrauch Kunden, Lasttypen, Erzeugung von Referenzanlagen, Messdaten usw.)	Nein
	Netzmodelle: ■ Kenngrößen installierter Betriebsmittel ■ Ergebnisse Leistungsfluss- und Kurzschlussstromberechnungen ■ Schaltzustände	Generell nein, aber teilweise werden die Netzmodelle der ÜNB online gestellt im Rahmen der Engpassanalyse ²⁰
	Geografische Daten / GIS-Daten	Nein
Netzentwicklungspläne (https://www.netzentwicklungsplan.de/de)	Netzentwicklungspläne mit den Szenariorahmen 2037 und 2045	Ja
Deutscher Wetterdienst	Wetterprognosen und weitere Daten zu Wetterbedingungen	Prognosen frei verfügbar
renewables.ninja (https://www.renewables.ninja/)	Historische Erzeugungsdaten und Wetterbedingungen	Ja
Open Power System Data (https://open-power-system-data.org/)	Historische Erzeugungsdaten und Wetterbedingungen	Ja
NASA's MERRA-2 (https://gmao.gsfc.nasa.gov/reanalysis/MERRA-2/)	Historische Erzeugungsdaten und Wetterbedingungen	Ja

19 Für die Energiewirtschaft relevante Datenarten sind unter anderem in folgender Veröffentlichung ausführlich beleuchtet: Deutsche Energie-Agentur (dena) (2021): Digitale Marktkommunikation für das Energiesystem der Zukunft (<https://www.dena.de/newsroom/publikationsdetailsansicht/pub/digitale-marktkommunikation-fuer-das-energiesystem-der-zukunft/>)

20 Siehe zum Beispiel das Netzmodell von Transnet BW im Rahmen der Engpassanalyse: <https://www.transnetbw.de/de/strommarkt/engpassmanagement/engpass>

Datenquelle	Datentypen	Öffentlich verfügbar
ENTSO-E (https://www.entsoe.eu/data/data-portal/)	Historische Verbrauchsdaten	Ja
Katasteramt	Gebäudedaten (Adresse, Geometrie, Nutzfläche, Baujahr usw.)	Nein
Solarkataster	Solarpotenzial	Ja
Geologisches Landesamt	Erdwärmennutzung	Nein
Schornsteinfeger	Kesseldaten	Nein
Smart-Meter-Gateway	Smart-Meter-Daten ■ Zählerstand ■ Messung elektrischer Größen (Strom, Spannung, Wirkleistung, Frequenz usw.)	Nein
SMARD-Strommarktdaten (https://www.smard.de/home)	Stromerzeugung, Stromverbrauch, Großhandelspreise usw.	Ja
Zensus-Daten	Stromerzeugung, Stromverbrauch, Großhandelspreise usw.	Ja

Tabelle 5: Mögliche Datenquellen für die Anwendung datengetriebener Lösungen (Quelle: Fraunhofer IEE (2022), Tabelle 3)

Neben der Bereitstellung und dem Zusammentragen verschiedener für einen Anwendungsfall relevanter Daten ist eine der größten Herausforderungen, die Daten für die Nutzung zu verknüpfen. Die Vielzahl an Daten liegt häufig – selbst unternehmensintern – in verschiedenen Systemen und Formaten vor. Hierbei kann es sich zum Beispiel um unterschiedliche Datenmodelle handeln, die nicht direkt zusammengebracht werden können und somit zu Beginn eine umfangreiche Datenarbeit erfordern. Erst auf Grundlage einer ausreichend umfangreichen Datensammlung (abhängig vom Anwendungsfall) können Datenanalysen wertvolle Erkenntnisse liefern. Im Rahmen des Projekts dena-ENDA (Energy Data Space) – Showcase Redis-X wird aktuell exemplarisch ein Datenraum aufgebaut, in dem entsprechende Informationen für den Anwendungsfall Redispatch zusammengeführt werden sollen. Die Einrichtung solcher Datenräume mit entsprechender Daten-Governance wird künftig immer wichtiger werden als Voraussetzung für die Anwendung von KI.

4.3 Datenverfügbarkeit und -qualität bei Stromverteilnetzbetreibern

Die Erfahrungen aus der Zusammenarbeit im Projekt Data4Grid haben gezeigt, dass für Stromverteilnetzbetreiber verschiedene Hürden zu überwinden sind, um eine nutzbare Datensammlung mit hoher Datenqualität zu erreichen.

Grundsätzlich liegen den Netzbetreibern zwar viele Daten vor, doch eine initiale Hürde besteht darin, einen Überblick über die verschiedenen Daten bzw. Systeme, in denen sie vorliegen, zu

erlangen. Relevante netzbetreiberinterne Systeme sind, wie in **Tabelle 5** dargestellt, unter anderem Geoinformationssysteme (GIS), Asset-Datenbanken sowie Prognose-, Prozess- und Leitsysteme. Während die Daten in all diesen Systemen vorliegen, ist der Export in ein Zielsystem nicht trivial. Auch liegen die Datensätze nicht immer in strukturierten, abrufbaren und aktualisierten Datenbanken vor, sondern auch vielfach in Tabellenkalkulationsprogrammen.

