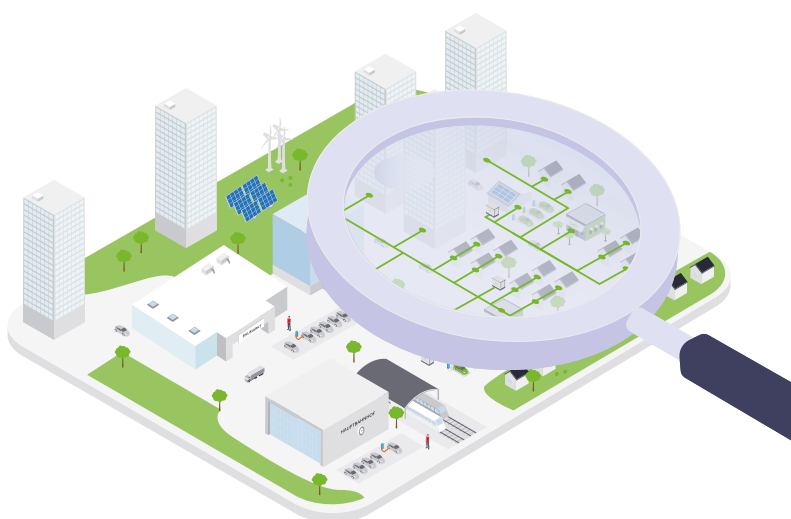


50,2

**MIT NETZ-
TRANSPARENZ
DIE EFFIZIENZ
STEIGERN –
NICHT DIE
KOSTEN!**



WAGO



EINSPARPOTENTIAL VON SOFTWARE NUTZEN!

WAGO APPLICATION GRID GATEWAY – JETZT OPTIONAL MIT ZWEI ZUSATZAPPLIKATIONEN

WAGO Application Grid Gateway unterstützt Betreiber von Energieverteilnetzen, ihren Netzbetrieb zu optimieren – einfach, sicher und zukunftsfähig! Dabei können Netzbetreiber jetzt noch mehr Kosten sparen – mit zwei Zusatzapplikationen:

WAGO Application Medium Voltage Calculation:



Genaue Mittelspannungsberechnung – ohne resistive Koppler – in der Genauigkeitsklasse von 1,5 Prozent.

WAGO Application Voltage Regulating Distribution Transformer: Ansteuerung des Stufenschalters regelbarer Ortsnetztransformatoren – ohne zusätzliche Hardware



Softwareapplikationen offenbaren die Mehrwerte einer Kleinfernwirktechnik in der Ortsnetzstationen



Mehr
zum Thema
finden Sie auf
Seite 14

www.wago.com/grid-gateway

05.2022

Daten im Netz

Wie digitale Kommunikation den Netzbetrieb verändert

IT und Digitalisierung

Priorität für den Bedarf:
Neues Konzept für den
Breitbandausbau

26

Smart Metering

Chancen im Keller: Digitales
Full-Service-Angebot für
Messstellenbetreiber

36

Erzeugung und Speicher

Mehr Solarstrom von
öffentlichen Dächern

42

Im Heft

Branchenguide
DIGITALES STADTWERK



50,2 Verlag

Sonderthema

NETZTECHNIK UND -PROZESSE

ab Seite 10

Bild Titel: cybrain / shutterstock.com

AKTUELL03
ZAHLEN & FAKTEN09

SONDERTHEMA
NETZTECHNIK UND -PROZESSE

Daten im Netz. 10
Intelligenz im Koffer 12
Raus aus der Kostenfalle 14
Von Smart City zu Smart Grid
Interview mit Oliver Deuschle und Robin Rudat,
SMIGHT GmbH. 16
VDE FNN: Impulspapier zur
Nutzung von Flexibilitäten 17
Das neue Netz vor dem Start 18

WARTUNG UND SERVICE

Zustandsdaten in Echtzeit 20
Vom Plan zur Vorsorge 22

IT UND DIGITALISIERUNG

„Die Rechnung geht auf“ 24
Priorität für den Bedarf 26
Anschlussanfragen automatisieren 28
„Die wichtigste Firewall bilden die Mitarbeiter“
Interview mit Carsten Maßloff, Brandeis Digital 30
Schneller digital..... 32

SMART METERING

Netzwerk für Mehrwertdienste 34
Chancen im Keller 36
Submetering über LoRaWAN 38

ERZEUGUNG UND SPEICHER

WindEnergy Hamburg 2022 40
Mehr Solarstrom von öffentlichen Dächern,
weitere Kurzberichte 42

ELEKTROMOBILITÄT

Markt und Netz verbunden..... 44
„NETZlabor Intelligentes Heimladen“ erfolgreich
abgeschlossen, weitere Kurzberichte 46
Vom Parkhaus zum großen Stromspeicher 48

ANBIETERVERZEICHNIS 49
UNTERNEHMENSINDEX, IMPRESSUM 53

NETZTECHNIK UND -PROZESSE



10 | DATEN IM NETZ

Überwachen und Steuern sind Kernfunktionen des neuen Energiesystems. Eine effiziente und sichere Datenkommunikation spielt dabei eine zentrale Rolle. Wo stehen wir heute?
Foto: jamesteohart / shutterstock.com



22 | WARTUNG UND SERVICE

Vernetzte Sensoren, Echtzeitdaten und eine leistungsfähige Analyseplattform sind zentral für die Überwachung von Stromerzeugungs- und -verteilungsanlagen. Das Angebot der I-care Gruppe geht noch weit darüber hinaus.
Foto: mpohodzhay / shutterstock.com



28 | IT UND DIGITALISIERUNG

Mit der Zunahme an PV-Anlagen, Wärmepumpen und Elektrofahrzeugen steigt auch die Zahl der Anschlussanfragen. Anbieter Volue hat Lösungen entwickelt, um die erforderlichen Datengrundlagen und Prozesse zu optimieren.
Foto: Slavun / shutterstock.com



38 | SMART METERING

Mithilfe von LoRaWAN-Sensorik liest der österreichische Energieversorger Kelag Energie & Wärme stündlich vollautomatisiert 2.750 Zähler aus. Auch deutsche Versorger können die Technik für die Fernauslesung im Submetering einsetzen.
Foto: Dmitry Markov152 / shutterstock.com

BELASTET

Energiepreiskrise beschert den Stadtwerken Schwäbisch Hall Verluste

Die Stadtwerke Schwäbisch Hall weisen im Geschäftsjahr 2021 einen Verlust nach Steuern in Höhe von 4,17 Millionen Euro aus. Ausschlaggebend für das negative Ergebnis sind dem Versorger zufolge die Auswirkungen der Energiepreiskrise.

Die extremen Preisschwankungen hätten die Stadtwerke Schwäbisch Hall selbst insbesondere im Bereich der Wärmeversorgung über deren Blockheizkraftwerke wirtschaftlich stark belastet. Bei den zahlreichen Dienstleistungskunden sei es zu einer Reduzierung der Endkundenzahl sowie zu Insolvenzen gekommen, was zu einem signifikanten Rückgang an Dienstleistungserlösen geführt hat. Darüber hinaus wirkten sich in den Verlustsparten Bäder und Parkierung weiterhin die Maßnahmen zur Bekämpfung der Coronapandemie stark aus. Beide Sparten haben noch nicht das Umsatzniveau des Jahres 2019 erreicht.

Die Stadtwerke Schwäbisch Hall haben sich im vergangenen Geschäftsjahr verstärkt auf den Ausbau von erneuerbaren Energien fokussiert und erwarten, dass sich diese Investitionen erst später



Foto: Ralf Kalytta / Stadtwerke Schwäbisch Hall GmbH

positiv auf die Bilanz auswirken. Die Stadtwerke Schwäbisch Hall GmbH sind handelsrechtlich als große Kapitalgesellschaft einzuordnen. Gesellschafter sind nach wie vor zu 9,7 Prozent die Stadt Schwäbisch Hall und zu 90,3 Prozent die städtische Tochter SHB Schwäbisch Haller Beteiligungsgesellschaft mbH. (ds)

www.stadtwerke-hall.de

Anzeige

27 — 30
September 2022

WindEnergy Hamburg

The global on & offshore event

H₂EXPO & CONFERENCE

Held in parallel with WindEnergy Hamburg

Exploring new horizons:
It's time to put climate first!

Be sure to take part in the world's biggest and most important business platform for the onshore and offshore wind industry!



windenergyhamburg.com

Organised by:



In co-operation with:



Global Partner:



European Partner:



Partners:



ANGEMAHT

dena sieht Defizite beim Datenaustausch in der Energiewirtschaft

Wenn Datenaustausch einen betriebswirtschaftlichen Wert hat, seien Marktakteure in der Energiebranche eher dazu bereit, ihre Datensätze adäquat aufzubereiten und anderen Akteuren bereitzustellen. Zu diesem Ergebnis kommt die Analyse „Datenökonomie in der Energiewirtschaft“ der Deutschen Energie-Agentur (dena). Eine Datenökonomie könne die Digitalisierung und damit auch die Energiewende vorantreiben. Die Untersuchung wurde von der WIK-Consult GmbH erstellt. Sie umfasst den Status quo der Erhebung, Übertragung und des Austausches von Daten im Energiesektor, erklärt Anreize sowie Herausforderungen einer potenziellen Datenökonomie und skizziert, wie eine zukünftige Dateninfra-

struktur realisiert werden kann. Da der Datenaustausch zwischen den Akteuren der Branche der Analyse zufolge aktuell jedoch nicht ausreichend sei, bleiben datengetriebene Lösungen und innovative Geschäftsmodelle bisher hinter den Erwartungen zurück. Wie sich durch Marktanreize die Bereitstellung von Daten fördern lasse, zeigt die veröffentlichte Analyse.

Leitlinien und regulatorischen Rahmen schaffen

Damit eine Datenökonomie in der Energiewirtschaft Fuß fassen kann, sind laut der dena-Analyse eine Reihe von Maßnahmen notwendig. Dazu zähle etwa, konkrete Leitlinien für die Strukturierung und Auf-

bereitung von Daten zu etablieren, den regulatorischen Rahmen zur Schaffung ökonomischer Anreize wie etwa Innovationsprämien anzupassen sowie Datenplattformen oder unmittelbare Austauschoptionen zu entwickeln, die einen technisch reibungslosen Datenfluss zwischen den Akteuren fördern. Weiterhin empfiehlt die Analyse, konkrete Pilotprojekte zum Beispiel im Rahmen von Förderwettbewerben durchzuführen, die den Mehrwert der Datenökonomie öffentlichkeitswirksam hervorheben. Die Hoffnung der dena sei es, mit der Analyse und den Handlungsempfehlungen eine Debatte über die Rolle von Daten zum Gelingen der Energiewende anzustoßen. (ds)

www.dena.de

DIGITALISIERT

Offene Plattform für Digitalisierung von Transformatoren

Um die Stabilität der Netze zu gewährleisten, müssen Netzbetreiber komplexe Modernisierungen der Technik und Infrastruktur meistern. Dabei spielen insbesondere intelligente Transformatoren eine zentrale Rolle. Für die Hersteller hat die Maschinenfabrik Reinhausen GmbH (MR) eine offene, herstellerunabhängige Technologie zur Digitalisierung von Leistungstransformatoren entwickelt. Dabei werden alle über Sensoren erhobenen Daten inklusive einer frei konfigurierbaren Steuerung in der neuen ISM Plattform von MR zusammengetragen.

Neben dem Monitoring einzelner Transformatoren lassen sich aus der gebündelten Auswertung über die gesamte Flotte hinweg wichtige Informationen zur Flottensteue-

rung generieren. Asset Manager können so beispielsweise zustandsbasierte Wartungen durchführen.

Das ISM-System ist in einem Schaltschrank untergebracht. Dort sind alle Applikationen und Funktionen integriert, denn hier laufen alle Daten der verbauten Sensoren in der zentralen Recheneinheiten zusammen. Das System dient gleichzeitig als offene Plattform, auf der unkompliziert herstellerunabhängig weitere Sensoren angeschlossen werden können. Im Rahmen dieser neuen Leistung bietet Reinhausen Transformatorenherstellern auch Beratung und Unterstützung bei der Entwicklung ihrer individuellen Konfigurationen. Sind alle technischen und konstruktionsbedingten Spezifikationen definiert, produziert



Durch die Integration aller Sensoren und Funktionen auf einer einzigen Plattform und die Möglichkeit für OEMs, ihre eigene Software in das System einzubinden, können sie Zeit und Geld sparen.
(Foto: Maschinenfabrik Reinhausen GmbH)

Reinhausen das komplette System in einem eigenen Werk in Regensburg und liefert dieses just-in-time aus. (jr)

www.reinhausen.com

AUSGEZEICHNET

Effizienzpreis für SF6-freie Mittelspannungsschaltanlage von Schneider Electric

Schneider Electric hat bei den griechischen Energy Mastering Awards 2022 den Preis für die energieeffiziente Lösung des Jahres erhalten. Ausgezeichnet wurde die SF6-freie Mittelspannungsschaltanlage SM AirSeT, eine luftisolierte Schaltanlage für die Sekundärverteilung der Mittelspannung, die speziell für gewerbliche und industrielle Gebäude sowie kritische Infrastrukturen entwickelt wurde. Die nativ digitale Anlage verwendet nach Herstellerangaben für die Schaltung eine Kombination aus reiner, trockener Luft und Vakuumisolierung. Die Technologie ist be-



Die SF6-freie Mittelspannungsschaltanlage SM AirSeT von Schneider Electric.
(Foto: Schneider Electric SE)

reits bei Energieversorgern wie E.ON in Schweden, GreenAlp in Frankreich, EEC Engie in Neukaledonien und Azienda Trasporti Milanesi in Italien im Einsatz. Schneider Electric zielt darauf ab, ein vollständiges Portfolio SF6-freier Angebote aufzubauen. Mit der SM AirSeT erweitert das Unternehmen sein Angebot für die Mittelspannung. Zum Portfolio zählen darüber hinaus auch die RM AirSeT, eine gasisolierte Ringkabelschaltanlage für die Sekundärverteilung, sowie die neue GM AirSeT für die Primärverteilung. (jr)

www.se.com

GESCHENKT

IVU Informationssysteme unterstützt mit Gratis-Software bei EnSiG

Der Druck auf die Versorger und Stadtwerke ist derzeit hoch und fordert schnelles Handeln. „Die aktuellen Preis- und Abschlagsanpassungen im Rahmen des Energiesicherungsgesetzes (EnSiG) für Versorgungsunternehmen zur Wahrung der Liquidität sind absolut notwendig und ebenso herausfordernd“, sagt Julian Stenzel, Geschäftsführer der IVU Informationssysteme GmbH. Die üblichen IT-Systeme, Prozesse und Personalressourcen seien hinsichtlich der Geschwindigkeit und Kapazität nicht auf die Maßnahmen nach § 24 und § 26 ausgelegt.

Kostenfreies EnSiG-Paket

In dieser schwierigen Situation stellt die IVU ihren etwa 80 Bestandskunden ein kostenfreies Softwarepaket mit sofortiger Wirkung zur Verfügung. Es wurde von dem Norderstedter IT-Anbieter speziell für die Maßnahmen nach dem EnSiG konzipiert und innerhalb weniger Wochen entwickelt. „Auch für uns ist die Geschwindigkeit der aktuellen Veränderungen sehr herausfordernd“, beschreibt Julian Stenzel die Situation. „Ein funktionierendes Standardpaket quasi über Nacht bereitzustellen war auch für uns neu.“

Das Paket unterstützt beispielsweise Workflows im Bereich des CRM-Systems für automatisierte Abschlagsanpassungen. Darüber hinaus wird die Wilken Software Group als Partner der IVU im Rahmen der eigenen Produktentwicklungen in den nächsten Wochen

noch spezielle Funktionen freischalten. Eine dieser Funktionen ist ein zusätzlicher Standard-Workflow zur unterjährigen mehrfachen Abschlagsanpassung als individualisierte und automatisierte Massenverarbeitung.

Ein weiterer Baustein des IVU-EnSiG-Pakets ist die automatisierte Abschlagsprüfung für Endkunden über die Selfserviceportale samt Ampelfunktion. „Somit kann sich jeder Endverbraucher über seinen Account auf einfachste Weise darüber informieren, was auf ihn zukommt. In diesen unsicheren Zeiten ist Transparenz und Offenheit vermutlich das einzige Mittel, um das Vertrauen der Verbraucher zu erhalten“, ist sich Stenzel sicher. Abgerundet wird das EnSiG-Paket der IVU mit einer speziellen App im Business-Intelligence-System (IVU.BI).

Die App ermöglicht Versorgungsunternehmen mit speziell definierten Kennzahlen, Grafiken und Dashboards auf Basis der Billing- und Finanzdaten aus den Wilken-Softwaresystemen den eigenen Kundenbestand direkt und unmittelbar zu durchleuchten. Drohenden Zahlungsausfällen kann sofort im Entstehen mit passenden Maßnahmen begegnet werden. Außerdem ließe sich die Akzeptanz gegenüber Abschlagsanpassungen oder Zwischenrechnungen auch im zeitlichen Verlauf detailliert moni-

www.ivugmbh.de

VERNETZT

Thüga Smart Service stellt neue Datenplattform vor

Mit der neuen Plattform Smart Energy Core will Thüga SmartService die Voraussetzungen für das künftige Geschäft mit datengetriebenen Mehrwertdienstleistungen schaffen. Der Smart Energy Core (SEC) eröffnet die Möglichkeit, Daten unterschiedlicher Quellen zu erheben und gemeinsam in konkreten Anwendungsfällen in einem Kontext intelligent zu nutzen. Auf diese Weise entstünden aus einfachen Werten nutzenstiftende Informationen. „Schon heute sammeln wir Daten über Smart Meter und IoT, um Mehrwerte wie Mieterstrom oder Smart City zu ermöglichen. Das sind aber lediglich erste praktische Anwendungsfelder, die durch unser Weiterentwicklungspro-

gramm zum Smart Energy Core durch viele weitere Lösungen ergänzt werden. Die neue Plattform bildet das Fundament für vielfältige Möglichkeiten, von denen wir viele noch gar nicht kennen“, sagt Dr. Urs Wehmhörner, der das SEC-Programm bei der TSG leitet. Durch offene Schnittstellen kann der Smart Energy Core in umliegende Systeme eingebettet werden, um Daten in die Plattform zu integrieren oder spezielle, energiewirtschaftliche Daten etwa an Abrechnungssysteme auszugeben. „Unsere Kunden erhalten dadurch die Möglichkeit, selbst eigene Mehrwertdienste zu entwickeln und diese mit uns zu verbinden“, erklärt Peter Wurzer, der das Produktmanagement von IoT und CLS verantwortet.

Die Entwicklung trägt auch der Tatsache Rechnung, dass durch das CLS-Management die Anwendungsoptionen für Metering und Mehrwert deutlich erweitert werden. Die CLS-Schnittstelle schafft Zugang zu zusätzlichen Datenquellen und ermöglicht es, Steuerbefehle an Geräte zu übergeben.

Digitaler Zwilling

Teil des Konzepts ist auch ein sogenannter Digitaler Zwilling von Gebäuden: Browserbasiert sollen virtuelle Liegenschaftsstrukturen aufgebaut und mit den dort verbauten Zählern und Sensoren digital verknüpft werden. An der Umsetzung arbeiten interne und externe Spezialisten bei TSG derzeit in einem straffen Zeitplan, der bis Jahresende noch einige Meilensteine erreichen will. Dann werden die Mehrwertdienste auch skaliert funktionieren. (ds)

www.thuega.de

BEAUFTRAGT

Die beiden letzten Konverterstationen für SuedLink können gebaut werden

Der Übertragungsnetzbetreiber TenneT hat den Auftrag für die Errichtung der SuedLink-Konverterstationen in Wilster in Schleswig-Holstein und Berg-rheinfeld in Bayern an Hitachi Energy vergeben. Damit sind nun alle vier erforderlichen Konverterstationen für das aus zwei Leitungsvorhaben mit je zwei Gigawatt Kapazität bestehende Netzausbauvorha-

ben SuedLink beauftragt. Die bei SuedLink eingesetzte Hochspannungs-Gleichstrom-technologie erlaubt es, Strom über weite Strecken effizienter zu transportieren, indem Lastflüsse besser gesteuert und Übertragungsverluste geringgehalten werden. Um den Strom in das bestehende Wechselstromnetz ein- oder auszuspeisen, werden Konverter für die Umwandlung von Gleich-

strom benötigt. Die Konverterstandorte in Wilster und in Berg-rheinfeld liegen unmittelbar neben den gesetzlich vorgegebenen Netzverknüpfungspunkten. Beide Flächen befinden sich bereits im Eigentum von TenneT, wodurch keine zusätzlichen Flächen Dritter in Anspruch genommen werden müssen. In Wilster wurde bereits mit ersten bauvorbereitenden Maßnahmen begonnen. Dort kann aufgrund der unmittelbaren Nähe zum Umspannwerk Wilster/West auf eine Anbindung per Freileitung verzichtet werden. In Berg-rheinfeld erfolgt die Anbindung an das bestehende Umspannwerk Berg-rheinfeld/West mit einer kurzen Freileitung. In den kommenden Monaten wollen TenneT und Hitachi Energy die Planungen dieser Konverter detaillierter ausgestalten. (ds)

www.tennet.eu



In Wilster wurde mit ersten bauvorbereitenden Maßnahmen für die Errichtung der SuedLink-Konverterstation begonnen. (Foto: TenneT TSO GmbH)

ÜBERWACHT

Eberle und WAGO entwickeln gemeinsame Lösung für Netzüberwachung nach EN50160

Die A. Eberle GmbH & Co. KG und WAGO GmbH & Co. KG wollen eine gemeinsame Lösung zur Netzüberwachung gemäß EN50160 bereitstellen. Die Applikation besteht den Kooperationspartnern zufolge aus den Power-Quality-Messgeräten PQI-DA-smart oder PQI-DE von A. Eberle, Spannungsqualitäts- und Leistungsmessgeräten, und der WAGO Steuerung PFC 200. Diese werden direkt in der Ortsnetzstation miteinander verbunden. Die Applikationslösung „Grid Gateway“ soll eingesetzt werden, um die übermittelten Daten zu verarbeiten und sie mit weiteren wichtigen Messwerten nutzerfreundlich aufzubereiten.

„Wir sind überzeugt, dass Netztransparenz und intelligente Automatisierung die wichtigsten Schritte auf dem Weg zur stabilen Energieversorgung und damit zu einer gelungenen Energiewende sind“, bringt Dr. Christian Rüster, CTO und Geschäftsführer des Mess- und Regelungstechnikbieters A. Eberle, die gemeinsame Leitlinie auf den Punkt. WAGO CEO Dr. Heiner Lang ergänzt: „Mit Blick auf Nachhaltigkeitsaspekte und dem gebotenen Tempo bei der Umsetzung der Energiewende sind Projektkooperationen wie diese nicht nur technologisch und wirtschaftlich, sondern auch gesellschaftlich geboten. Umso mehr freue ich mich, dass diese Kooperation von unserer Seite mit der WAGO Business Unit SOLUTIONS für intelligente Lösungen des Smart Grid umgesetzt wird.“ Ulrich Hempen,



Kooperation besiegelt: Dr. Heiner Lang (CEO bei WAGO), Dr. Christian Rüster (Geschäftsführer bei A. Eberle), Ulrich Hempen (WAGO Business Unit SOLUTIONS). (Foto: A. Eberle GmbH & Co. KG)

Vice President der Business Unit SOLUTIONS bei WAGO, konkretisiert: „Genau dafür bündeln wir unsere Kompetenzen gemeinsam mit A. Eberle und bieten unseren Kundinnen und Kunden Lösungen zur Netzüberwachung nach EN50160 und Konformitätsbewertung nach VDE-AR 4105 von Netzsträngen an.“ (jr)

www.a-eberle.de
www.wago.com



Mehr auf der
WindEnergy Hamburg
Halle B6 Stand 554!

Erfolgreiche Energiewende mit Industrie-Routern von INSYS icom



KRITIS-
tauglich



zuverlässige
Fernwartung



SecureITy
made in
Germany



Anzeige

KOMBINIERT

Wind, Solar und Speicher: ABO Wind erprobt Konzepte für den gemeinsamen Netzzugang

Wind-, Solarparks und Speicher zu planen und zu errichten, ist das Kerngeschäft von ABO Wind. Immer häufiger verknüpft der Projektentwickler dabei die Technologien miteinander. Kombiprojekte aus Windkraft und Photovoltaik sowie Hybridprojekte, die erneuerbare Stromerzeugung mit Speicherung verbinden, gewinnen für das Unternehmen an Bedeutung. Die Projekte sollen dazu beitragen, die Kapazitäten der Stromnetze besser zu nutzen und möglichst viel Strom aus Wind und Sonne einzuspeisen. Die Bundesregierung fördert die Verknüpfung von Speichern mit Wind- oder Solarparks mittels Innovationsausschreibungen. Dabei habe sich ABO Wind nach eigenen Angaben den Zuschlag für acht Hybridprojekte mit einer Gesamtleistung von 43 Megawatt Peak gesichert.

Kapazität des Netzan Anschlusses optimal nutzen

Für die gemeinsame Stromeinspeisung der unterschiedlichen Komponenten an einem Anschlusspunkt hat das Unternehmen jetzt ein Regelungs- und Schutzkonzept entwickelt. Die Steuerung soll es ermöglichen, die Kapazität des Netzan Anschlusses optimal zu nutzen und sicherstellen, dass die Leistung am Anschlusspunkt zu keinem Zeitpunkt überschritten wird. Zudem könne eine Überlastung der eingesetzten Betriebsmittel verhindert werden. Dies sei weitaus



Im Energiepark im rheinhessischen Wahlheim sind eine Solaranlage und ein Batteriespeicher in Betrieb.
(Foto: © GVO MEDIA / Gregor Ott)

günstiger, als Netzverknüpfungspunkte auf addierte Anlagenleistungen auszulegen. Da die Stromproduktion von Wind- und Solarparks sich im Jahresverlauf komplementär verhält, müssen die Erzeugungsanlagen laut ABO Wind tatsächlich nur an wenigen Stunden im Jahr abgeregelt werden – wenn ausnahmsweise Wind- und Solarparks gleichzeitig mit maximaler Erzeugung fahren.

Im Einsatz bei drei Projekten

Die Regelungs- und Schutzkonzepte sind bei drei rheinland-pfälzischen ABO Wind-Projekten im Einsatz: in Gielert (Wind/Solar), Einöllen (Wind/Solar) und Wahlheim (Solar/Batteriespeicher). In Gielert im Hunsrück produziert eine Solaranlage mit 746 Kilowatt Peak seit März 2021 Strom. In Kürze kommen zwei Windkraftanlagen des Typs Nordex N149 mit einer Nennleistung von je 5,7 Megawatt hinzu. In Einöllen in der Pfalz sind drei Windkraftanlagen des Typs GE 5.3-158 mit je 5,3 Megawatt seit April 2021 am Netz, eine Solaranlage mit 3 Megawatt Peak kam ein Jahr später hinzu. Im rheinhessischen Wahlheim hat ABO Wind jüngst eine Solaranlage mit 1,5 Megawatt Peak mit einem Batteriespeicher von 0,5 Megawatt in Betrieb genommen. (ds)

www.abo-wind.de

VERTIEFT

E.ON erweitert Kooperation mit Microsoft



Foto: rawpixel.com / freepik

Nach gemeinsamen Digitalisierungsprojekten im Bereich von Future Energy Home, Cloud- und Sicherheits-Lösungen wird die bestehende Zusammenarbeit von E.ON und Microsoft nun um den Bereich Innovation erweitert. Microsoft und E.ON wollen gemeinsam neue Projekte identifizieren und Lösungen entwickeln, bei denen unter anderem Technologien wie Künstliche Intelligenz und Data Analytics eingesetzt werden.

Ein erstes Projekt der Innovationszusammenarbeit befasst sich mit dem Thema „Algorithmic Hedging“. Die daraus gewonnenen Erkenntnisse sollen E.ON dabei unterstützen, auch bei volatilen Marktentwicklungen optimierte Kauf- oder Verkaufsentscheidungen für Strom und Gas zu treffen. Gemeinsam arbeiten beide Unternehmen an der Entwicklung von Algorithmen, die auf der Grundlage von Machine Learning die aktuelle Marktlage analysieren und Hedge-Entscheidungen automatisiert umsetzen. (ds)

www.eon.de

www.microsoft.com

ZAHLEN & FAKTEN

Auf der E-world 2022 haben 150 Personen in einer Befragung des IT-Dienstleisters prego services ihre Einschätzung zur aktuellen Situation der Energiebranche gegeben. **78 %** der Befragten geben an, dass sie auf die Herausforderungen der Energiewende

nicht ausreichend vorbereitet seien.

Gleichwohl bewerten über 80 % der Befragten die aktuelle Krisensituation als signifikanten Beschleuniger der Energiewende.

www.prego-services.de



Grafik: freepik (macrovector_official)



Grafik: freepik (titusurya)

Extremwetter wie Hitze, Dürre und Starkregen haben einer aktuellen Prognos-Studie zufolge in den vergangenen Jahren

Schäden von über 80 Mrd. Euro

hierzulande verursacht. Neben den direkt anfallenden Schäden an Gebäuden und Infrastrukturen oder Ertragsverlusten in Forst- und Landwirtschaft sind auch Kosten indirekter Schäden, wie verringerte Arbeitsproduktivität, in die Berechnung eingeflossen.

www.prognos.com

Laut einer BDEW-Umfrage gehen die Deutschen angesichts der gestiegenen Energiepreise bewusster mit Energie für die Wärmeversorgung um. **Über 3/4** der Befragten erklärten, dass sie in den vergangenen Monaten versucht haben, beim Heizen oder beim Warmwasserverbrauch Energie einzusparen.

56 % gaben an, die Raumtemperatur gesenkt zu haben. Rund 45 % der Befragten berichten, kürzer oder seltener zu duschen. 13 % hätten bereits in programmierbare Thermostate für die Heizkörper investiert. Nur jeder Fünfte gab an, sein Verhalten nicht verändert zu haben.

www.ganz-einfach-energiesparen.de



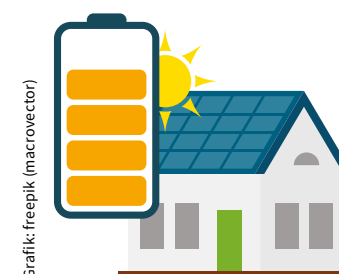
Grafik: freepik (storyset)

Die Mehrzahl der Hauseigentümer in Deutschland befürwortet den Ausbau der erneuerbaren Energien. Dies geht aus einer Umfrage von co2online hervor. Rund **86 %** der Befragten

haben sich demnach schon mit **Wärmepumpen, PV-Anlagen oder Stromspeichern** befasst.

40 % hätten in den vergangenen zwölf Monaten in umfangreichere Energiesparmaßnahmen investiert. Über die Hälfte der Befragten empfanden allerdings die Handwerkersuche dabei als schwierig.

www.co2online.de



Grafik: freepik (macrovector)

Daten im Netz

Überwachen und Steuern sind Kernfunktionen des neuen Energiesystems. Eine effiziente und sichere Datenkommunikation spielt dabei eine zentrale Rolle. Wo stehen wir heute?

Erzeugung und Verbrauch in einer Welt ohne – oder mit sehr wenigen – zentralen Kraftwerken zu stabilisieren, erfordert neue datenbasierte Prozesse auf allen Ebenen. Vom Privathaushalt mit Solaranlage und Elektrofahrzeug über den Produktionsbetrieb, der seinen Strom vielleicht aus einem virtuellen Kraftwerk bezieht, und den Verteilnetzbetreiber, der im Zuge von Redispatch 2.0 die Einspeise- und Abnahmemengen punktgenau überwachen und orchestrieren muss, bis hin zum Übertragungsnetzbetreiber, der die großräumigen Energieströme sicherzustellen hat – sie alle werden in Zukunft permanent Informationen und Steuerbefehle austauschen. Das Energiesystem wird damit auch zum Kommunikationssystem.

Vom Netz zum System

Auf die Frage, welche Infrastruktur dabei zu nutzen ist, gibt es keine eindeutige Antwort. Die Hintergrund- und Anwenderberichte im Heft zeigen, dass sämtliche verfügbaren Optionen ihre Stärken haben – aber eben auch Schwächen. Mobilfunk ist für

viele Prozesse sicherlich eine gut praktikable Lösung, in abgelegenen Regionen und hinter Stahltüren allerdings zumindest nicht in zuverlässiger Qualität verfügbar. Ob der geplante 5G-Ausbau kurzfristig für bessere Abdeckung mit höheren Übertragungsraten sorgt, bleibt abzuwarten. Die Kosten, die Verfügbarkeit und das Sicherheitsniveau von Mobilfunknetzen sind letzten Endes abhängig von den kommerziell agierenden Mobilfunkanbietern, respektive der dort verwendeten Technologien. Für versorgungskritische Anwendungen wird LTE450 als schwarzstartfähiges, hochsicheres Kommunikationsnetz daher definitiv eine Schlüsselrolle erhalten.

Der Nutzen und die Existenzberechtigung anderer Datentransportwege stehen dadurch nicht infrage. Speziell im Nahbereich bieten Kabel, Wireless M-Bus oder LoRaWAN erhebliche technische und wirtschaftliche Vorteile, aber auf diesem Wege lassen sich nur begrenzte Datenmengen transportieren. Diese Einschränkungen gibt es bei Ethernet- oder PLC-Lösungen sowie im Breitbandnetz nicht, die allerdings vergleichsweise hohe Eingangsinvestitionen erfordern. Wo ein ausgebautes Breitband- oder PLC-Netz vorhanden ist, macht es Sinn, geeignete Betriebsmittel anzubinden.

In der Praxis müssen Versorger und Netzbetreiber zu einen Lösungen finden, mit denen die eigenen Ziele möglichst effektiv erreicht werden. Zum anderen wird die Energiewirtschaft die Fähigkeit benötigen, die Kommunikationstechniken beim Anschlusskunden zu integrieren – beispielsweise für ein

erfolgreiches Flexibilitätsmanagement. Und schließlich wird es darum gehen, vertikal und horizontal funktionsfähige „Datenautobahnen“ zu bauen.