Zusätzlich ist in den unteren Spannungsebenen (Mittel- und Niederspannungsebene) zu beobachten, dass die Datenverfügbarkeit und -qualität für eine Anwendung datengetriebener Lösungen in der Breite oft noch nicht ausreichend sind. So stehen etwa kaum Echtzeitdaten für eine aktive oder automatisierte Betriebsführung zur Verfügung. Unabhängig vom Datentyp lässt sich feststellen, dass die Datenvollständigkeit und -qualität umso geringer sind, je niedriger die betrachtete Spannungsebene im Stromnetz ist.

Bislang bestand keine Notwendigkeit zur strukturierten und systemübergreifenden Datenhaltung und zur Erhebung bestimmter Daten. Im konventionellen Stromnetz mit verhältnismäßig einfacheren Rahmenbedingungen war es zum Beispiel nicht erforderlich, Echtzeitdaten des Netzzustands an verschiedensten Stellen zu erheben, zu übertragen und zu verarbeiten, um sie für eine Nutzung zu speichern und in gemeinsamen Systemen zu verknüpfen. Diese Notwendigkeit ergibt sich für viele Daten nun schrittweise durch die Energiewende, die neue Anforderungen an die Netzplanung und den Netzbetrieb mit sich bringt.

Beobachtbarkeit und Steuerbarkeit auf den unteren Spannungsebenen gewinnen also zunehmend an Relevanz. In diesem Zusammenhang ist es wichtig, sich die Größenordnungen der jeweiligen Netzebenen zu verdeutlichen: Das Hochspannungsnetz ist ca. 2,5-mal so groß wie das Höchstspannungsnetz, das Mittelspannungsnetz ist ca. 14-mal größer und das Niederspannungsnetz über 30-mal größer.²¹ Eine technische Ausrüstung der höheren Spannungsebenen erfordert also Maßnahmen an einem deutlich kleineren Gesamtnetz, als dies für die unteren Ebenen der Fall ist. Auf den unteren Netzebenen kann es daher sinnvoll sein, Messtechnik durch datengestützte Analysen zu unterstützen, um die Beobachtbarkeit und Steuerbarkeit schneller und effizienter zu implementieren.

Datenanalysen und künstliche Intelligenz können helfen, die Beobachtbarkeit und Steuerbarkeit an verschiedenen Stellen zu optimieren. Dies erfordert über grundlegende Datenanforderungen hinaus aber personelle Ressourcen und den Aufbau von Know-how bei den Verteilnetzbetreibern. Neben der Einbindung von internen Fachexpertinnen und -experten aus Planung und Betrieb ist es auch erforderlich, dass wesentliches Wissen für den Aufbau relevanter Datenstrukturen und die Verknüpfung der „richtigen“ Daten vorhanden ist. Dies kann zum Beispiel durch eigene Data Scientists erfolgen, die relevante Daten zusammenführen. Diese Ressourcen sind bei den vielen und unterschiedlichen Verteilnetzbetreibern in Deutschland in unterschiedlichem Maße vorhanden.²² Während größere Unternehmen und Unternehmensgruppen hier einen Ressourcenvorteil beim Aufbau von Wissen und personellen Strukturen haben, gilt es, Wege zu finden, wie kleinere VNB oder Stadtwerke mit weniger Ressourcen sich einem solch umfangreichen Themengebiet widmen können.

Größere Akteure könnten hier zunächst vorangehen und kleinere Netzbetreiber von den Erfahrungen profitieren. Dies garantiert allerdings noch keine Umsetzung im Sinne des Gesamtsystems. Zwar reizt das geltende Regulierungsregime grundsätzlich Effizienz an, verspricht aber keine (kurzfristige) branchenweite Umsetzung oder Implementierung neuer Konzepte. Insbesondere die Schaffung einer verwertbaren Datengrundlage, um darauf netzspezifisch in den nächsten Jahren aufbauen zu können, wird über bestehende Mechanismen aktuell kaum angereizt. Zeit ist ein wertvolles Gut bei der Erreichung der klimapolitischen Ziele und der konkreten Umsetzung der Energiewende. Damit steht die Frage im Raum, was zusätzlich getan werden sollte, um die Implementierung datengetriebener Lösungen voranzutreiben.

Einem netzbetreiberübergreifenden bzw. branchenweiten Austausch wird hier eine wesentliche Rolle zukommen. Ansätze wie das föderierte Lernen (Federated Learning) bieten neue Möglichkeiten für die organisationsübergreifende Zusammenarbeit. Dabei handelt es sich um eine maschinelle Lernumgebung, in der viele Teilnehmer kollaborativ ein globales KI-Modell unter der Orchestration eines zentralen Servers trainieren, während die Trainingsdaten dezentralisiert bleiben. Die Anwendung ist daher auch für die zunehmend dezentral organisierte Energiewirtschaft sehr interessant und relevant.²³ Ein gegebenenfalls institutionalisierter Austausch würde Wissens- und Erfahrungstransfers begünstigen und könnte gerade kleinere Netzbetreiber-gesellschaften beim Aufbau von Know-how und bei der Implementierung erster Anwendungsfälle unterstützen. Gerade wenn davon auszugehen ist, dass die individuelle Datenlage für datengetriebene Lösungen nicht ausreichend ist – bzw. besser wird, je sinnvoller sie erweitert werden kann –, wäre es ein Vorteil, Vorgehensweisen auszutauschen oder sogar Daten übergreifend zusammenzuführen, um wertvolle Synergien zu schaffen.

Dafür ist in der Breite grundlegende Datenarbeit erforderlich. Ein vertretbarer Initialaufwand kann bereits zu langfristigem Nutzen führen, indem zum Beispiel die eigene digitale Netztopologie geprüft und überarbeitet wird, Schalterstellungen dokumentiert werden und Daten intern verknüpft und gegebenenfalls durch externe Daten erweitert werden. Die Bereitschaft, Datensätze adäquat aufzubereiten und auch anderen zur Verfügung zu stellen, kann auch dadurch angereizt werden, dass der Datenaustausch einen Wert hat (Stichwort: Datenökonomie)²⁴. Auch hier können künftig Datenräume mit entsprechender Daten-Governance wie der erwähnte Datenraum des dena-ENDA-Projekts eine Lösungsmöglichkeit darstellen.

Darüber hinaus ist es ohnehin notwendig, das Stromnetz über alle Ebenen hinweg näher zusammenzubringen, um Netz- und Systemdienstleistungen koordiniert erbringen zu können. Die Schaffung bzw. Erweiterung standardisierter Schnittstellen, Datenmodelle und Prozesse an Netzverknüpfungspunkten ist wesentlich für den Informationsaustausch zwischen Netzbetreibern. Der Austausch und die Abstimmung der dafür relevanten Akteure sind unabhängig davon im Rahmen der Veränderungen durch die Energiewende erforderlich. Auf dieser Basis gilt es aufzubauen und jetzt die Voraussetzungen zu schaffen, um digitale Technologien als Lösungen für die wachsenden und absehbaren Herausforderungen einsatzbereit zu haben.

21 Siehe dazu auch Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK) (2022): Ein Stromnetz für die Energiewende (<https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Dossier/netze-und-netzausbau.html>, zuletzt abgerufen am 23.06.2022)

22 In Deutschland gibt es wenige große Verteilnetzbetreiber, die große Netzgebiete abdecken, und sehr viele kleine Netzbetreiber. Insgesamt sind über 800 Stromnetzbetreiber im Marktstammdatenregister der Bundesnetzagentur aufgeführt.

23 Zur Untersuchung der Energieeffizienz im Fall des föderierten Lernens siehe dena-Projekt „Energieeffiziente KI“: <https://future-energy-lab.de/projects/energieeffiziente-ki/>

24 Deutsche Energie-Agentur (dena) (2022b): Die Datenökonomie in der Energiewirtschaft (<https://www.dena.de/newsroom/meldungen/2022/dena-analyse-datenoeconomie-in-der-energiewirtschaft/>)



Neue Allianzen: Data Scientists und Netzbetreiber

Die sich erheblich wandelnden Anforderungen an Verteilnetzbetreiber machen die Anwendung datenbasierter Lösungen in den Verteilnetzen nötig und für das Energiesystem gewinnbringend. Bereits heute können, trotz einer teils noch eingeschränkten Datenbasis und relativ wenigen Erfahrungen mit datenbasierten Lösungen, erhebliche Fortschritte erzielt und Grundlagen für eine breitere Anwendung gelegt werden. Das haben der im Rahmen des Projekts durchgeführte Wettbewerb und die Zusammenarbeit von Verteilnetzbetreibern mit Teams aus Data Scientists und Software-Entwicklerinnen und -Entwicklern gezeigt. Hier konnten innerhalb des kurzen Zeitraums von wenigen Monaten bereits anwendbare Konzepte für drei zentrale Herausforderungen – die Steigerung der Netztransparenz, die Prognose zur Entwicklung von Elektromobilität und verbesserte Verbrauchsprognosen auf Basis von Smart-Meter-Daten – entwickelt werden.

5.1 Relevante datenbasierte Anwendungsfälle in den Verteilnetzen

Die Zusammenarbeit im Rahmen des Projekts hat verdeutlicht, dass Netzbetreiber zusammen mit Data Scientists und Software-Entwicklerinnen und -Entwicklern bereits heute auf Basis verfügbarer Daten und mit überschaubarem Aufwand umsetzbare Konzepte entwickeln können.