Der Markt hat sich bereits darauf eingerichtet, dass die Versorgungswirtschaft hinsichtlich der verwendeten Kommunikationsstrecken flexibel bleiben kann und auch die Harmonisierung der Standards kommt voran.

Von der Pflicht zur Kür

Die Digitalisierung der Betriebsmittel, aber auch die Anbindung von Erzeugern und Verbrauchern in der Stromversorgung beginnt, verglichen mit anderen Branchen, sehr spät. Das ist einerseits ein Glücksfall, denn an ausgereiften Technologien zur Datenkommunikation mangelt es nicht. Im Supermarkt bezahlen wir berührungslos per NFC, handelsübliche Wireless M-Bus-Lösungen übertragen Sensor- respektive Messdaten im Sekunden-takt, moderne Industrial Ethernet-Systeme wie Profinet, Ethernet/IP oder EtherCAT erreichen bereits Buszyklen von rund 100 µs. Jede neuere Waschmaschine oder Heizung lässt sich per Smartphone steuern, die Telekommunikationsbranche forscht bereits am Mobilfunkstandard 6G. All das braucht die Versorgungsbranche aktuell noch nicht so dringend. Ihre Bedürfnisse zu erfüllen, ist für die Anbieter daher gewiss keine Raketenwissenschaft. Für die jetzt anstehenden Aufgaben steht ein breites Spektrum bewährter Fernwirk- und anderer Datenübertragungslösungen bereit, von denen wir einige auf den folgenden

Seiten vorstellen. Dennoch lohnt es sich, auch Innovationen der Kommunikations- und Automatisierungstechnik genauer im Blick zu behalten.

Denn vieles von dem, was heute schon jenseits des Netzan-schlusspunktes respektive des Smart Meter Gateways möglich ist, wird wohl irgendwann auch im Netzbetrieb oder der Steuerung dezentraler Lasten und Erzeuger nötig sein. Auch neue Dienstleistungen im Messstellenbetrieb, aber auch in den Bereichen Energieeffizienz und -management können von einer schnellen, hochauflösenden Datenkommunikation erheblich profitieren. Auch dazu gibt es im Folgenden einige Anregungen.

Doppelt sicher

Die Akteure der Stromwirtschaft – allen voran die Netzbetreiber – stehen in der besonderen Verpflichtung, eine in jeder Hinsicht sichere Versorgung zu gewährleisten. Diesen Maximen muss auch die Datenkommunikation folgen. Das bedeutet zum einen, dass alle wesentlichen Anlagen so schnell und so effektiv wie möglich vernetzt werden, damit die Energiewende gelingt. Zum anderen gilt es, das System insgesamt und jeden einzelnen Akteur zuverlässig vor Cyberangriffen oder Datenmissbrauch zu schützen. Die Entwicklungen bei 450LTE und die neuen Festlegungen zur zentralen Funktion des intelligenten Messsystems zeigen, dass Branche und Politik die Aufgaben verstanden haben. Auch bei der Umsetzung steigt das Tempo – noch etwas mehr wäre besser. (pq)

Datenrate & Reichweite

10 Mbps – 1 Gbps
10 – 100 km

100 Kbps – 10 Mbps
100 m – 10 km

1 – 100 Kbps
1 – 100 m



WAN

WiMax, Power Line Communication (PLC),
Mobilfunk/Funknetzwerke

NAN

Power Line Communication (PLC),
WiMax, Mobilfunk/Funknetzwerke, LTE

HAN

Ethernet, Power Line Communication (PLC),
ZigBee, Bluetooth

Kunde

Verteilung,
Ortsnetze

Übertragung,
Erzeugung

Das Smart Grid Lab Hessen unterteilt die Kommunikationsinfrastruktur des Smart Grid in drei Netze: Home-Area-Network (HAN) beim Kunden, Neighborhood-Area-Network (NAN) im Bereich der Stromverteilung/Ortsnetze und Wide-Area-Network (WAN) auf der Ebene von Erzeugung und Übertragung. (Grafik: Smart Grid LAB Hessen (Whitepaper Smart-Grid Komponenten: Funktionalitäten und Nutzen, 2022))

Sonderthema
NETZTECHNIK
UND -PROZESSE

Intelligenz im Koffer



Foto: Stadtwerke Kempen GmbH

Die Stadtwerke Kempen haben gemeinsam mit SAE IT-systems einen mobilen Fernwirkkoffer entwickelt, um mögliche Überlastungen im Niederspannungsnetz zu identifizieren.

Als die heutigen Verteilnetze vor Jahren und Jahrzehnten geplant wurden, legte man die Anzahl der zu versorgenden Kunden, typische Lastprofile, statistische Gleichzeitigkeitsfaktoren und eine ausreichende Sicherheitsmarge zugrunde. Doch seither hat sich durch die Einspeisung aus erneuerbaren Energiequellen und die Zunahme neuer elektrischer Lasten bekanntermaßen einiges verändert. Da die genannten Einflüsse zum größten Teil auf das Niederspannungsnetz wirken, können dort schnell kritische Betriebszustände und Überlastungen entstehen, wie Reinhard Bretzke, Leiter Stromversorgung der Stadtwerke Kempen am Niederrhein, an einem Beispiel erläutert: „Nach den klassischen Planungs- und Betriebsgrundsätzen sind 40 Netzanschlüsse pro

Kabel überhaupt kein Problem. Wird allerdings eine leistungsstarke Solaranlage angeschlossen, könnten 20 Hausanschlüsse schon zu viel sein.“ Sein Stellvertreter Gregor Ulschmidt ergänzt: „Ob unsere vorhandenen Betriebsmittel in der Niederspannung tatsächlich ausreichend dimensioniert sind, wenn Hausbesitzer eine PV-Anlage oder Gewerbebetriebe Ladestationen für die Mitarbeiter installieren wollen, wissen wir oft nicht mit Sicherheit.“

Echtzeitdaten erforderlich

Um Versorgungsproblemen vorzubeugen, müssten somit Aufgaben wie Störungserkennung und Fehlerortung, Netzqualitätsanalyse sowie perspektivisch auch Fernsteuerung oder sogar eine automatisierte Trennstellenverlagerung von den Ortsnetzstationen übernommen werden. Daher werden im Netzgebiet der Stadtwerke Kempen auch rund ein Drittel der insgesamt über 300 Stationen digitalisiert. Gleichzeitig stellt Bretzke aber klar: „Ein Rollout der stationären NS-Messung für alle Stationen würde für uns wirtschaftlich keinen Sinn machen und wäre vom organisatorischen Aufwand her gar nicht stemmbar.“ Auf der Suche nach einer Lösung reifte bei den Netzexperten im Kempen die Idee einer mobilen Messausrüstung, mit der sich die wichtigsten Parameter schnell und sicher überprüfen ließen. Damit, so Ulschmidt, könne man nicht nur Probleme an den Betriebsmitteln frühzeitig identifizieren, sondern gleichzeitig auch Anschlussanfragen von Kunden für Wallboxen oder PV-Anlagen effizienter bearbeiten.

Da man eine solche Lösung idealerweise mit der im Betrieb vorhandenen Technologie umsetzen und insbesondere die Messdaten nicht an eine Cloud, sondern in die eigene Leitstelle übertragen wollte, sprachen die Stadtwerke Kempen die SAE IT-systems an. „Wir arbeiten seit 2016 zusammen und sind absolut zufrieden“, betont Reinhard Bretzke.

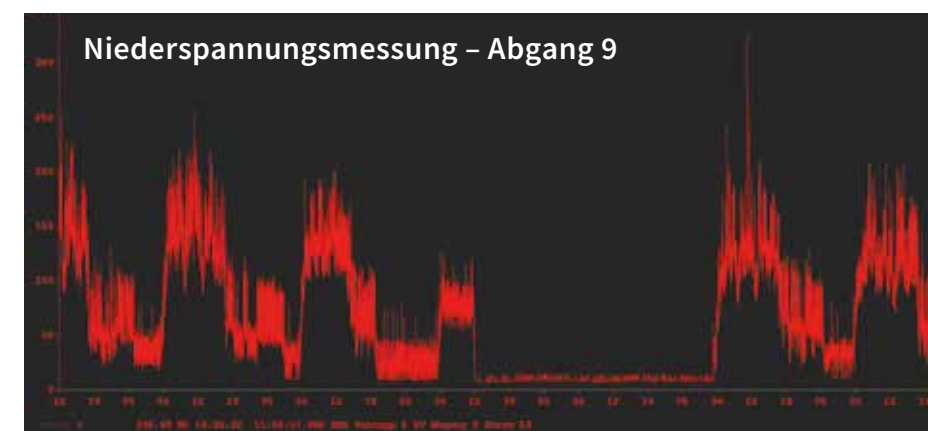
Fernwirkkoffer gemeinsam entwickelt

Der Kölner Technologiepartner fand schnell Interesse an der neuen Produktidee, wie Dipl.-Ing. Stephan Kerkhoff, Technischer Vertrieb Büro West, berichtet: „Praktisch alle Netzbetreiber stehen vor der Herausforderung, Transparenz in den unteren Spannungsebenen schaffen zu müssen, ohne gleich sämtliche Betriebsmittel mit stationärer Messtechnik ausstatten zu können.“ Ein geeignetes mobiles Tool gemeinsam mit Praktikern zu entwickeln, sei daher eine große Chance gewesen, die man gerne ergriffen habe.

Das Pilotprojekt startete und als Ergebnis konnte der Prototyp eines mobilen Messkoffers für die Niederspannung im Rahmen der SAE-Expertentage im Oktober 2021 vorgestellt werden. Das Herzstück der mobilen Lösung ist das Fernwirk-Gateway FW-5-GATE-4G mit drei PM-1-R Baugruppen (für Rogowski-Spule) und Schnittstellen für die direkte Anbindung an das Leitsystem per

IEC-104 und LTE. Nach Auskunft von SAE können Strom und Spannung mit der mobilen Messstation theoretisch an bis zu zehn Eingängen einphasig oder mehrphasig gemessen werden.

In Kempen befindet sich die kompakte Testausrüstung, die nach dem Projektleiter Gregor Ulschmidt scherzhaft auch „Gregor-Koffer“ genannt wird, ebenfalls seit dem vergangenen Jahr im regelmäßigen Einsatz. Das Fazit ist rundum positiv: „Der Koffer ist einfach zu bedienen, die Messung und Datenübertragung funktionieren einwandfrei“, berichtet Michael Kairies, Administrator Sekundärtechnik bei den Stadtwerken Kempen. Das Messintervall in Kempen beträgt pro Station vier Wochen mit einer Überwachung der Trafobelastung und der einzelnen Abgänge – fünf bis neun Niederspannungsabgänge werden pro Trafostation gemessen. „Die Echtzeitdaten sind von hohem Wert für uns“, berichtet Ulschmidt. So habe man beispielsweise im Zuge der Überprüfungen auf einer Leitung eine Stromstärke von



Echtzeitwerte der einzelnen Abgänge stehen sofort im Leitsystem zur Verfügung.
(Foto: Stadtwerke Kempen GmbH)

400 Ampère gemessen – also doppelt so viel wie zulässig – und dadurch ein nicht zulässiges Gerät in einem Gewerbebetrieb entdeckt, bevor ein Schaden entstand. Insbesondere im Zusammenhang mit Anschlussanfragen für Wallboxen und PV-Anlagen wurden so einige „Hotspots“ entdeckt, wo Über- beziehungsweise Unterspannungen im Netz drohen könnten. „So erkennen wir auch strategisch wichtige Ortsnetzstationen, wo es sinnvoll sein kann, eine stationäre NS-Messung aufzubauen und können umgekehrt auch Stationen ausschließen, die aktuell nicht nachgerüstet werden“, beschreibt Reinhard Bretzke. Für die mittelfristige Planung werden die Daten im Leitsystem archiviert, um im Zuge der geplanten jährlichen Wiederholung der Messkampagne Entwicklungen zu erkennen und bei Bedarf stationäre NS-Messungen nachzurüsten.

Ausbaufähige Standardlösung

Das Gemeinschaftsprojekt mit den Stadtwerken Kempen nahm SAE zum Anlass, eine standardisierte Lösung zu erarbeiten, die auf der

E-world erstmals vorgestellt wurde. „Unser Ziel war es, ein Ergänzungsprodukt zu entwickeln, das vielseitig und flexibel einsetzbar ist und den Bedürfnissen der unterschiedlichen Systeme und Anlagen unserer Kunden gerecht wird“, sagt Stephan Kerkhoff. Im Produktmanagement habe man dazu diverse Konzepte geprüft und Anforderungen gesammelt. „Der mobile Fernwirkkoffer soll nicht nur für temporäre Niederspannungsmessungen in Ortsnetz- oder Verteilerstationen eingesetzt werden, um bei der Erkennung und Analyse von Anomalien im Betrieb zu unterstützen, sondern auch in sonstigen mobilen oder stationären Anlagen, bei denen eine vorübergehende Überwachung nötig ist“, erläutert Kerkhoff. Darüber hinaus soll der mobile Fernwirkkoffer durch Messeinsätze bei der Planung und Validierung von baulichen Maßnahmen und als Unterstützung bei Inbetriebnahmen helfen.

Das Ergebnis ist ein Basisprodukt, welches durch spezifische Ergänzungen an die Anforderungen unterschiedlicher Einsatzbereiche angepasst werden kann. „So werden im Rahmen unseres Produktportfolios auch unterschiedliche Möglichkeiten der Kommunikation angeboten, wie beispielsweise 4G LTE, 450 MHz oder sogar eine VPN-Infrastruktur“, so Stephan Kerkhoff weiter. Weitere Ideen oder Anwendungsszenarien seien nach wie vor jederzeit willkommen. (pq)

www.sae-it.de

www.stadtwerke-kempen.de



Der Prototyp des Messkoffers befindet sich bei den Stadtwerken Kempen seit 2021 im Praxiseinsatz.
(Foto: SAE IT-systems GmbH & Co. KG)

Raus aus der Kostenfalle



Aufgaben im digitalen Netzbetrieb mit möglichst wenig Hardware zu lösen und dadurch Kosten zu sparen, ist das Konzept von WAGO. Mit zwei neuen Zusatzapplikationen können Nutzer des Grid Gateway jetzt exakte Mittelspannungsberechnungen durchführen oder rONT-Stufenschalter ansteuern.

Ortsnetzstationen (ONS) zu digitalisieren, verspricht Verteilnetzbetreibern einen hohen Nutzen. Der Netzzustand ist besser zu beurteilen, die Netze lassen sich ressourcenschonender betreiben und der Ausbau effizienter gestalten. Doch die Voraussetzung ist häufig eine erhebliche Investition, weiß Heiko Tautor, International Key Account Manager für Industries & Infrastructure und Head of Utilities bei WAGO. „Genau das wollen wir ändern – indem wir die Aufgaben in erster Linie mit Soft- und nicht mit Hardware lösen“, fasst er zusammen. „Dadurch ergeben sich für Verteilnetzbetreiber direkte Einsparpotentiale bei der Digitalisierung und dem Betrieb ihrer Netze.“

Dieser Zielsetzung folgen zwei neue Softwaretools, die WAGO für die Mittelspannungsmessung und die Steuerung regelbarer Ortsnetztransformatoren (rONT) entwickelt hat. Sie sind als Zusatzapplikationen für das WAGO Grid Gateway ausgelegt.

Basisapplikation Grid Gateway

„Die Basisapplikation Grid Gateway, ermöglicht es – grob gesagt –, eine Kleinferrnwerktechnik in der Ortsnetzstation ganz einfach durch Parametrieren in Betrieb zu nehmen“, erklärt Heiko Tautor. Die Speicherung, Übermittlung und Visualisierung der Messdaten

Die WAGO Application Grid Gateway bildet die Grundlage für Zusatzapplikationen, mit denen sich wichtige Aufgaben im Netzbetrieb rein softwarebasiert erledigen lassen.
(Foto: WAGO GmbH & Co. KG)

erfolgen dezentral über die SPS WAGO PFC200 der zweiten Generation. Die Steuerung ist als Kleinferrnwerktechnik in der Station verbaut. „Zwei Trafos mit je 15 Abgängen an der Mittel- und Niederspannungsseite können von einem einzigen WAGO PFC200 erfasst werden“, ergänzt Heiko Tautor.

Über IEC 60870-5-104 werden die Messwerte der Mittelspannung, des Transformators, der Niederspannungsabgänge, Stellungsmeldungen und Temperaturen an die Netzleittechnik übermittelt. Auch Befehle und Sollwerte können empfangen und verarbeitet werden. Die Daten aus externer Messtechnik lassen sich über Modbus auslesen. „Die gesamte Parametrierung kann abgespeichert und bei Bedarf auf weitere Stationen aufgespielt werden. Da Messdaten auch simuliert werden können, ist es

möglich, neue ONS bereits beim Stationsbauer an der Netzleittechnik in Betrieb zu nehmen.“ Über integrierte HTML5-Webvisualisierung werden die dezentral erhobenen Daten für verschiedene Nutzergruppen übersichtlich aufbereitet. Die Firmware ist gemäß BDEW-Whitepaper gehärtet und das Kommunikationskonzept ISMS-konform umsetzbar.