Insbesondere die folgenden Anwendungsfälle für datenbasierte Lösungen können heute und in naher Zukunft einen echten Mehrwert für Verteilnetzbetreiber bieten:

Anwendungsfeld	Anwendungsfälle
Systemführung	Transparenzsteigerung in den Netzen In den Niederspannungsnetzen sind Last, Verbrauch und Netzzustand meist nicht genau bekannt. Neben wenig verbauter Messtechnik erschweren unangemeldete Verbraucher (z. B. Wallboxen) eine gute Kenntnis der verschiedenen Parameter. Im Niederspannungsnetz der Zukunft sollte die Transparenz deutlich steigen, um die sichere Systemführung zu unterstützen. Ein Messkonzept, das mit einer Mindestanzahl an Messstellen eine sichere Systemführung ermöglicht, verringert die Notwendigkeit zur netzgebietsweiten Installation von Messtechnik. Der Einsatz von KI bzw. von Datenanalysen kann helfen, optimale Sensorpositionen zu ermitteln, unbekannte Verbraucher aufzudecken und Netzengpässe zu detektieren, und lässt so Rückschlüsse auf Netzausbaumaßnahmen zu.
Netzplanung	Szenarioanalysen zur Nutzung von E-Mobilität Die Elektromobilität befindet sich im Aufschwung und sorgt dabei für veränderte Lastspitzen, mit denen vor allem Verteilnetzbetreiber der untersten Spannungsebenen umgehen müssen. Während die Zahl der Elektroautos insgesamt steigt, ist die Übertragbarkeit von deutschlandweiten Verkaufszahlen auf einzelne Gemeinden oder Netzgebiete schwer zu prognostizieren und damit auch der Ausbaubedarf für die Netze. Hier können Szenarioanalysen helfen: Mithilfe von Angaben zum Hochlauf der E-Mobilität und zu Wallbox-Besitzern in einzelnen Netzgebieten können individuelle Prognosen über Lastanforderungen an das Verteilnetz berechnet werden und in die Ausbauplanung einfließen.
Systemführung und Netzplanung	Echtzeit-Netzberechnung und Prognose Dezentrale Einspeiser und neue laststarke Verbraucher stellen Netzbetreiber bei der Berechnung des Netzzustands vor Herausforderungen. Für eine zukünftig mögliche Automatisierung des Engpassmanagements auf Niederspannungsebene ist die Kenntnis des aktuellen Netzzustands elementar. Durch den Rollout von Smart-Metern werden in Zukunft ausreichend Daten zur Verfügung stehen, um eine KI-gestützte Echtzeit-Netzberechnung und KI-gestützte Prognosen durchzuführen. Mithilfe solcher detaillierten Lastflussanalysen kann sowohl die Systemführung automatisiert als auch ein kosteneffizienter Netzausbau vorangebracht werden.

Anwendungsfeld	Anwendungsfälle
Asset Management	KI-gestützte Zustandsbewertung von Betriebsmitteln Für eine kosteneffiziente Wartung von Betriebsmitteln sollten die Abstände zwischen den Wartungszeitpunkten so groß wie möglich gewählt werden, ohne dass ein Defekt den Netzbetrieb beeinträchtigt. Aktuell werden deshalb präventive Wartungsmaßnahmen durchgeführt, deren Zeitpunkt sich an historischen Werten orientiert. Mit Zunahme der verfügbaren Datenmenge aus dem Betrieb von Netzkomponenten ist jedoch auch eine prädiktive Wartung (Predictive Maintenance) möglich. Hierbei werden Daten über mechanische oder elektrische Betriebsmittel gesammelt und mithilfe von KI oder statistischen Modellen für eine Bewertung des Betriebsmittelzustands genutzt. So können Netzbetreiber die Wartungsintervalle optimieren und damit Kosten für Material und Personal sparen.
Systemführung	Netzdienliche Steuerung der Niederspannungsnetze Eine netzdienliche Steuerung der Niederspannungsnetze ermöglicht den effizienten Betrieb der Stromnetze und kann Netzausbaubedarfe reduzieren. Durch die Auswertung von GIS- und Messdaten könnte eine KI langfristig auch selbstständige Netzeingriffe vornehmen, um Netzengpässe frühzeitig zu verhindern. Ein solches System kann nicht nur helfen, den Netzausbau effizient zu gestalten, sondern auch zu einer beschleunigten Integration von erneuerbaren Energien und laststarken Verbrauchern beitragen.
Netzanschluss	Netzanschlussprüfungen für erneuerbare Energien und E-Mobilität Mit der Anzahl der Elektroautos steigt auch die Anzahl der Anfragen für die Installation von Ladestationen. Eine ähnliche Entwicklung ist auch bei der Anzahl von dezentralen Einspeisern aus erneuerbaren Energien zu beobachten. Die Verarbeitung dieser Anträge und die noch manuelle Netzverträglichkeitsprüfung sind zeit- und ressourcenintensiv und stellen Netzbetreiber vor personelle Herausforderungen. Eine digitale Kundenschnittstelle, über die eine KI-basierte Netzverträglichkeitsprüfung bzw. eine optimierte Bestimmung geeigneter Netzverknüpfungspunkte durchgeführt wird, verspricht eine ressourcenschonende Bearbeitung von Anträgen.

Tabelle 6: Anwendungsfälle für datenbasierte Methoden in der Praxis des Verteilnetzbetriebs

5.2 Kriterien für die Umsetzung datenbasierter Methoden

Ob der Einsatz der oben genannten Lösungen für einzelne Verteilnetzbetreiber sinnvoll ist, hängt von einer Reihe von Faktoren ab. Anhand von drei Bewertungskriterien – **Datenverfügbarkeit, Mehrwert** und **Umsetzbarkeit** – lässt sich einschätzen, ob eine praktische Realisierung schon sinnvoll ist oder ob zunächst andere Schritte, zum Beispiel zur Verbesserung der Datenlage, unternommen werden sollten.

- **Datenverfügbarkeit:** Für eine zielführende Anwendung von Datenanalysen und weiterführenden Verfahren ist die Verfügbarkeit von ausreichenden, qualitativ hochwertigen Daten essenziell. Dabei ist zu evaluieren, welche Daten im Unternehmen selbst vorhanden sind bzw. kurzfristig aufbereitet oder gewonnen werden können. Zusätzlich gibt es öffentlich verfügbare Daten, die zur Ergänzung relevanter Modelle hinzugezogen werden können.
- **Mehrwert:** Über die Datenverfügbarkeit hinaus muss klar sein, welchen Mehrwert die Umsetzung eines Anwendungsfalls auf Basis der Datenlage bietet. Je präziser diese Frage beantwortet werden kann, desto einfacher ist die strategische Entscheidung, dafür Ressourcen einzusetzen.
- **Umsetzbarkeit:** Personelle und zeitliche Ressourcen, Veränderungswillen sowie fachliche Fähigkeiten sind entscheidend, um neue, datenbasierte Lösungen umzusetzen. Diese Voraussetzungen müssen in ausreichendem Maße vorhanden sein, um die Ziele eines Projekts zu erreichen und den Mehrwert zu realisieren.

5.3 Praktische Erprobung: Erkenntnisse aus drei Data4Grid-Prototypen

Der im Rahmen des Projekts durchgeführte Start-up-Wettbewerb hat gezeigt, dass die gemeinsame Arbeit der Start-ups und Verteilnetzbetreiber in kürzester Zeit gewinnbringende Konzepte hervorgebracht hat. Gleichzeitig wurde aber auch deutlich, dass die derzeit wesentlichste Herausforderung noch in der Verfügbarkeit und Qualität der Daten liegt. Durch den Aufbau einer größeren Datenkompetenz können die Potenziale datenbasierter Methoden in Zukunft noch besser genutzt werden (**siehe Abschnitt 4.3**).

Detaillierte Informationen zum Wettbewerb finden sich im Berichtsteil von umlaut sowie auf der [Website des FutureEnergy Lab.](#)

Die zentralen Ergebnisse der drei bearbeiteten Anwendungsfälle – die Steigerung der Netztransparenz, die Prognose zur Entwicklung von Elektromobilität und verbesserte Verbrauchsprognosen – sind im Folgenden in Steckbriefen zusammengefasst.

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.



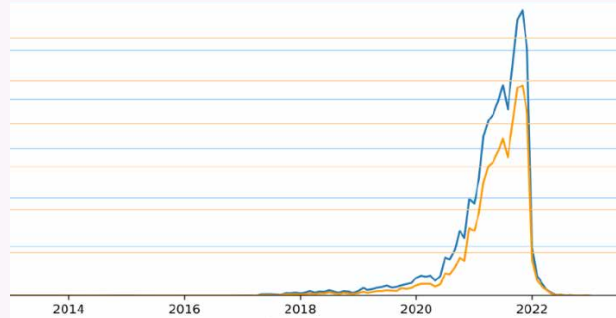
Pate & Datenlieferant

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.

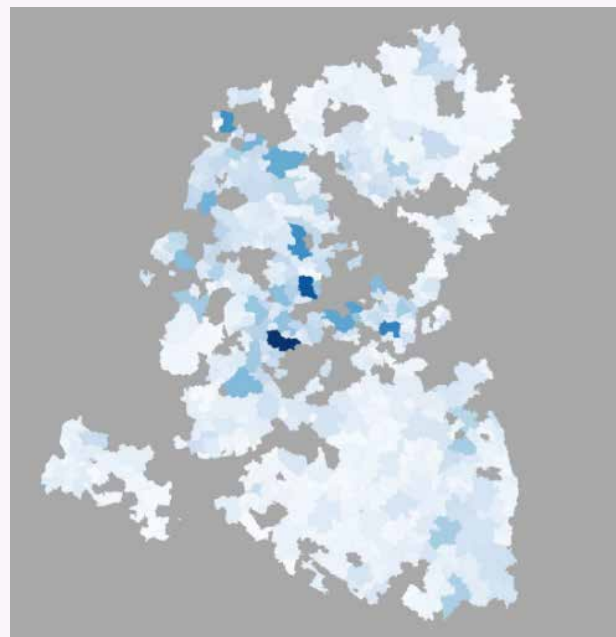
Daten

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.



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.



Verteilung der Wallboxen

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).