Mittelspannungsberechnung

Die neue WAGO Application Medium Voltage Calculation ermöglicht – ohne resistive Koppler – die genaue Mittelspannungsberechnung in der Genauigkeitsklasse von 1,5 Prozent. „Im Zuge der Energiewende wird es für Netzbetreiber zunehmend interessant, die genaue Mittelspannung zu kennen“, betont Heiko Tautor. Denn hochgenaue Werte würden in den Prozessleitsystemen oder den Daten-Clouds der Netzbetreiber ebenso benötigt wie für den Betrieb beziehungsweise die Kalibrierung der Kurzschluss-/Erdschlussanzeiger. Nicht zuletzt sind diese Messwerte zwingend für eine Weitbereichsregelung erforderlich.

Die Zusatzapplikation für die Mittelspannungsberechnung läuft auf einem Docker-Container, der Daten über das Protokoll Modbus TCP mit dem WAGO Grid Gateway austauscht. „Über die Weboberfläche oder per csv-Files-Upload lassen sich die nötigen Trafoparameter komfortabel eingeben“, ergänzt Heiko Tautor. Die Niederspannungsseite wird entweder mit 3-Phasen-Leistungsmessmodulen von WAGO oder Geräten anderer Anbieter gemessen. „Unter Berücksichtigung von verschiedenen Parametern wie Wicklungsverhältnisse, Belastungen und Temperaturen berech-



Der WAGO Fernwirkcontroller der 2. Generation ist eine speicherprogrammierbare Steuerung (SPS) mit diversen Schnittstellen. Ganz nach Bedarf lassen sich daran 3- oder 4-Leiter-Messkarten sowie Digital-eingangs- und -ausgangsmodule für die Steuerung einer Mittelspannungsschaltanlage anreihen.
(Foto: WAGO GmbH & Co. KG)

net ein komplexer Algorithmus daraus die Mittelspannungsseite“, erläutert er. Auch individuelle Trafoparameter, wie die Kurzschlussspannung, Leerlaufverluste oder die Verluste bei Kurzschluss werden bei der Berechnung berücksichtigt.

rONT-Steuerung per Software

Die WAGO Application Voltage Regulating Distribution Transformer ermöglicht es, den Stufenschalter eines regelbaren Ortsnetztransformators (rONT) ohne zusätzliche Hardware anzusteuern. „Diese Zusatzapplikation ist eine effiziente und wirtschaftliche Lösung für Netzbetreiber, um den regelbaren Ortsnetztransformator fernwirktechnisch anzukoppeln oder für ein verbessertes Reglerverhalten zu sorgen“, sagt Heiko Tautor. Sie ermöglicht es,

den Stufenschalter des rONTs über Modbus RTU anzusteuern – ohne zusätzliche, separate Steuereinheit für die dynamische Spannungswertanpassung zwischen dem Mittel- und Niederspannungsnetz. „Das spart nicht nur Platz in der Netzstation, sondern auch Kosten und vermeidet eine weitere, mögliche Fehlerquelle in der Netzstation.“

Auch die Inbetriebnahme dieser Applikation funktioniert ohne Programmieren, sondern durch einfaches Parametrieren beziehungsweise Konfigurieren, wie der WAGO-Experte erläutert: „Über eine Webvisualisierung lassen sich die Regelparameter komfortabel einstellen und die Regelung überwachen. Optional lassen sich die Regelparameter über das Fernwirkprotokoll IEC 60870-5-104 erfassen und an den Stufenschalter übermitteln.“

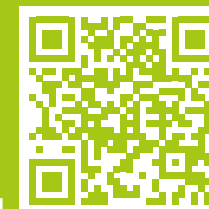
Heiko Tautor ist überzeugt, dass sich Verteilnetzbetreiber mit bewährter WAGO Fernwerktechnik, Grid Gateway als Basisapplikation und den neuen wie künftigen Zusatzapplikationen wirtschaftlich, flexibel, und zukunftsfähig aufstellen können. „So wird die unverzichtbare Digitalisierung der Energienetze nicht zur unkalkulierbaren Kostenfalle.“ (pq)

www.wago.com/grid-gateway

Smart-Grid-Fachtagung 28/29.09.2022, Leipzig

Die Frage, wie die Energiewende technisch und technologisch zu ermöglichen ist, steht auch im Fokus der WAGO Smart-Grid-Fachtagung. Bereits zum 8. Mal treffen sich Praktiker und Experten zum kollegialen Austausch.

www.wago.com/smart-grid



INTERVIEW

Von Smart City zu Smart Grid

Als kleiner Innovationsbereich der EnBW gestartet, hat sich SMIGHT zum erfolgreichen Anbieter für die Digitalisierung der Verteilnetze gemausert. Jetzt agiert das Unternehmen als eigenständige GmbH. Anlass genug für einen Rückblick und Ausblick mit den Geschäftsführern Oliver Deuschle und Robin Rudat.

Oliver Deuschle (oben) und Robin Rudat (unten), Geschäftsführer der SMIGHT GmbH (Fotos: Paul Gärtner)



Herr Rudat, zunächst ein kurzer Blick in die Vergangenheit: Wie ist die heutige SMIGHT GmbH entstanden?

Robin Rudat: Die EnBW hat früh erkannt, dass neue Geschäftsfelder erschlossen werden müssen, um langfristig erfolgreich zu sein, und dazu bereits 2014 einen eigenen Innovationsbereich gegründet. SMIGHT war das erste Projekt, das 2014 in den Innovationscampus der EnBW einzog.

Was war die ursprüngliche Idee?

Oliver Deuschle: Alles begann mit einer intelligenten Straßenlaterne. Davon gibt es rund acht Millionen in Deutschland, die wir mit sinnvollen Mehrwerten ausstatten wollten. Aus der Idee entstand eine Retrofit-Lösung, mit der Städte und Kommunen öffentliches WLAN für Bürger und Gäste anbieten konnten. Zudem entwickelte das Team eine eigene, multifunktionale Laterne, den SMIGHT Tower, die außer LED-Licht noch Ladepunkte für E-Autos, WLAN, Notrufknopf und Umwelt-sensorik bot.

Eigentlich doch ein gutes Konzept...

Oliver Deuschle: Tatsächlich haben wir 150 der intelligenten SMIGHT Tower verkauft, sogar nach Brasilien und Australien. Die Lösungen für öffentliches WLAN wurden in knapp 200 Kommunen installiert. Ein nachhaltiges Wachstum erschien dann aber schwierig – zumal durch den Ausbau von 5G und der Verlagerung von Fördermitteln das öffentliche

WLAN deutlich an Zugkraft verliert. Auch das Thema Service war herausfordernd, schließlich fliegt man nicht mal eben nach Brasilien.

Und wie ging es weiter?

Robin Rudat: 2019 trat die Netze BW an uns heran, um gemeinsam einen Sensor für die Niederspannung zu entwickeln. Aus den Smart City-Jahren hatten wir viel Erfahrung im Bereich IoT gesammelt, eine eigene IoT-Plattform entwickelt und wussten, wie man smarte Geräte im Feld managed. So entstand SMIGHT Grid. Die Lösung adressiert wichtige Herausforderungen der Energiewende, so dass SMIGHT hier ein enormes Potential sieht.

Wie positionieren Sie sich heute?

Oliver Deuschle: Heute sind wir ein Smart Grid-Unternehmen. Unsere Lösung SMIGHT Grid erhebt mit Hilfe eines patentierten Sensors Daten aus der Niederspannung und liefert Netzbetreibern so wichtige Informationen über den aktuellen Netzzustand und die Entwicklung der Last. Das ist mit Blick auf die steigende Dynamik in den Verteilnetzen – Stichwort PV, Elektromobilität – sehr relevant. Die Daten helfen, den Netzausbau bedarfsgerecht zu planen und Investitionen in die Erneuerung von Betriebsmitteln zu priorisieren. Auch der Netzbetrieb profitiert. Die Lösung lässt sich schnell in bestehende Infrastruktur integrieren. Die Daten stehen fertig aufbereitet in Echtzeit in einem Web-Portal zur Verfügung,

sodass auch kleine Netzbetreiber ohne eigene IT-Ressourcen von den digitalen Lösungen profitieren können.

Der Erfolg scheint

das Konzept zu bestätigen...

Robin Rudat: Absolut, wir haben seit dem Markteintritt zur E-world 2020 schon 40 Kunden in Deutschland gewonnen, das entspricht 1.300 digitalisierten Ortsnetzstationen. Unser Team ist von ursprünglich vier Kolleginnen und Kollegen auf 20 gewachsen.

Was bedeutet da die neue Rechtsform für Sie?

Robin Rudat: Der Schritt in die eigene GmbH ist ein wichtiger Erfolg für uns – schließlich glaubt unser Investor, die EnBW, an uns. Wir wollen nun aus einem innovativen Produktansatz eine kommerzielle, starke Marktposition entwickeln und noch schneller wachsen. Auch sollen Partnerschaften einfacher möglich sein.

Was steht als nächstes an?

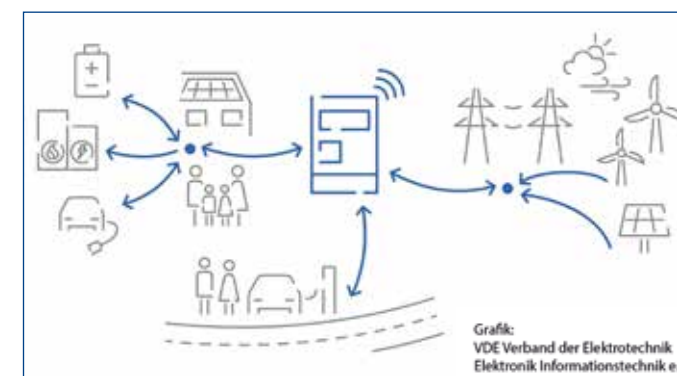
Oliver Deuschle: Wir merken, dass Netzbetreiber verstärkt auf der Suche nach digitalen Lösungen sind. Es braucht Daten aus der Niederspannung, um die Energiewende zu meistern. Dabei wollen wir unterstützen und der Anbieter mit der größten Netzdatenbasis Deutschlands werden. Weiter in die Zukunft geschaut steht natürlich auch die Internationalisierung an. (pq)

www.smight.com

VDE FNN: Impulspapier zur Nutzung von Flexibilitäten

Das Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK) hat bei der Neugestaltung des § 14a das Sollwertkonzept am Netzanschlusspunkt als Zielmodell festgelegt und damit den Rahmen für die Nutzung von Endkunden-Flexibilitäten aus Ladeinfrastruktur, Wärmepumpen, Speichern oder Photovoltaik-Anlagen gesetzt. Das Forum Netztechnik/Netzbetrieb im VDE (VDE FNN) hat jetzt ein Impulspapier mit möglichen Ansätzen für die weitere Ausgestaltung von § 14a EnWG vorgestellt und lädt zum Feedback ein.

Aktuelle Prognosen sehen einen starken Anstieg der Anzahl flexibler Verbraucher und Erzeuger im Bereich der Niederspannung voraus. So erwarten BMWK und BSI, dass bei insgesamt 15 Millionen Einbaufällen allein die Zahl der steuerbaren Anlagen, die mit intelligenten Messsystemen ausgestattet werden sollen, bis 2030 auf rund neun Millionen wachsen soll. Um diese wirksam in die Verteilnetze zu integrieren, hat das VDE FNN ein Ampelphasen-Konzept fortentwickelt und diskutiert derzeit Instrumente, die bei der präventiven Planung in der gelben Phase zum Zuge kommen könnten. Dazu gehören zeitvariable Netzentgelte, die planwertbasierte Begrenzung der Leistung sowie Flexibilitätsmärkte. Entscheidend sei, den Einsatz der Instrumente der gelben Phase stets mit den Instrumenten der roten Phase zu koppeln, um im Notfall schnell eingreifen zu können. Zudem mahnt VDE FNN, die noch fehlenden regulatorischen Grundlagen für die präventiven Maßnahmen der gelben Phase unter Führung der Bundesnetzagentur schnell zu schaffen und dabei auf eine schnelle und standardisierte Umsetzung zu achten.



Eine wichtige Frage ist, wo und durch wen das System gesteuert werden soll. Nach Auffassung von VDE FNN sollen alle Steuerungsmaßnahmen in der Niederspannung grundsätzlich auf den Netzanschlusspunkt des Kunden wirken. Die Steuerungsmaßnahmen werden dabei über die Smart Meter Gateway-Infrastruktur im Zusammenwirken mit leittechnischen und marktdienlichen Backend-Systemen umgesetzt. (pq)

www.vde.com/fnn

Besuchen Sie uns
auf der belectro in Berlin
8. – 10. November 2022
Halle 1.2, Stand 1409

HIER!

Wir (er)finden, was Sie suchen

Seit über 76 Jahren liefert Horstmann modernste Technik, um Netzstörungen zuverlässig zu orten. Damit es aber gar nicht erst soweit kommt, monitoren unsere Anzeiger der neuesten Generation Netzschwankungen so präzise, dass die Mitarbeiter in der Leitstelle schon vor einer Störung reagieren können.

Lösungen made in Germany



Zur Homepage >



www.horstmanngmbh.com



Das neue Netz vor dem Start

Das LTE450-Netz für kritische Infrastrukturen soll 2025 flächendeckend verfügbar sein. Betreiber 450connect will damit einen sicheren, bidirektionalen Datenaustausch für ein breites Anwendungsspektrum im Verteilnetz ermöglichen. Der Aufbau erfolgt gemeinsam mit Technologiepartnern und Anwendern.

Die großen Herausforderungen der Energiewirtschaft wie die Digitalisierung der Energiewende oder die Integration von Millionen PVAs, WKAs, Batteriespeichern, Transformatoren, Zählern und Sensoren sind nur mit einer leistungs- und widerstandsfähigen Kommunikationsinfrastruktur zu meistern. Die aktuelle geopolitische Lage mit dem realen Risiko von Cyber-Angriffen oder Ereignisse wie der Flutkatastrophe im Ahrtal, die konventionelle Telekommunikationsnetze zum Erliegen bringen, haben die Sensibilität dafür nochmals erhöht. LTE450 soll den sicheren Betrieb kritischer Infrastrukturen auch bei Großschadenlagen und

großflächigen Blackouts sicherstellen. Dazu dient unter anderem eine 72-stündige Notstromversorgung.

Dedizierte Netze für die Energiewende

Als autarkes und schwarzfallfestes Kommunikationsnetz wird LTE450 grundsätzlich allen Betreibern kritischer Infrastrukturen zugänglich sein, größter Bedarfsträger ist die Energiewirtschaft. „Wir brauchen dedizierte Netze, um die Versorgungssicherheit zu gewährleisten und ein Wiederhochfahren der Systeme im Schwarzfall zu ermöglichen – aber auch, um die Energiewende überhaupt möglich zu machen“, so Dr. Frederik Giessing, Geschäftsführer des Funknetzbetreibers 450connect. Das Unternehmen baut derzeit das auf 4G/5G basierende LTE450-Netz in Deutschland auf. Die physikalischen Eigenschaften der 450MHz-Frequenz – hohe Durchdringung von Gebäuden und in dicht besiedelten Regionen, große Reichweiten in ländlichen Regionen – erlauben die fernwirktechnische Anbindung abgelegener dezentraler PV- und Windkraftanlagen oder Speichersysteme ebenso wie die Integration von Smart Metern, Kommunikationsgateways und Sensoren. Diese Voraussetzung für eine intelligente, automatisierte und netzdienliche Steuerung der Assets sei, so Giessing, „über öffentliche Mobilfunknetze nicht ohne weiteres realisierbar – und über Glasfaser nicht finanzierbar“. 2023

soll LTE450 in den ersten Regionen verfügbar sein, 2025 dann deutschlandweit – gerade einmal vier Jahre nach dem finalen Zuschlag für die 450MHz-Frequenzen durch die Bundesnetzagentur. Das Konzept einer sicheren und robusten Plattform für die Betreiber kritischer Infrastrukturen reicht allerdings zurück in die Zeit der 3G-Technologie CDMA zurück. CDMA (Code-Division Multiple Access) ist ein Verfahren, mit dem mehrere Signale einen einzigen Übertragungskanal verwenden können. Auf diese Weise wird die Nutzung der verfügbaren Bandbreite optimiert.

Messen und steuern

Dr. Jürgen Tusch hat 2019 die ersten Praxistests mit der 450MHz-LTE-Funknetztechnologie für die Anwendungsfälle von Energieversorgern durchgeführt – gemeinsam mit 450connect und einem technischen Ausrüster. Tusch war damals Bereichsleiter Telekommunikation bei Innogy, der späteren Westenergie; heute gibt er als Berater seine Erfahrungen im Markt an Anbieter und Dienstleister weiter, die LTE450-Lösungen für Energieunternehmen implementieren wollen. „Nicht nur zählen und messen, sondern vor allem auch steuern“ sei das Ziel. Weitere Anwendungsfälle sind aus seiner Sicht: die automatische Rekonfiguration von digitalen Ortsnetzstationen im Fehlerfall inklusive der Versorgung der zusätzlichen Sensoren und die Verbindung zu intelligenten Messsystemen. Der technische Aufwand bei der Implementierung sei berechtigt, sagt Tusch, denn „hohe Versorgungssicherheit ist immer mit großen Anstrengungen verbunden!“ Mit seinem Team realisierte er im Testfeld im Raum Dortmund zum Beispiel die Steuerung von Windanlagen und die Einbindung von Smart Metern als Proof of Concept. Sein Fazit: Die Anforderungen an die Kommunikation in den unterschiedlichen Anwendungsfällen, werde LTE450 auch unter schwierigsten Bedingungen erfüllen – bis hin zur Sprachkommunikation bei Blackout. „Mit LTE450 können auch die Sprachdienste zur effektiven Bewältigung von Extremszenarien aufrechterhalten werden“.

Kommunikationstechnologie

Da Tests und Netzaufbau parallel laufen, haben Hardwarehersteller bereits Komponenten entwickelt, die LTE450-ready sind. Die Technologie

sei vorhanden, betont Jörg Brunk, Geschäftsführer der DigiComm Gesellschaft für Kommunikationssysteme mbH. Die von seinem Unternehmen entwickelten industriellen Router können nicht nur zwischen den unterschiedlichen aktuellen Standards wie LTE und den IoT-Funktechnologien LTE-M oder NB-IoT wechseln, sondern auch zu LTE450 migrieren, sobald es vor Ort verfügbar ist. „Der Hardware-Rollout kann damit schon vor der Netzverfügbarkeit erfolgen, ohne Einschränkungen bei der Funktionalität in Kauf nehmen zu müssen.“ Als Beispiele nennt Brunk neben der Anbindung dezentraler Erzeugungsanlagen die Digitalisierung von Ortsnetzstationen. In der Praxis erwartet Brunk auch hybride Anbindungen, bei denen Massendaten für Monitoring oder Analysen über LTE (mit VPN-Zugang) und sensible Daten über das nichtöffentliche LTE450 übertragen werden. Auch der Dauerbetrieb über LTE mit LTE450 als Back-up für den Schwarzfall sei möglich.

Der Backbone

Um höchstmögliche Resilienz und Verfügbarkeit zu gewährleisten, werden die zentralen Richtfunkstandorte per Glasfaser an die Zentraltechniken von 450connect angebunden. Dieser sogenannte Glasfaser-Backbone wird durch den Infrastrukturanbieter GasLINE im Rahmen der Kooperation mit 450connect bereitgestellt. Die Trassen liegen in Tiefen zwischen 60 cm und einem Meter; die Trassen des Kernnetzes verlaufen in den besonders sicheren Schutzstreifen der deutschlandweiten Gashochdruckleitungen.

Hinter der GasLINE steht ein Gesellschafterkreis von 10 Regional- und Ferngasgesellschaften, bei 450connect besteht der Kreis aus mehr als 70 Energieversorgungsunternehmen, unter anderem die Alliander, E.ON, ein Konsortium regionaler Energieversorger sowie die Versorger-Allianz 450, zu der zahlreiche Stadtwerke, Energie- und Wasserversorger unter Beteiligung der EnBW-Tochter Netze BW gehören. Die Gruppe repräsentiert die gesamte Breite der Branche, „die Leistungen allerdings stehen allen Betreibern kritischer Infrastrukturen diskriminierungsfrei zur Verfügung“, wie Giessing betont. (pq)

www.450connect.de
www.digicomm.de
www.gasline.de

Anzeige

**Fuse protection
with a KISS**
TOKEO
 Keep it Safe and Smart



**Die neue NH-Schaltleiste-
generation TOKEO verbindet
den Schutz der nachge-
schalteten Leitungen und
Anlagen auf einmalige Weise
und bietet viele Alleinstel-
lungen in der Praxis.**

- Smartes Typenschild ermöglicht die Projektverwaltung mittels App
- Wandler von vorne nachrüstbar
- IP2X (Fingersicherheit) in jeder Situation

Weitere Informationen erhalten Sie unter:
www.jeanmueller.de

125 JEAN MÜLLER
 YEARS OF INNOVATION

Jean Müller GmbH
 Elektrotechnische Fabrik
 Tel.: +49 6123 604-0
sales@jeanmueller.de

Zustandsdaten in Echtzeit

Der Schweizer Versorger und Netzbetreiber Oiken hat 1.200 Ortsnetzstationen digitalisiert. Die Lösung zur Erfassung und Verarbeitung der Daten liefert Elvexys. Sie basiert auf LoRaWAN.

Nicht nur in Deutschland bemühen sich die Verteilnetzbetreiber um mehr Transparenz in den Mittel- und Niederspannungsnetzen: auch der Schweizer Versorger Oiken, der 90.000 Kunden im Kanton Wallis bedient, hat inzwischen seine 1.200 Ortsnetzstationen mit intelligenter Sensorik ausgestattet. Jede Station verfügt über zwei Sensoren, sodass insgesamt 2.400 Sensoren zur Überwachung der Ortsnetztransformatoren im Einsatz sind. Das Unternehmen will diese Informationen unter anderem nutzen, um seine Wartungsprozesse effizienter zu gestalten. In der Vergangenheit bestand das Verteilnetz von Oiken aus Freileitungen für Nieder- und Mittelspannung. Diese Leitungen verlaufen heute hauptsächlich unterirdisch, was für mehr Zuverlässigkeit sorgt – aber das Auffinden von Fehlern erschwert.

Christian Leggett, Project Engineer bei Elvexys, begrüßt diesen Ansatz: „Um Wartungskosten zu senken, unnötige Arbeiten zu vermeiden und eine qualitativ hochwertige Versorgung der Endverbraucher aufrechtzuerhalten, benötigt man datenbasierte Systeme, die den Status von Anlagen schnell sichtbar machen.“ Elvexys, ein auf Netzdatenmanagement spezialisiertes Unternehmen mit Hauptsitz im schweizerischen Rossens, realisierte bei Oiken eine Internet-of-Things-(IoT-)Lösung für die Stationsüberwachung. „Für Verteilnetzbetreiber ist es wichtig, dass die Lösung für die Datenübertragung in diesen Fällen auf Standard-Kommunikationsprotokollen basiert, eine große Reichweite hat und die Möglichkeit bietet, Strom- und Leistungssensoren anzuschließen, ohne die Anlagen zu unterbrechen“, betont er.

Vom Transformator bis zur Leitwarte

Elvexys bietet eine durchgehende (End-to-End-)Datenerfassungslösung auf der Basis eines LoRaWAN-Netzwerks und der Technologie von Semtech. „Mit den LoRa-ICs von Semtech für industrielle funkbasierte Netze lässt sich eine einfache Verbindung zu entfernten Einrichtungen wie Ortsnetzstationen, Verteilern oder Gas-, Strom- und Wasserzählern herstellen“, erläutert Leggett. „Andere Anbieter schlagen vielleicht eine SPS vor, die komplex ist, zu viele Informationen lie-



In der Leitstelle sind die Informationen aus den Ortsnetzstationen immer im Blick. (Foto: Oiken SA)

fert und Daten auch nie bis hin zu den SCADA-Systemen sammelt.“

Die Lösung von Elvexys reicht von der Rogowski-Spule am Messknoten über Gateways, die die Daten über LoRa übertragen, bis hin zum Netzleitsystem des Kunden. Die Parameter werden an allen drei Phasen gemessen und umfassen Ströme in Nieder-, Mittel- und Hochspannungstransformatoren sowie Temperatur und Luftfeuchtigkeit. Christian Leggett: „Die Daten können je nach Kundenwunsch verarbeitet und zusammengeführt werden, wobei Berechnungen anhand der Rohdaten erfolgen und die Ergebnisse nach den Anforderungen des Versorgers aufbereitet werden.“

Über einen vierten Kanal können homopolare Ströme erfasst werden. Dabei werden alle drei Phasen zusammen gemessen: Tritt ein Ungleichgewicht auf der Leitung oder ein Stromverlust durch einen Zweig einer einzelnen Phase auf, erkennt der homopolare Kanal dies und alarmiert die Leitstelle über ein LoRa-basiertes Gateway. Die Semtech-Chipsätze im Gateway ermöglichen dabei die Echtzeitkommunikation von Daten und Analysen.

Elvexys stellt dem VNB auch das LoRaWAN-Netzwerk sowie alle

erforderlichen Protokollwandler zur Verfügung, einschließlich IEC 61850, Mbus und EtherCAT. Durch Power over Ethernet (PoE) oder durch den Einsatz von Batterien kann der VNB dieses vor Stromausfällen und anderen Störungen schützen. „LoRa ist die de-facto-Funkplattform für das IoT. Im Vergleich zur Datenanbindung über 4G-Mobilfunk und Glasfaser bietet LoRa eine schnelle und einfache Bereitstellung über ein großes Gebiet, was die Investitions- und Betriebskosten senkt“, so Leggett. Die Technik eigne sich besonders für VNB, die oft Betriebsmittel an abgelegenen oder schwer zugänglichen Orten überwachen müssen.

Kostengünstigere Fehlererkennung

Durch die Partnerschaft mit Elvexys verfügt Oiken nun über eine leistungsfähige, IoT-basierte Lösung mit Kurzschlussdetektoren in seinen Stationen. Xavier Emmery ist für den Einsatz der LoRa-Sensoren und deren Integration in der Leitwarte verantwortlich, die er auch leitet. „Hätten wir uns für eine Lösung auf Basis von Steuerbefehlen entschieden, hätte die Bereitstellung viel mehr Zeit in Anspruch genommen – etwa 20 Jahre für das Einrichten, mit Kosten, die zehnmal höher ausfallen würden. LoRa bot eine bessere Lösung, da es einfach ist, Informatio-

nen über eine Rogowski-Spule zu sammeln und direkt auf unserer Überwachungsplattform anzuzeigen, um Fehler leicht lokalisieren zu können“, so Emmery.

Zukünftige Entwicklungen

Über die Zusammenarbeit mit Semtech ist Elvexys gleichzeitig Teil der LoRaWAN-Community, deren offene Standards die Grundlage bilden. Christian Leggett dazu: „Semtech hat uns viel Einblick in die Standards gegeben. Da LoRa ein noch junger Standard ist, wird er schnell verbessert und weiterentwickelt. Semtech, die viele Aspekte des Standards festlegt, hält uns über neue Entwicklungen auf dem Laufenden, um unsere Lösung weiter verbessern zu können.“

Ein Projekt, das Elvexys verfolgt, ist die Möglichkeit, Daten nicht nur zu empfangen, sondern auch an die Knotenpunkte zu senden. Damit ließen sich Sollwerte ändern, Befehle an die Knoten senden und funkbasierte (OTA) Firmware-Updates durchführen. Elvexys erwägt auch eine homopolare Erkennung/Messung, um Stromverluste bei niedrigeren Spannungen zu erkennen und so die Energieversorgung bis hin zu den Gebäuden sicherzustellen, die von den VNB-Kunden versorgt werden. (pq)

www.elvexys.com
www.semtech.com

Anzeige



MOBILER FERNWIRKKOFFER TRANSPARENZ IN DEN UNTEREN SPANNUNGSEBENEN

- ▶ Störungserkennung und Fehlerortung
- ▶ Überlastungen im Niederspannungsnetz identifizieren
- ▶ Wichtigsten Parameter schnell und sicher überprüfen
- ▶ Strategisch wichtige ONS erkennen für eine stationäre Niederspannungsmessung
- ▶ Netzqualitätsanalyse



HOTSPOTS IM ORTSNETZ IDENTIFIZIEREN



Wir beraten Sie gerne!
info@sae-it.de | sae-it.de

Vom Plan zur Vorsorge

Vernetzte Sensoren, Echtzeitdaten und eine leistungsfähige Analyseplattform sind zentrale Komponenten für die effiziente Überwachung von Stromerzeugungs- und -verteilungsanlagen. Das Angebot der I-care Gruppe geht noch weit darüber hinaus.



Wartungs- und Instandhaltungsteams so effizient wie möglich einzusetzen, wird auch in der Versorgungswirtschaft zur dringlichen Herausforderung. Die Anzahl und teilweise auch Komplexität der Anlagen nimmt zu, die Verfügbarkeit von qualifiziertem Fachpersonal dagegen sinkt. „Infrastruktur- und Anlagenbetreiber beginnen sich oft erst für die Optimierung der Instandhaltung zu interessieren, wenn es zu einem gravierenden Ausfall kam, der große Schäden verursacht hat“, weiß Dipl.-Ing. Manuel Geier von I-care aus Erfahrung. Das Unternehmen mit Hauptsitz in Belgien betreut Industriekunden weltweit bei der Überwachung und Instandhaltung ihrer Anlagen, darunter auch zahlreiche Energieerzeuger, -lieferanten und Netzbetreiber. Oft seien Bemühungen

zur Verbesserung der Instandhaltung aufgrund mangelnder Ressourcen nicht effektiv. In anderen Fällen würden Vorgaben wie die Implementierung von vorausschauender Instandhaltung von der Konzernebene nach unten weitergereicht, das Team vor Ort benötigt aber Anleitung und Unterstützung bei der Umsetzung. Wieder andere Unternehmen seien schlicht überfordert mit der Auswahl der Angebote und Begrifflichkeiten, sie brauchen Orientierung und eine sinnvolle Vorgehensweise.

Individuelle Instandhaltungskonzepte

Die Digitalisierung schafft bekanntermaßen sehr gute Voraussetzungen für die Verbesserung der Wartungsprozesse. Allerdings lohnt es sich, bei der Neuorgani-

sation und der Planung entsprechender Investitionen systematisch vorzugehen, empfiehlt Manuel Geier: „Um ihr Instandhaltungsmanagement zu verbessern, benötigen Unternehmen im ersten Schritt einen belastbaren Instandhaltungsplan“. Dabei gelte es vor allem, die unterschiedlichen Wartungskonzepte für die individuellen Gegebenheiten zu bewerten und optimal zu kombinieren. Konkret gemeint sind hier die ausfallorientierte Instandsetzung, die greift, wenn Defekte auftreten, die vorbeugende Instandhaltung (Preventive Maintenance) mit festen Wartungszyklen, die vorausschauende oder zustandsorientierte Instandhaltung (Predictive Maintenance) anhand konkreter Messdaten sowie – darauf aufbauend – innovative Ansätze wie die proaktive Instandhaltung und schließlich die sogenannte Prescriptive Maintenance, die mit unterschiedlichen Methoden darauf abzielt, das Fehlerrisiko der Betriebsmittel zu senken.

„Für die Frage, wie die einzelnen Strategien im konkreten Fall möglichst optimal kombiniert und umgesetzt werden, gibt es keine Standardantwort“, betont Geier. Darum steht bei I-care immer ein Audit am Beginn der Zusammenarbeit, bei dem der Ist-Zustand vor Ort erfasst und das konkrete Ziel des Kunden bestimmt wird. Zentral im Prozess ist die Kritikalitätsanalyse. Hierbei wird aufgeschlüsselt, bei welchen Anlagen Ausfälle auf jeden Fall zu vermeiden sind – etwa, weil daraus gravierende Folgeschäden entstehen, Reparaturen extrem teuer wären oder benötigte Ersatzteile nicht kurzfristig verfügbar sind. „Für diese Betriebsmittel bietet sich eine dauerhafte Überwachung an. Bei anderen, weniger wichtigen Betriebsmitteln kann es dagegen ausreichen, sporadisch zu überprüfen oder sogar Schäden auftreten zu lassen, da sie problemlos und zeitnah zu beheben sind“, erläutert der I-care-Experte.

Am Ende des Beratungsprozesses stehen Handlungsempfehlungen, die das Unternehmen je nach personeller Ausstattung selbst implementieren, unter Anleitung umsetzen oder sogar komplett outsourcen

kann. Begleitend unterstützt I-care seine Kunden bei Bedarf mit der benötigten Sensorik, etwa für Infrarot-, Vibrations-, Ultraschall- oder Ölmessungen, Leckageortung und vielem anderen mehr.

Instandhaltungsplattform I-See

Für die Erfassung, Konsolidierung und Analyse der Daten stellt I-care eine eigene cloudbasierte Plattform bereit, welche die Daten aus verschiedenen Quellen, Geräten und Sensoren aufnimmt und zusammenführt – die Datenübertragung erfolgt mittels standardisierter IoT-Protokolle, teilweise sogar über ein eigenes WLAN-Netz. „Historische Daten, Ad-hoc-Messungen, Informationen des Anlagenherstellers oder sogar Freitext-Anmerkungen können dabei integriert und mitverarbeitet werden“, ergänzt Manuel Geier. Sämtliche Systeme könnten an die Plattform angebunden werden.