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.

OmegaLambdaTec

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.

Localiser

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.

aliunid

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 gemeindespezifische 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

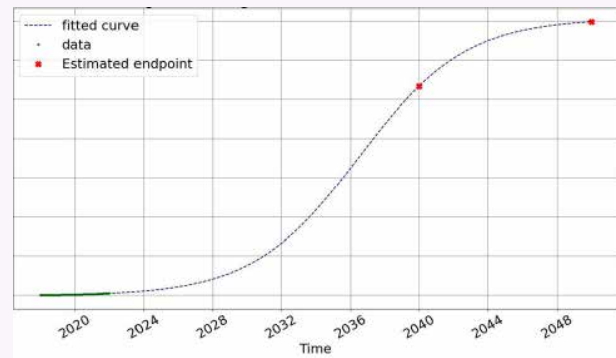
Aufgrund der alleinigen Datenbereitstellung vonseiten der Netze BW konnten die Modelle nur für ein Netzgebiet validiert werden. Eine Übertragbarkeit der Ergebnisse muss daher in einem folgenden Schritt geprüft werden. Ebenfalls versprechen sich die Teams eine höhere Präzision der Modelle, wenn zukünftig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

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. Um einen Mehrwert für Netzbetreiber zu liefern, muss bei der Operationalisierung auf die Parametrisierung und stetige An-



Beispielhafte Prognose einer Hochlaufkurve

passungen 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.



Prognose - Installierte Wallboxen im Jahr 2050

1. Platz



2. Platz



3. Platz



Platzierungen

Evaluierung relevanter Messstellen zur Erhöhung der Netztransparenz

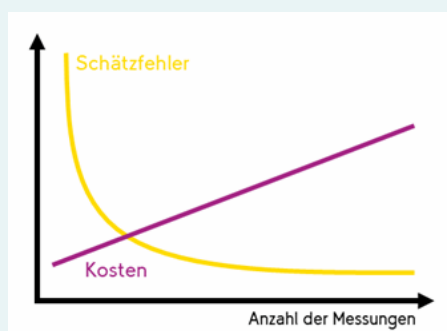
Motivation

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 Netzzustand 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.

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.



Kosten-Schätzfehler-Zielkonflikt

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.

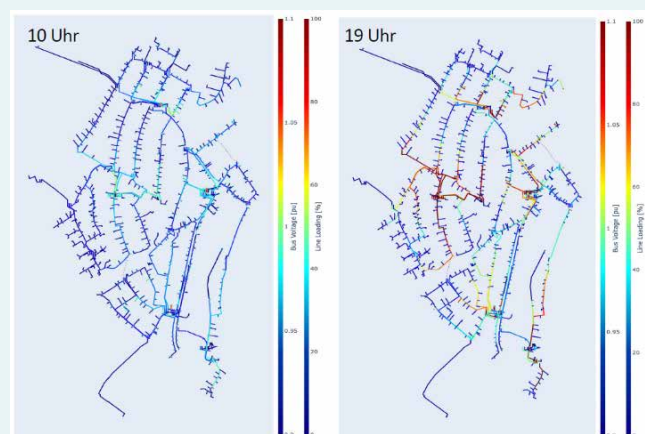
Zur Validation der Konzepte wurde seitens der EAM Netz ein Datensatz bereitgestellt, welcher städtische und ländliche Trafogebiete beinhaltet. Für diese Bereiche konnten aus den Daten Informationen zu Einspeisern, Verbrauchern und bereits vorhandenen Messwerten aus Ortsnetzstationen abgelesen werden.



Paten & Datenlieferanten

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 unten zeigt eine beispielhafte Netzauslastung im Vergleich eines Tagesverlaufs. Dabei stehen die roten Netzkanten 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.



Visualisierung der Netzauslastung

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

reto4ki

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.

enersis

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.

OmegaLambdaTec

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

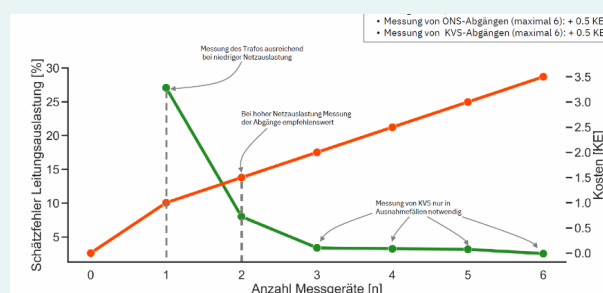
Die vorliegenden Ergebnisse konnten klar verdeutlichen, wie datenbasierte Lösungen Netzbetreibern in ihren Entscheidungen bei der Messstellenpositionierung helfen können. Allerdings müssen die entwickelten Konzepte erst in weiteren Netzgebieten validiert werden.

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.

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.



Ergebnisse für das Netzgebiet Fauleborn der EAMN

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 oben zeigt eine mögliche Minimierung des Schätzfehlers (in grün) in einem Netzgebiet, bereits bei zusätzlicher Installation weniger Messgeräte

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, so dass ein frühes Engagement neben einer erhöhten Netztransparenz auch eine effizientere Netzplanung verspricht.