Die Daten werden aggregiert, konsolidiert und anhand der definierten Ziele des Kunden verarbeitet. Dabei kommen Machine-Learning-Methoden zum Einsatz, so dass die Analysen und Bewertungen



In der Instandhaltungsplattform fließen alle Daten zusammen und werden zu detaillierten Reports integriert. (Foto: I-care SRL)

etwa hinsichtlich anstehender Wartungen im Laufe der Zeit immer präziser werden. Das Dashboard liefert den Verantwortlichen einen schnellen Überblick über die eingebundenen Anlagen – sowohl im Zeitverlauf als auch im Vergleich mit ähnlichen Assets. Gleichzeitig stellt die Plattform detaillierte Problemanalysen zu allen Messpunkten bereit und warnt bei akuten Problemen. Auch die Messtechnik selbst wird über die Plattform kontinuierlich überwacht.

Fachleute im Hintergrund

Doch die eigentliche Besonderheit der Lösung liegt nicht in der Maschine, sondern in den Menschen dahinter. Genau die fehlen aktuell nämlich in vielen Unternehmen. „Daher ist unsere Plattform als interaktives System ausgelegt, über das sich der Anwender mit einem Team von Experten im Hintergrund vernetzen kann“, erklärt Manuel Geier. „Sie überwachen die Anlagendaten parallel, geben Empfehlungen und stehen bei Fragen persönlich zur Verfügung.“ Erhält der Kunde einen auffälligen Wert, empfiehlt der externe Fachmann beispielsweise, bestimmte Parameter vor Ort zu überprüfen und das Ergebnis zurückzumelden. Aus diesen Erkenntnissen könne dann im Dialog häufig ein Ansatz gefunden werden, um die Abweichung zu erklären oder zu beheben – ohne dass ein aufwändiger Technikeinsatz erforderlich wäre.

In der Kombination aus intelligenter Technik und menschlicher Expertise will I-care Unternehmen ermöglichen, die Instandhaltung stetig in Richtung Prescriptive Maintenance weiterzuentwickeln, einer agilen Strategie, die darauf abzielt, den Betrieb so weit zu optimieren, dass Schäden gar nicht entstehen. „Gerade in der Energieversorgung wird das immer wichtiger – und immer anspruchsvoller“, so Manuel Geier. (pq)

www.icareweb.com/de-de/



Die Fachleute von I-care unterstützen den Anwender von der Planung bis zur Implementierung der Instandhaltungsprozesse. (Fotos: I-care SRL)

„Die Rechnung geht auf“

Das Internet der Dinge eröffnet Kommunen und Versorgungsunternehmen enorme Potentiale. Über diginamic realisiert Netze BW zunehmend komplexe Projekte.

Meersburg am Bodensee lockt seit Jahrzehnten Besucher aus Nah und Fern. Die malerische Lage an einem Steilabschnitt des Ufers und die wichtige Fährverbindung nach Konstanz bringen jedoch eine ständig wachsende Herausforderung mit sich: Den Verkehr so zu lenken, dass Gäste wie Einheimische entspannt an ihre Ziele gelangen.

Die Lösung verspricht sich Bürgermeister Robert Scherer von einem ausgeklügelten Leitsystem, mit dem sich die Auslastungsdaten von zwölf Standorten mit unterschiedlichen technischen Voraussetzungen kombinieren lassen. So erfolgen die Zählungen der Fahrzeuge in den beiden großen Parkhäusern über das Schrankensystem, bei mehreren geschotterten Flächen mithilfe von Induktionsschleifen an der Ein- und der Ausfahrt. Ein Parkplatz verfügt schon über eine moderne Überkopf-Kamerasensorik, bei einem weiteren tun es einfache Bodensensoren.

Zwei Gateways fürs ganze Stadtgebiet

Die meisten Rohdaten werden über ein LoRa-Netz zusammengeführt, das die Dienstleistungssparte der Netze BW in Meersburg errichtet hat. Zwei gezielt im Stadtgebiet platzierte Gateways empfangen zunächst die Signale der Sensoren. Per Mobilfunk gelangen sie zum Netzwerkserver im EnBW-Rechenzentrum und über Softwareschnittstellen in das diginamic-Portal zur weiteren Aufbereitung. Die Bereitstellung erfolgt über ein Internetportal – fürs Rathaus und insbesondere für die elektronischen Hinweistafeln auf den wichtigsten Straßen im Stadtgebiet.

Mit dem Leitsystem, das noch im Spätsommer in Betrieb gehen soll, sehen Stadt und diginamic sich als Pioniere. „Natürlich verfügen wir bereits über Erfahrungen im Parkmanagement – wie in Wendlingen, Winterbach oder Hemmingen“, erläutert Produktmanager Gordian Schneider von der Netze BW. „Bei der Komplexität dieses Systems galt es allerdings, die eine oder andere harte Nuss zu knacken“, bestätigt Bürgermeister Scherer. Im Rathaus nimmt man die Vorreiterrolle gerne an: „Wir tüfteln bereits an weiteren Anwendungen, mit denen sich die Digitalisierung vorantreiben lässt“, verrät Scherer.

Ein gleichermaßen komplexeres Projekt stemmte das Team von diginamic mitten in der Corona-Pandemie im Alb-Donau-Kreis: Es galt, den CO₂-Gehalt der Luft in den Klassenzimmern dreier Schulen mit Sensoren zu überwachen, um rechtzeitig über eine Ampel-Logik die Signale zum Lüften zu geben. „Die ließen sich über das Ende 2020 gerade neu entwickelte Internetportal in Echtzeit auf Laptops oder gar Smart Boards abrufen, übersichtlich darstellen und transparent dokumentieren“, berichtet Gordian Schneider.

Entlastung knapper Personalressourcen

Das Angebot solcher IoT-Lösungen (IoT= Internet of Things) hat sich in den letzten beiden Jahren erheblich erweitert. Aus kommunaler Sicht steht laut Wendlingens Bürgermeister Steffen Weigel dabei ein Aspekt klar im Vordergrund: „Wie kann ich die immer schwerer zu findenden, qualifizierten Mitarbeiter von zeitraubender Routine entlasten?“ Das gelte ganz besonders für die

Überwachung und Steuerung der Infrastruktur.

So erhält die Stadtverwaltung der Pilotkommune schon seit 2019 eine SMS, wenn gerade wieder eine Rettungszufahrt zugeparkt ist. In einer Reihe von Gemeinden und kommunalen Betrieben hat sich die Technik zur laufenden Kontrolle von Füllständen bewährt – egal, ob es sich dabei um Mülleimer, Öltanks oder gar Regenrückhaltebecken handelt. Komfortabel am Rechner erkennen lassen sich Wasserstände bei Überflutungsgefahr.

Ganz ähnliche Motive bewogen die stellvertretende Kämmerin Miriam Fischer in Pfrontstetten auf der Schwäbischen Alb, eine ganz neuen Generation von Zählern in der Wasserversorgung einzusetzen. Sie verfügen über eine Datenschnittstelle und einen Funkchip. Die insgesamt 700 Wasseruhren sollen in zwei Chargen bis Ende 2023 ausgetauscht werden. Zur Übertragung der verschlüsselten Werte ins EnBW-Rechenzentrum wurde in der weitläufigen Gemeinde ein neues LoRa-Netz installiert. „So können wir unsere Mitarbeiter entlasten, die wir für dringendere Aufgaben brauchen, als händisch Zählwerte zu dokumentieren“, führt Miriam Fischer aus. Dazu komme die Möglichkeit, bei Bedarf auch unterjährig abzulesen. Schließlich ließen sich auch Unregelmäßigkeiten beim Durchfluss erkennen, die auf fehlerhaften Einbau, Manipulationen, aber auch Lecks oder defekte Spülkästen hinwiesen. „Angesichts immer neuer kommunaler Aufgaben in Verbindung mit dem allgemeinen Personalmangel setzen wir auf die Digitalisierung und sind bereit, Neues zu wagen.“

Investition lohnt sich

Schon zwei Schritte weiter ist die Wasserversorgung in Magstadt im Kreis Böblingen, einer weiteren Pilotkommune von diginamic. Dort hatte Kämmerer Gerhard Schneberger schon seit Jahren sinniert,

Umsetzung von IoT-Lösungen mit diginamic



Grafik: Netze BW GmbH

wie sich die jährliche Abrechnung der rund 2.000 Hausanschlüsse effektiver gestalten ließe. Inzwischen ist die Umstellung auf digitale „Trockenläufer“ abgeschlossen. Die Auslesung und Aufbereitung der Daten erfolgt über LoRaWAN und diginamic. Das erste Fazit des Kämmerers ist eindeutig: „Trotz der hohen Investition und auch wenn nicht alles von Beginn an reibungslos lief – die Rechnung geht in wenigen Jahren voll auf.“

Dass die Rechnung auch für die Dienstleistungssparte der Netze BW aufgeht, wünscht sich Nick Lechner, der den Aufbau der LoRa-Netze verantwortet. „Gut 200 Kommunen in Baden-Württemberg sind bereits für IoT-Anwendungen ausgestattet.“ Im Kreis Ludwigsburg hat sich eine Kooperation mit den Stadtwerken Ludwigsburg-Kornwestheim sowie dem Zweckverband Kreisbreitband Ludwigsburg (KBL) entwickelt. Zur Abdeckung genügt laut Lechner in konzentrierten Kommunen mitunter ein einziges Gateway, „in Flächengemeinden können es auch schon mal sieben werden“. Die Technik verbrauche extrem wenig Energie und sei zudem wartungs- und strahlungsarm. „Das erleichtert die Bereitstellung passender kommunaler Liegenschaften und damit eine schnelle Umsetzung.“

Nach den Erfahrungen der ersten Jahre sieht Gordian Schneider drei besonders interessante Einsatzgebiete: Zum einen die Versorgungsbetriebe, „weil die Fernauslesung von Wasserzählern zum finanziellen Selbstläufer wird.“ Daneben die Überwachung von Liegenschaften, wo neben dem Sicherheitsaspekt zunehmend der Energieverbrauch eine Rolle spiele. Und schließlich das Parkraum-Management, bei dem es vor allem um Umweltaspekte wie die Vermeidung von Abgasen im Zuge des überflüssigen Parksuchverkehrs ginge.

Damit auch dabei die Rechnung aufgehen kann, ist die Politik gefragt: Gut 80 Prozent der 200.000 Euro großen Investition der Stadt Meersburg übernimmt das Land. Wofür Bürgermeister Scherer dankbar ist: „Ohne die Förderung wäre so ein Projekt nicht zu stemmen.“ (pq)

www.netze-bw.de/diginamic, www.netze-bw.de/lorawan



LoRa-Netze ermöglichen eine Vielzahl an IoT-Anwendungen.
(Foto: Netze BW GmbH)



Meersburg am Bodensee realisiert über diginamic ein Verkehrsleitsystem.
(Foto: Stadt Meersburg)

Priorität für den Bedarf

Fördermittel für den Breitbandausbau gezielter einzusetzen, ist das Ziel der neuen Gigabitstrategie der Bundesregierung. Doch einige der neuen Regelungen könnten nach hinten losgehen, meint Dirk Fieml, CEO der tktVivax Group. Er plädiert für bedarfsorientierte Konzepte.

Der Ausbau von Glasfasernetzen ist eine Voraussetzung für die flächendeckende Digitalisierung und nicht zuletzt ein attraktives Geschäftsmodell für Stadtwerke. Mit der neuen Gigabitstrategie der Bundesregierung werden die Vorgaben für die Förderung neu aufgesetzt. Tatsächlich gibt es durchaus Bedarf, Fördermittel gezielter einzusetzen. „So wurde in der Vergangenheit jeder Adresspunkt gefördert, der unterversorgt war und an dem ein Marktversagen bescheinigt wurde – gleichgültig ob dort ein Breitbandanschluss notwendig war oder nicht“, erläutert Dirk Fieml, dessen Unternehmensgruppe seit vielen Jahren Kommunen und Stadtwerke beim Breitbandausbau begleitet. Gleichzeitig nahmen die Fördermittel beim Bund und vor allem bei den Ländern ab. „In Sachsen-Anhalt stehen pro Jahr gerade einmal 120 Millionen Euro für den geförderten Ausbau zur Verfügung.“

Potenzialanalyse

Ein neues Instrument sind sogenannte Potenzialanalysen, die – so der CEO von tktVivax – allerdings einen gravierenden „Konstruktionsfehler“ aufweisen: Anstelle der bisherigen Betrachtung einzelner Adresspunkte sollen künftig komplette Cluster hinsichtlich ihrer Wirtschaftlichkeit analysiert werden. „Sofern die Potenzialanalyse als Grundlage für die Förderfähigkeit herangezogen und ein ganzes Cluster als wirtschaftlich bewertet wird, kann dieses Gebiet für die nächsten Jahre aus der Förderung herausfallen. Dann werden Investoren entscheiden, wo sich der Ausbau für sie rechnet. Die übrigen Adresspunkte erhalten keine Förderung, weil sie

– dumm gelaufen – in einem wirtschaftlich eingestuftem Cluster liegen.“

Konzept für eine bedarfsorientierte Förderung

Dirk Fieml sieht den Schlüssel für ein gezielteres Verfahren in einer echten Orientierung am Bedarf und plädiert für die verpflichtende Einführung eines Interessenbekundungsverfahrens, etwa über ein „Bürgerportal“. „Dieses Bürgerportal würde online geschaltet, sobald die Kommune, der Landkreis oder das kommunale

Unternehmen die Markterkundung durchführt. Schon zu diesem Zeitpunkt kann das Portal offensiv beworben werden, damit Bürger ihr Interesse bekunden können, dass sie einen schnellen Glasfaseranschluss benötigen, ohne dass dies bereits verpflichtend wäre“, erläutert Dirk Fieml. Auf diesem Wege wäre es möglich, den tatsächlichen Bedarf bereits sehr früh im Verfahren zu ermitteln. Daneben würden weitere relevante Informationen abgefragt, die später benötigt werden, etwa zur bestehenden und benötigten Bandbreite. Zusätzlich kann so die schlechte Datenbasis bezüglich der Adresspunkte validiert werden, da jeder Bürger oder Gewerbetreibende die Möglichkeit hat, zu überprüfen, ob seine Adresse überhaupt bei der Betrachtung berücksichtigt wurde. „Die derzeitigen Adressdaten sind in der Regel überaltert und stimmen insbesondere bei den sozioökonomischen Adres-



Foto: tktVivax GmbH

sen nicht, wie jüngst wieder in vielen Projekten festgestellt wurde“, weiß Fieml.

Parallel sollte die Kommune ein vergleichbares Verfahren für den eigenwirtschaftlichen Ausbau starten und aktiv am Markt einen Anbieter suchen. Finde sich ein privatwirtschaftliches Unternehmen, das hier aktiv werden möchte, verpflichte es sich in diesem Zusammenhang, kurzfristig in die Vorvermarktung zu gehen. „Die Erfolge aus der Interessenbekundung im Bürgerportal, die Ergebnisse der Markterkundung und der Erfolge aus der Vorvermarktung werden miteinander verschnitten“, erläutert Dirk Fieml. Das Ergebnis sei ein relativ genaues Bild, wo sich ein eigenwirtschaftlicher Ausbau lohnt und wo Förderung nötig ist.

Die Kommune, der Landkreis oder das Stadtwerk könnte so nun ganz gezielt die Förderung für alle unterversorgten und unwirtschaftlichen Adressen beantragen, bei denen der Bedarf bereits über die Meldung im Portal oder durch einen Vorvertrag mit dem Partner nachgewiesen ist. Auf dieser Basis könnte gleichzeitig die Ausschreibung des geförderten Ausbaus starten, wobei der Kooperationspartner, der die Vorvermarktung durchgeführt hat, zur Teilnahme am geförderten Vergabeverfahren verpflichtet wird. Dirk Fieml: „Grundsätzlich sollte es möglich sein, sofort mit dem eigenwirtschaftlichen Ausbau zu starten. Die Erschließung der geförderten Anschlüsse erfolgt, sobald die Vergabe durchgeführt und ein endgültiger Förderbescheid genehmigt wurde.“

Praxiserfahrungen

Dass sich der Glasfaserausbau auf diese Weise deutlich beschleunigen lasse, zeigen Erfahrungen, die tktVivax Group in verschiedenen Projekten gewinnen konnte, in denen dieses Vorgehen umgesetzt wurde – soweit es heute schon rechtlich möglich ist. Dies funktionierte sowohl im Kleinen wie bei den Stadtwerken Lauterbach als auch im Großen wie in der Wirtschaftsregion Heilbronn-Franken. Hier konnte der Netzausbau vielerorts kurzfristig und eigenwirtschaftlich gestartet werden, ohne irgendwelche Fördermittel zu verbauen, wie der tktVivax-Chef berichtet. „Der Zeitgewinn ist enorm, vor allem im Vergleich zu den vielen Projekten, in denen zunächst auf eine Maximierung der Fördermittel geachtet wurde, bevor es überhaupt an den Netzausbau ging.“

Dieses Vorgehensmodell beschleunigt nach seiner Erfahrung den Glasfaserausbau nicht nur, es führt am Ende auch dazu, dass erheblich Fördermittel eingespart werden können. „Diese Vorgehensweise führt in der Regel dazu, dass der eigenwirtschaftliche Ausbau deutlich attraktiver wird und breiter erfolgt als in Projekten, die erst nach Eingang des Förderbescheids gestartet werden, was aus heutiger Sicht die Regel ist.“

Gigabit-Grundbuch

Neben der Potenzialanalyse, die viel Geld kostet, sollte aber auch das Gigabit-Grundbuch schnellstmöglich beedigt werden, findet Dirk Fieml. Dort wird künftig flächendeckend jährlich der Stand



Beispiele zeigen, dass der Netzausbau bei guter Vorbereitung sogar ohne Fördermittel gestartet werden kann. (Foto: tktVivax GmbH)

des Ausbaus digital zur Verfügung stehen. Das sei zwar gut gemeint, aber extrem aufwendig und daher erst in einigen Jahren realisierbar. „Für ein solches Gigabit-Grundbuch müssten so ebenfalls erhebliche Steuergelder für ein Ergebnis investiert werden, das zur schnellen Umsetzung der Digitalisierung von Deutschland nichts beiträgt.“ Zielführender sei dagegen die Digitalisierung der Genehmigungsprozesse im Förderverfahren, wie sie ebenfalls vom BMDV angestrebt wird. Dabei sollte jedoch auf einheitliche Prozesse in Bund und Ländern geachtet werden.