1. Platz

reto4ki

2. Platz

enersis
climate
intelligence

3. Platz

OmegaLambdaTec

Platzierungen

KI-gestützte Verbrauchsprognosen auf Basis von Smart-Meter-Daten

Motivation

Im Stromnetz der Zukunft wird es elementar sein, den Stromverbrauch von Haushalten, Gewerbebetrieben, 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.

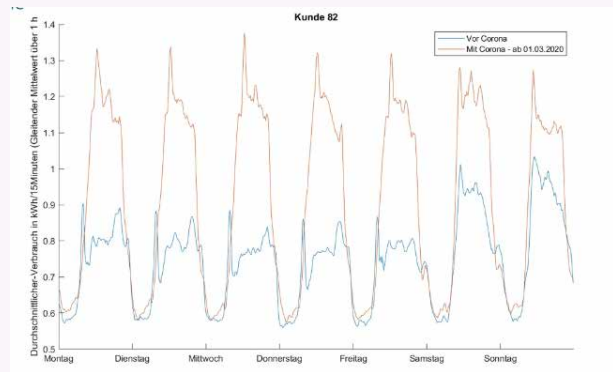
Ziele

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.

Daten

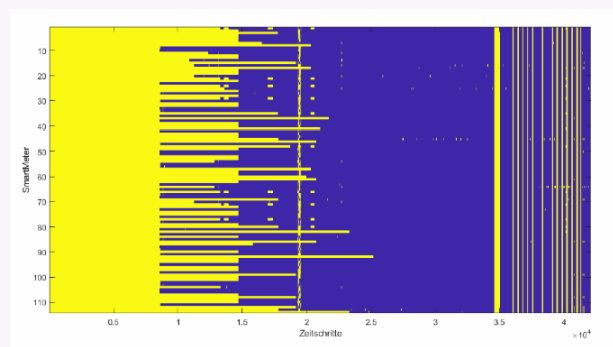
Für diese Challenge konnten vom Stromnetz Hamburg und enercity Netz Verbrauchsdaten zur Prognoseerstellung verwendet werden. Insgesamt erhielten die Teams Informationen von 438 Smart-Metern inklusive einer teilweisen Einteilung in die BDEW-Cluster. Einige Tage des Datensatzes wurden den Teams vorenthalten,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



Vergleich des Verbrauchs vor und nach Beginn der Corona-Pandemie

Ergebnisse

Bei der Wahl geeigneter Cluster orientierten sich die Teams vom Fraunhofer IEE und NAECO Blue an Jahreszeiten und Wochentagen. Das Team von ifesca hingegen nahm eine Zuordnung der einzelnen 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 letzterer Methode.



Verfügbarkeit der Smart-Meter-Messungen (enercity)

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

Fraunhofer IEE

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.

ifesca

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.

NAECO Blue

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.

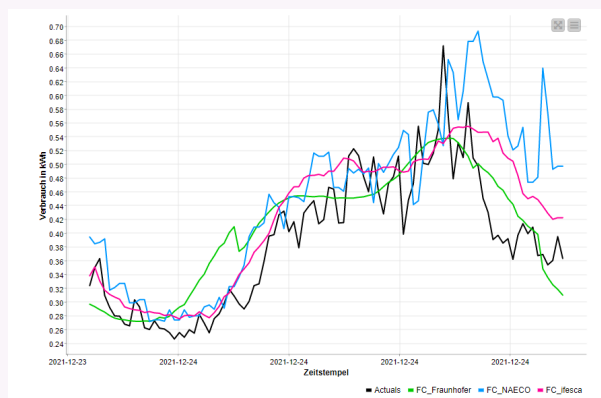
Beim Vergleich der Prognosen der Teams untereinander ist erkennbar, dass es zwei mögliche Modellierungsansätze gibt (s. Abb. rechts). Die Vorhersage ermittelter Werte oder die Nachbildung der realen Verbräuche inklusive kurzzeitiger Schwankungen. Mit Blick auf die gemessenen Abweichungen der Prognosen 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.



Verbrauchsprognose im Tagesverlauf in kWh

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.

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1:	Challenges im Projekt Data4Grid	8
Abbildung 2:	Phasen des praktischen Teils des Projekts Data4Grid	9
Abbildung 3:	Schritte für die Implementierung digitaler Lösungen im Stromnetz	18

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1:	Auswahl von Anwendungsfällen für Datenanalysen und KI im Stromnetz (Quelle: Fraunhofer IEE (2022) und umlaut (2022), eigene Darstellung)	14
Tabelle 2:	Indikatoren zur Beurteilung der Kritikalität von Prozessen im Stromnetz (Quelle: Fraunhofer IEE (2022), Tabelle 1)	15
Tabelle 3:	Übersicht über die für den Betrieb des Stromnetzes relevanten nationalen Gesetze und Verordnungen (Quelle: Fraunhofer IEE (2022))	16
Tabelle 4:	Überblick über wesentliche Schritte in der Umsetzung eines Anwendungsfalls (Auszug Implementierungsleitfaden aus Fraunhofer IEE (2022), eigene Darstellung)	19
Tabelle 5:	Mögliche Datenquellen für die Anwendung datengetriebener Lösungen (Quelle: Fraunhofer IEE (2022), Tabelle 3)	21
Tabelle 6:	Anwendungsfälle für datenbasierte Methoden in der Praxis des Verteilnetzbetriebs	24