Alternative Verlegemethoden

Auch die vorgesehenen „alternativen Verlegemethoden“ sieht Fieml kritisch. „Denn werden sie überall und unbedacht angewandt, kann man nicht mehr von Versorgungssicherheit im Breitbandnetz sprechen.“ Das gelte für die unterirdische und noch mehr für die oberirdische Verlegung. Denn unter dem Boden muss sichergestellt sein, dass die zufällige Zerstörung der Leitungen durch spätere Baumaßnahmen an Gehwegen oder bei der Erneuerung und Reparatur tieferliegender Strom-, Gas- oder Wasserleitungen ausgeschlossen wird. „Und wer Glasfaserkabel auf Holzpfehlen durch die Landschaft führt, muss schlichtweg damit rechnen, dass diese Leitung im Laufe der Jahre mehrfach ersetzt werden muss.“ Es bleibt also Diskussionsbedarf für den Breitbandausbau. (pq)

Anschlussanfragen automatisieren

Mit der Zunahme an PV-Anlagen, Wärmepumpen und Elektrofahrzeugen steigt auch die Zahl der Anschlussanfragen. Anbieter Volue hat Lösungen entwickelt, um die erforderlichen Datengrundlagen und Prozesse zu optimieren.

Die Elektrifizierung des Wärme- und Verkehrssektors sowie der Bau von Photovoltaik-Anlagen schreitet voran – die meisten Verteilnetzbetreiber erleben aktuell eine stetig wachsende Zahl von Anschlussanfragen, die nicht selten noch manuell bearbeitet werden müssen. In der Konsequenz kann der Prozess oft erst nach mehreren Wochen abgeschlossen werden. „Vor allem aber beansprucht jede Anfrage die Kapazität des Netzplanungsteams“, ergänzt Felix Dorsemagen, Senior Business Development Manager „Power Grid“ bei der Volue GmbH in Düsseldorf. Das Tech-

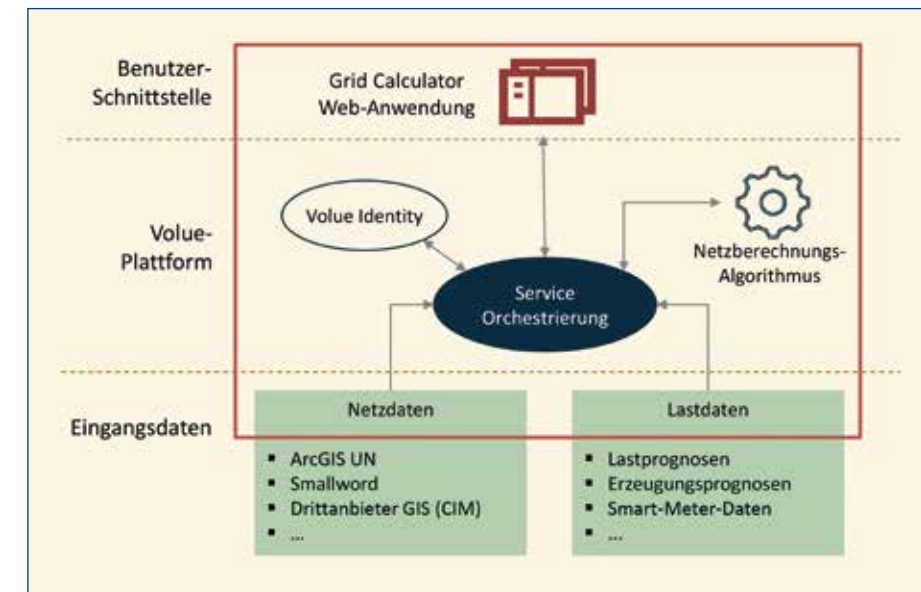
nologieunternehmen mit Hauptsitz in der norwegischen Hauptstadt Oslo, das jüngst auch die Aachener ProCom GmbH übernommen hat, bietet Lösungen, mit denen sich die Netzanschlussprozesse digitalisieren und automatisieren lassen.

Qualifizierte Datenbasis schaffen

Eine wesentliche Voraussetzung für automatisierte Prozesse – nicht nur im Netzanschlussmanagement – ist laut Felix Dorsemagen die Verfügbarkeit geeigneter Daten. „Um zum Beispiel zu entscheiden, ob das

Verteilnetz den Strom einer neuen PV-Anlage auf dem Scheunendach eines Bauernhofs aufnehmen könnte, müssen unter anderem die aktuelle Anschlussleistung und technische Daten der Betriebsmittel vor Ort bekannt sein“, erläutert er. Solche Daten sind bei Netzbetreibern meistens vorhanden, doch nicht immer liegen sie abrufbereit an einer zentralen Stelle. Daher sei es ein sinnvoller erster Schritt, diese Daten aus den verschiedenen Quellen zusammenzuführen, sie auf ihre Vollständigkeit zu prüfen und Plausibilitätsprüfungen zu unterziehen und gegebenenfalls Lücken im Datenbestand zu schließen.

„Auf der Hoch- und Höchstspannungsebene ist die Integration der Daten schon seit langem etabliert und macht sich dort wegen der Einspareffekte sowie der gesteigerten Reaktionsgeschwindigkeit zum Beispiel bei Schalthandlungen und Ausfällen bezahlt“, so Dorsemagen. Das galt bisher zwar nur eingeschränkt auf den unteren Spannungsebenen, aber eine zusammenhängende Betrachtung zum Beispiel auf räumlich verortete Betriebsmitteldaten aus dem GIS (Geografischen Informationssystem), technische und historische Infor-



Der Grid Connection-Service von Volue erlaubt eine teilautomatisierte Bearbeitung von Anschlussanfragen. Zu einer Entlastung des Teams Netzplanung kann auch die Web App „Grid Calculator“ beitragen, mit der auch Nicht-Fachleute elementare Netzberechnungen durchführen können. (Grafik: Volue Germany GmbH)

mationen aus der Instandhaltungsabteilung und aktuelle Zustandsdaten lassen sich auch hier für die Netzplanung, das Asset Management und auch für das Serviceteam bei der Störungsbehebung nutzen.

Automatische Migration minimiert den Arbeitsaufwand

Für die Konsolidierung der netzrelevanten Informationen aus verschiedenen Datenbanken hat Volue spezielle IT-Lösungen entwickelt. „Sie verringern den Arbeitsaufwand bei der Migration und der Zuordnung der Daten zueinander sowie bei der Vollständigkeits- und der Plausibilitätsanalyse“, erklärt der Business Development Manager. Die Basis für die Konvertierung ist ein Modell, in dem die Abbildung der vorhandenen Daten in der Zieldatenbank festgehalten wird. In Verbindung mit den entsprechenden Verarbeitungsroutinen lassen sich die Quelldaten dann vom „Migrationsalgorithmus“ (Volue Core Migrator) bearbeiten und in die Zieldatenbank-Struktur überführen. Diese stellt die Daten abschließend in einer zentralen Datenbank bereit. Zu der Migrationslösung gehören die passenden Schnittstellen (API), mit deren Hilfe – wenn gewünscht – alte Datenbanken beibehalten und die Daten synchronisiert werden können. Felix Dorse-

magen: „Es können also eine vollkommen neue, zukunftsorientierte Architektur aufgebaut und/oder bestehende Systeme weiterverwendet und synchronisiert werden.“

Die verfügbaren Volue Tools zur automatisierten Vollständigkeits- und Plausibilitätsprüfung sollen dabei die Nacharbeit auf ein Minimum reduzieren und zugleich den vorhandenen Datenbestand aufwerten – zum einen, da er nach der Migration verlässlichere, teilweise auch vollständige Informationen liefert, zum anderen, da durch die Zusammenführung der unterschiedlichen Informationen weitergehende Bewertungen und Analysen möglich werden, die auf eine optimierte Nutzung der Anlagen sowie eine verbesserte Instandhaltungs- und Investitionsstrategie einzahlen. „Volue baut bei diesen Tätigkeiten auf seine langjährige Erfahrung in diesem Bereich in den skandinavischen Ländern auf und kennt die Herausforderungen und Bedürfnisse der Netzbetreiber in diesem Prozessschritt“, ergänzt Dorsemagen.

Anfragen teilautomatisiert bearbeiten

Basierend auf dieser zentralen Datenbank kann die digitalisierte Bearbeitung von Anschlussanfragen mit Volues „Grid Connec-

tion Service“ erfolgen. Zu dem Service gehören als wesentliche Komponenten ein Frontend zur Anfrageerfassung und Prüfung der Angaben sowie eine automatisierte Netzberechnung. Die automatische Netzberechnung (Kurzschluss- und Lastflussberechnungen) eignet sich laut Volue vor allem für die hohe Anzahl an Fällen, in denen es um kleinere und mittlere Anschlussleistungen geht.

Welche Anfragen der Automatisierung überlassen werden, legen die Netzbetreiber selbst fest. Sie können zum Beispiel die Art der Anschlussanfrage (wie Ladestation, PV-Anlage, Hausanschluss) vorgeben, die automatisiert durchzuführenden Berechnungen auswählen und vieles mehr. „So kann sich das Team mit der Qualität der Algorithmen vertraut machen und dem Grid Connection Service nach und nach mehr Arbeit anvertrauen, um sich selbst Zeit für andere Arbeiten zu verschaffen“, fasst Dorsemagen zusammen.

Nach seiner Erfahrung führt die Prozessautomation im Endeffekt nicht nur zu einer Reduktion der durchschnittlich erforderlichen Arbeitszeit um etwa zwei Fünftel, sie verkürzt auch die Bearbeitungsdauer bis zu der Auskunftserteilung. „Berichte skandinavischer Kunden zeigen, dass die Menge der binnen 15 Tagen abgeschlossenen Anfragen durch die Automatisierung von etwa 40 Prozent auf zwei Drittel gestiegen ist.“ Diese sorgt für eine größere Zufriedenheit bei den Endkunden, entlastet das Fachpersonal und bringt letztlich auch die Energiewende voran.

Netzberechnung für Nicht-Netztechniker

Neben dieser Lösung zur automatisierten Bearbeitung von Anschlussfragen bietet Volue eine Lösung an, mit der Mitarbeitende Netzberechnungen in einer Web App erledigen können. Damit das auch Sachbearbeiterinnen und Sachbearbeiter ohne spezialisierte Software-Kenntnisse erledigen können, wurde bei der App auf eine besonders einfache Bedienung geachtet. (pq)

www.volue.com

PV-Anlagen, Ladestationen, Wärmepumpen – für die Netzbetreiber bringt die Energiewende eine Flut von Anschlussanfragen. (Foto: Slavun / shutterstock.com)



INTERVIEW

„Die wichtigste Firewall bilden die Mitarbeiter“

Das meint Carsten Maßloff vom Beratungsunternehmen Brandeis Digital. Er skizziert die größten Einfallstore für Cyberkriminelle bei Stadtwerken und Versorgern und erläutert die Angriffsmethodik des Social Engineering.

Wie bewerten Sie das derzeitige Schutzniveau bei Stadtwerken und Versorgern gegen Cyberkriminalität?

Trotz der Zunahme an Sicherheitsvorfällen besteht noch immer eine latente Ignoranz bei einer Vielzahl von Verantwortlichen und Anwendern. In der Versorgungswirtschaft sehen wir ein hohes Schutzniveau für die Kernprozesse in Erzeugung, Verteilung und Transport. Nachholbedarf gibt es hingegen in den administrativen Bereichen, im Vertrieb und Kundenservice sowie dort, wo Dienstleistungen outgesourct wurden. Firewall-Lösungen, Multi-Faktor-Authentifizierungen, Pentests, Biometrische Zugangskontrollen, Digitale Zertifikate – das sind jede für sich genommen unbestritten sinnvolle Maßnahmen. Wenn die letzte „echte Firewall“, also der Mitarbeitende, dem vermeintlich netten Handwerker die Sicherheitstür offenhält und ihn ungefragt und vor allem unbegleitet weiterziehen lässt, haben jedoch alle anderen Maßnahmen versagt. Auch das Passwort 123456 oder schatz123 ist nicht hilfreich, um Angreifern die Arbeit zu erschweren.

Wo sehen Sie die größten Einfallstore für Cyberkriminelle?

Die Einfallstore sind abhängig vom Ziel der jeweiligen Angreifer. Geht es darum, Kundeninformationen und Bankdaten abzufischen,

sucht der Angreifer konkret nach diesen Informationen. Hier haben wir häufig negative Auswirkungen auf die IT-Sicherheit, aber auch auf den Schutz personenbezogener Daten nach der EU-DSGVO. Der Supergau für die Reputation eines Unternehmens – egal, ob es sich dabei um einen kleinen Webshop oder ein Stadtwerk handelt.

Geht es hingegen um Erpressung, also Ransomware-Attacken, finden wir uns mit einer internationalen Erpresser-Industrie konfrontiert. Angegriffene Unternehmen berichten von einem sehr professionellen Support, der bei der Einrichtung eines Krypto-Wallets und dem Erwerb von Kryptowährungen unterstützt. Was sich zunächst grotesk anhört, ist in Wahrheit eine sich rasant entwickelnde Industrie, die international tätig ist und sehr effizient arbeitet.

Können Sie die Angriffsmethodik des Social Engineering näher erläutern?

Im Falle von Ransomware-Attacken recherchieren die Angreifer im Vorfeld häufig sehr intensiv. Auch hier sind Muster erkennbar. Wenn ich als verantwortlicher Mitarbeiter im Vertrieb Informationen in den sozialen Netzwerken über meine beruflichen Fähigkeiten und Verantwortlichkeiten, über Kundendaten, zum Beispiel auf Xing oder LinkedIn öffentlich kundtue, werde ich ein attraktives Ziel. Wenn

Carsten Maßloff,
Gründer und
Geschäftsführer von
Brandeis Digital.
(Foto: Brandeis
Digital GmbH)



auf Instagram zu finden ist, dass ich zudem eine Vorliebe für schnelle Motorräder habe, setzt sich langsam ein Puzzle zusammen. Wo ich in der Unternehmenshierarchie stehe, ist anhand öffentlicher Organigramme leicht herauszufinden. Wenn also auch noch die Fragen „Wer sind die Kollegen?“ und „Wer ist der Chef?“ beantwortet sind, kann ein versierter Angreifer an den richtigen Triggerpunkten ansetzen. Sie sehen an diesem Beispiel: Das schwächste Kettenglied ist und bleibt der Mensch. Wenn es gelingt, dass ich einen kritischen Link in einer vermeintlich harmlosen Mail anklicke, ist der Angriff erfolgreich und die Auswirkungen sind enorm.

Thema Datenschutz: Welchen Nutzen können Versorger aus Ihrer KRITIS-kompatiblen Software ziehen?

Der Gesetzgeber hat mit der EU-DSGVO und deren Umsetzung die Unternehmen und Behörden vor Herausforderungen gestellt, die es bereits im Bundesdatenschutzgesetz einzuhalten galt, aber plötzlich wurden messbare Parameter festgesetzt. Die Haftungsfrage ist geklärt und sollte auch jeder Geschäftsführung bekannt sein. Wer heute in seinem Unternehmen beispielsweise noch Impf- oder Genesen-Nachweise aus dem letzten Lockdown von seinen Mitarbeitern bzw. Gästen und Besuchern gespeichert hat, ist seinen Pflichten zum Löschen dieser personenbezogenen Daten nicht nachgekommen. Genau hier setzen wir mit unserer Lösung an. Wir unterstützen unsere Kunden dabei, solche Pflichten in fachlicher und zeitlicher Hinsicht einzuhalten und die Dokumentation, zum Beispiel in Form eines Löschkonzeptes, nachzuhalten. (ds)

www.brandeis.digital

 /zennernews
 /zenner_news
 /company/zennernews

DIE SMART CITY JETZT AKTIV GESTALTEN!



Ganz einfach. Mit IoT-Lösungen von ZENNER.

BESETZEN SIE NEUE GESCHÄFTSFELDER!