Literaturverzeichnis

Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik (BSI) (2022): Verordnung zur Bestimmung Kritischer Infrastrukturen nach dem BSI-Gesetz (BSI-KritisV). <https://www.gesetze-im-internet.de/bsi-kritisv/>

Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK) (2022): Ein Stromnetz für die Energiewende. <https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Dossier/netze-und-netzausbau.html>, zuletzt abgerufen am 23.06.2022

Bundesregierung (2020): Strategie Künstliche Intelligenz der Bundesregierung. <https://www.bundesregierung.de/breg-de/service/publikationen/strategie-kuenstliche-intelligenz-der-bundesregierung-fortschreibung-2020-1824642>

Deutsche Energie-Agentur (dena) (2018): Datenschutz und Datensicherheit. Status quo, Herausforderungen und Handlungsbedarf im Rahmen der Digitalisierung der Energiewirtschaft. <https://www.dena.de/newsroom/publikationsdetailansicht/pub/dena-analyse-datenschutz-und-datensicherheit/>

Deutsche Energie-Agentur (dena) (2019): Künstliche Intelligenz für die integrierte Energiewende. <https://www.dena.de/newsroom/publikationsdetailansicht/pub/dena-analyse-kuenstliche-intelligenz-fuer-die-integrierte-energiewende/>

Deutsche Energie-Agentur (dena) (2020): Künstliche Intelligenz – vom Hype zur energiewirtschaftlichen Realität. <https://www.dena.de/newsroom/publikationsdetailansicht/pub/dena-analyse-kuenstliche-intelligenz-vom-hype-zur-energiewirtschaftlichen-realitaet/>

Deutsche Energie-Agentur (dena) (2021): Digitale Marktkommunikation für das Energiesystem der Zukunft. <https://www.dena.de/newsroom/publikationsdetailansicht/pub/digitale-marktkommunikation-fuer-das-energiesystem-der-zukunft/>

Deutsche Energie-Agentur (dena) (2022a): Übersicht Anforderungen und Lösungen für Netzbetreiber. https://future-energy-lab.de/app/uploads/2022/06/220513_dena_FutureEnergyLab_GR_Infografik_Stromverteilnetze_EW7.pdf

Deutsche Energie-Agentur (dena) (2022b): Die Datenökonomie in der Energiewirtschaft. <https://www.dena.de/newsroom/meldungen/2022/dena-analyse-datenoeconomie-in-der-energiewirtschaft/>

DIN, DKE (2020): Deutsche Normungsroadmap Künstliche Intelligenz. <https://www.din.de/de/forschung-und-innovation/themen/kuenstliche-intelligenz/fahrplan-festlegen>

Europäische Kommission (2019): Ethik-Leitlinien für eine Vertrauenswürdige KI. <https://op.europa.eu/de/publication-detail/-/publication/d3988569-0434-11ea-8c1f-01aa75ed71a1>

Europäische Kommission (2020): Weißbuch zur künstlichen Intelligenz. https://ec.europa.eu/info/sites/default/files/commission-white-paper-artificial-intelligence-feb2020_de.pdf

Fraunhofer IEE (2022): Datenanalysen und künstliche Intelligenz im Stromverteilnetz.

umlaut (2022): Projektbericht: Data4Grid – Potenziale von Datenanalysen und Künstlicher Intelligenz für Stromnetzbetreiber.

World Economic Forum (2021): Harnessing Artificial Intelligence to Accelerate the Energy Transition. White Paper September 2021. https://www3.weforum.org/docs/WEF_Harnessing_AI_to_accelerate_the_Energy_Transition_2021.pdf

Abkürzungsverzeichnis

BDSG	Bundesdatenschutzgesetz
BMWK	Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz
BNetzA	Bundesnetzagentur
BSI	Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik
DIN	Deutsches Institut für Normung
DSGVO	Datenschutz-Grundverordnung
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
GDEW	Gesetz zur Digitalisierung der Energiewende
GIS	Geoinformationssystem
IKT	Informations- und Kommunikationstechnologie
ISMS	Informationssicherheitsmanagementsystem
IT-SiG	IT-Sicherheitsgesetz
KI	Künstliche Intelligenz
KPI	Key Performance Indicator
MsbG	Messstellenbetriebsgesetz
NIS-Richtlinie	EU-Richtlinie zur Netz- und Informationssicherheit
TOM	Technisch-Organisatorische Maßnahmen
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber
VDE	Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V.
VNB	Verteilnetzbetreiber



www.dena.de www.future-energy-lab.de

dena
Deutsche Energie-Agentur