Mit ZENNER werden Sie zum digitalen Infrastrukturbetreiber - sicher, souverän und kosteneffizient. Mit der Erfahrung aus mehr als 250 IoT-Projekten ist ZENNER der richtige Partner an Ihrer Seite. Wir bieten Ihnen von der Messtechnik und Sensorik über die Telekommunikations-Infrastruktur und Datendienste bis zur Applikation durchgängige IoT-Komplettlösungen aus einer Hand. So realisieren Sie neue Geschäftsmodelle und echte Mehrwerte in den Bereichen Smart Metering, Smart Energy und Smart City.

www.zenner.de

ZENNER

Foto: Redtree GmbH

Schneller digital



Lösungen für den Energievertrieb entwickelt die Redtree GmbH seit über zehn Jahren – oft gemeinsam mit Kunden. Die neue cloudbasierte io.suite soll nun die Digitalisierung des Geschäfts noch einfacher und flexibler machen. Doch Redtree sieht sich nicht nur als klassischer Software-Anbieter.

Dominic Colloff, Geschäftsführer der energiehoch3 GmbH, einem Unternehmen der Gelsenwasser-Gruppe, steht aktuell vor den gleichen Herausforderungen wie alle Energievertriebe: „Bei der aktuellen Dynamik am Energiemarkt ist hohe Flexibilität gefragt, wenn wir Kunden gewinnen und binden, aber trotzdem wirtschaftlich arbeiten wollen.“ Sein Unternehmen sei 2008 genau mit dem Anspruch angetreten, schnell und agil auf Marktentwicklungen reagieren zu können, berichtet Colloff. „Und uns war von vorneherein klar, dass man dazu auch die richtigen Software-Tools benötigt. Gemeinsam mit der Redtree GmbH aus Castrop-Rauxel entstand damals die Lösung Loop zur Digitalisierung operativer Prozesse im Pricing, Order- oder Produktmanagement.“

Diese wurde zwischenzeitlich in die cloudbasierte io.suite überführt und im Funktionsumfang deutlich erweitert. Die energiehoch3 befindet sich aktuell in der Umstellung. „Was uns besonders stolz macht, ist die Tatsache, dass all unsere Kunden den Weg der Umstellung mit uns gegangen sind und die io.suite demnächst im Einsatz haben“, sagt Michèl Dichter, CEO von Redtree.

io.suite

Mit der neuen io.suite hat Redtree eine modulare Softwarelösung entwickelt, die es Energieversorgern ermöglichen will, ihre Kunden und deren Customer Journey ganzheitlich zu betrachten.

Konkret umfasst die io.suite, die als cloudbasierte SaaS-Lösung – übrigens mit deutschem Hosting-Betreiber aus einem deutschen Rechenzentrum – bereitgestellt wird, fünf Module: Das Modul io.order deckt das komplette Lead- und Auftragsdatenmanagement ab. Dabei arbeitet es mit dem ERP- respektive Abrechnungssystem zu-

sammen und ermöglicht es, sämtliche Vertriebskanäle digital zu steuern. Mit io.product steht ein Modul für das gesamte Produktmanagement bereit, io.shop bietet passende Webshop-Lösungen für Commodity, Noncommodity und Bundles. Das Modul io.corporate unterstützt die Erstellung hyperpersonalisierter Webseiten, die zum Beispiel anhand der Eingaben des Kunden automatisch passende Empfehlungen geben können. Mit io.center schließlich stellt Redtree ein modernes integrierbares Kundenportal für Privat- und Gewerbekunden zur Verfügung.

„Jedes Stadtwerk befindet sich an einer anderen Stelle seiner digitalen Roadmap“, weiß Michèl Dichter aus Erfahrung. Durch die Modularität der Software-Familie io.suite könne man einfach starten – mit einem Kundenportal, einer Online-Bestellstrecke oder dem Vertriebskanal-Management. Weitere Module (auch von Drittanbietern) könnten jederzeit zugeschaltet werden. „Durch den SaaS-Ansatz unserer Produkte sind wir dabei in der Lage, neue Kunden sehr schnell an Bord zu bringen.“ Gleichzeitig habe Redtree aber auch an die Anpassungsmöglichkeit gedacht – sowohl im Hinblick auf Optik, als auch auf Prozesse oder Funktionsumfang. Das kann Dominic Colloff von energiehoch3, der im Zuge der aktuellen Preisentwicklung gerade seine Produkte umgestalten muss, nur bestätigen: „Wir können unser System wirklich sehr einfach individualisieren oder verändern, das ist extrem nützlich und spart eine Menge Zeit und Geld.“

Die Zukunft im Blick

Michèl Dichter und sein Team sehen sich mit ihren Lösungen für die Zukunftsthemen in der Energiebranche gut aufgestellt. Auf der diesjährigen E-world in Essen hat sich Redtree besonders mit den

Themen Kundenportal, Photovoltaik, Elektromobilität und Wärmelösungen positioniert. „Es werden immer mehr Insellösungen für die Digitalisierung der Haushaltsversorgung entwickelt. Unser Ziel ist es, all diese Funktionen in einem Kundenportal zentral zur Verfügung zu stellen“, sagt Dichter.

PV, Wärme, Elektromobilität

So bietet die io.suite im Bereich PV beispielsweise die Möglichkeit, geodatenbasiert Solarpotentialanalysen für die Adresse des Kunden zu erstellen oder über die Einbindung der Handwerker-Plattform „Installation“ als Installationspartner für Photovoltaik die entsprechenden Services in die eigene Bestellstrecke oder das Kundenportal zu integrieren. Gleiches gilt für das Thema Wärmepumpen – einem potenziell sehr interessanten Betätigungsfeld für Versorger. Redtree kooperiert in diesem Segment mit Viessmann und verweist auf einsatzbereite Lösungen aus der io.suite: „Digitalisierte Produktauswahl und Eingabe verschiedener heizungsrelevanter Einzeldaten, die Erweiterung vorhandener Online-Bestellstrecken oder die Förderprüfung und -zusage wie auch die Finanzierungs- und Contractinglösung gehören zu den Modulen, die bereits existieren.“ Auch energiehoch3 realisiert sein Wärmestrom-Angebot mithilfe der Redtree-Lösung.

Auch die Elektromobilität ermöglicht Energieversorgern, sich in einem wachsenden Markt zu positionieren. Über die entsprechenden Module der io.suite ließen sich vorhandene Online-Bestellstrecken, Produkte sowie das Auftragsdatenmanagement problemlos um E-Mobility-Produkte erweitern – einschließlich einer detaillierten Darstellung von Wallboxen, der Einbindung von E-Rollern und weiteren E-Mobility-Produkten. „Mit unseren Lösungen kann ein EVU eine variable Wertschöpfungstiefe erzielen, die von der reinen Information bis zu Kauf, Procurement und Installation reicht. Damit wird es in seiner Region zum Provider für E-Mobility-Lösungen, Photovoltaik, Speicher und Wärmeprodukte“, fasst der CEO von Redtree zusammen und verspricht: „Sollte es weitere Wünsche geben, bietet unsere Software-Architektur ausreichend Flexibilität für alle anstehenden (Markt-)Entwicklungen.“

Innovation eingebaut

Auch neue Module könne man gemeinsam mit dem Versorger schnell entwickeln: Mit eigenen Backend-, Frontend- und UX-Teams und jahrzehntelanger Markterfahrung sieht sich Redtree bestens aufgestellt, in kurzer Zeit MVPs oder Prototypen für neue Ideen zu

entwickeln. „Wir haben die io.suite Zeile für Zeile selbst programmiert, das schafft ein sehr solides Fundament für unsere Kunden und macht uns gleichzeitig sehr beweglich“, betont Dichter.

Darüber hinaus kooperiert Redtree mit anderen Dienstleistern, wie etwa der Userlike UG aus Köln, die sich auf innovative Chat-Software spezialisiert hat. Das Portfolio erstreckt sich von intelligentem Routing und Videoanrufen bis hin zu KI-basierten Chatbot-Lösungen. Ein weiterer wichtiger Partner ist Lime Technologies. Das Unternehmen ist Marktführer bei CRM-Systemen für die Energiewirtschaft in Skandinavien und plant gemeinsam mit Redtree den Eintritt in den deutschen Markt. Michèl Dichter sieht in der Kooperation beider Unternehmen große Mehrwerte für Energieversorger: „Die Produkte und Dienstleistungen von Userlike und Lime erweitern das Portfolio von Redtree zu einer ganzheitlichen Lösung für Vertrieb und Kundenbetreuung, sowie das Projektmanagement, etwa bei PV-Projekten.“



Information, Produktangebot, Installation oder Contracting? Die io.suite will Stadtwerken ermöglichen, die Themen PV, Elektromobilität und Wärme in unterschiedlichen Wertschöpfungstiefen zu erschließen. (Foto: Redtree GmbH)

Generalunternehmer für Digitalisierung

Dass der Redtree-Chef der Energiewirtschaft sehr eng verbunden und die Digitalisierung seine Leidenschaft ist, merkt man schnell – und so will er sich auch nicht auf die Rolle des Software-Lieferanten beschränkt sehen: „Wir verstehen uns als Generalunternehmer für Energieversorger in der Digitalisierung“, sagt er. Sein Unternehmen habe für viele Problemstellungen schon die passenden Ideen. Dabei spiele die Größe des Unternehmens auch keine Rolle, ganz im Gegenteil: „Gerade kleinere und mittelgroße Versorger und Stadtwerke hadern aufgrund ihrer Ressourcen oft mit Fortschritten. Als Partner können wir aber viele Aufgaben übernehmen, bis hin zur Führung von anderen Dienstleistern und Agenturen.“ (pq)

www.redtree.de

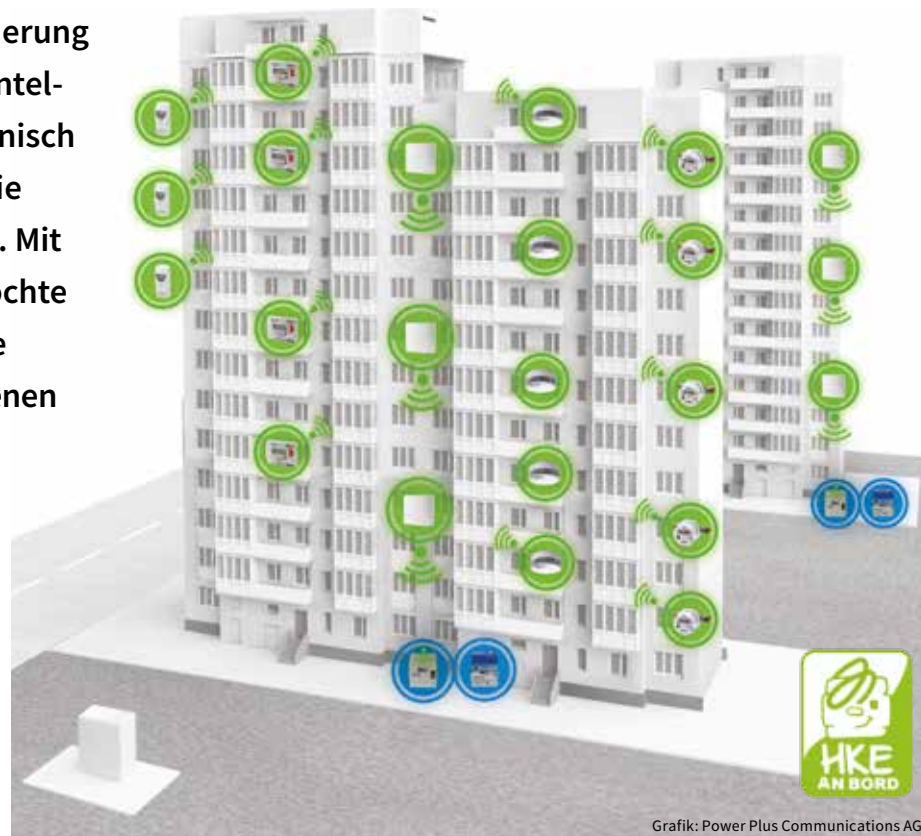
Netzwerk für Mehrwertdienste

Die Datenübertragung und Steuerung über die CLS-Schnittstelle des Intelligenten Messsystems sind technisch bereits realisierbar und auch die Regulierung macht Fortschritte. Mit der Initiative „HKE an Bord“ möchte der Gateway-Hersteller PPC die Zusammenarbeit der verschiedenen Marktakteure stärken.

Für den Rollout intelligenter Messsysteme (iMSys) sowie die darauf aufbauenden Technologien und Verfahren zur Digitalisierung der Energiewende haben das damalige Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) und das BSI ein Stufenmodell entwickelt, das kontinuierlich fortgeschrieben wird. Im Jahr 2021 wurde – insbesondere durch das angepasste Messstellenbetriebsgesetz – eine Reihe von wichtigen regulatorischen Weichen gestellt. Derzeit steht Stufe 3 des Modells im Fokus: Die Steuerung von Verbrauchs- oder Erzeugungseinrichtungen in Niederspannungsnetzen sowie das Submetering über den CLS-Kanal des Smart Meter-Gateways. Diese Funktionen sind von zentraler Bedeutung für die Integration erneuerbarer Erzeuger und neuer elektrischer Verbraucher in die Verteilnetze und nicht zuletzt auch Grundlage zahlreicher neuer Geschäftsmodelle für die Energiewirtschaft. Zwischenzeitlich hat sich am Markt und seitens der Regulierung einiges getan – Grund genug also, die Zusammenhänge und aktuellen Entwicklungen noch einmal zu betrachten.

Steuerung über CLS-Kanal

Über die CLS-Schnittstelle ist ein Smart Meter-Gateway (SMGW) in der Lage, einen transparenten Kommunikationskanal zu eröffnen, über den Daten von und zu Anlagen



Grafik: Power Plus Communications AG

im Gebäude übermittelt werden können. Dabei werden die Daten nicht im SMGW selbst verarbeitet, sondern über die Proxy-Funktionalität an Backend-Systeme aktiver externer Marktteilnehmer (aEMT) weitergeleitet. Das Gateway habe darüber hinaus an dieser Kommunikation jedoch keinen Anteil, wie Karen Schmid, Produktmanagerin bei der Power Plus Communications AG (PPC), näher erläutert: „Genau genommen hat das SMGW keinen Zugriff auf diesen Kanal, weil die Kommunikation verschlüsselt erfolgt. Es handelt sich um eine End-to-End-Verbindung vom CLS-Gerät zum aEMT. Das Gateway dient nur dazu, den Zugang zur WAN-Kommunikation zu erhalten.“ Die Verbindung zwischen den Kundenanlagen und dem SMGW bilden im Stufenmodell die sogenannten „Systemeinheiten“.

Eine technisch und regulatorisch ausgesprochen komplexe Thematik also, und

auch Karen Schmid hat die Erfahrung gemacht, dass insbesondere aufgrund der dynamischen Entwicklungen in den letzten beiden Jahren Erklärungsbedarf besteht. Dies beträfe die Branche selbst, vor allem aber die angrenzenden Bereiche, wie zum Beispiel die Wohnungs- und Automobilwirtschaft.

Initiative „HKE an Bord“

Aus diesem Anlass hat PPC die Initiative „HKE an Bord“ ins Leben gerufen, die sich speziell auch an Anbieter von Hard- und Softwarelösungen für energetische Steuerung in Gebäuden richtet. „Wir möchten die Thematik verständlich machen und dadurch dem Markt die Möglichkeit geben, stärker an den aktuellen Entwicklungen rund um das SMGW zu partizipieren“, erklärt Karen Schmid, die bei PPC sowohl das CLS-Portfolio als auch die HKE-Initiative

betreut. Ziel sei es, hinter dem Smart Meter-Gateway ein interoperables Ökosystem zu schaffen. „Die Initiative nimmt langsam Fahrt auf und wir konnten die ersten Partner von unserer Idee überzeugen. Swistec und Keba sind schon an Bord. Derzeit tauschen wir uns mit weiteren Anbietern aus den Bereichen Elektromobilität, Prosumer-Lösungen und Wohnungswirtschaft aus.“

Systemeinheiten als Bindeglied

Der Name der Initiative bezieht sich auf eine zentrale Komponente zur Nutzung der CLS-Schnittstelle: die HAN-Kommunikationsadaptereinheit (HKE). Die HKE ist eine der eingangs erwähnten „Systemeinheiten“. Diese wurden als technisches Bindeglied zwischen dem SMGW und lokalen Anwendungen beim Endkunden, also Wallboxen, EEG-Anlagen, Wärmepumpen, Submeter- und Energiemanagement-Systeme (EMS), definiert. Mit dem „Stufenmodell 2.1“ vom Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK) und BSI wurden wichtige Weichen für diverse Use Cases gestellt und

technische Anforderungen an Systemeinheiten spezifiziert. Alle Systemeinheiten nutzen demnach einen Softwarestack, der die sichere Anbindung ans Gateway über die CLS-Schnittstelle ermöglicht. Im Stufenplan wird dieser Softwarestack als „HAN-Kommunikationsadaptereinheit“ (HKE) bezeichnet. Neben der HKE wurden die „Submeter-Einheit“ (SME) und die „Steuereinheit“ (SE) mit spezifischen Zusatzfunktionen für die Übermittlung von Verbrauchsdaten und Steuerbefehlen definiert.

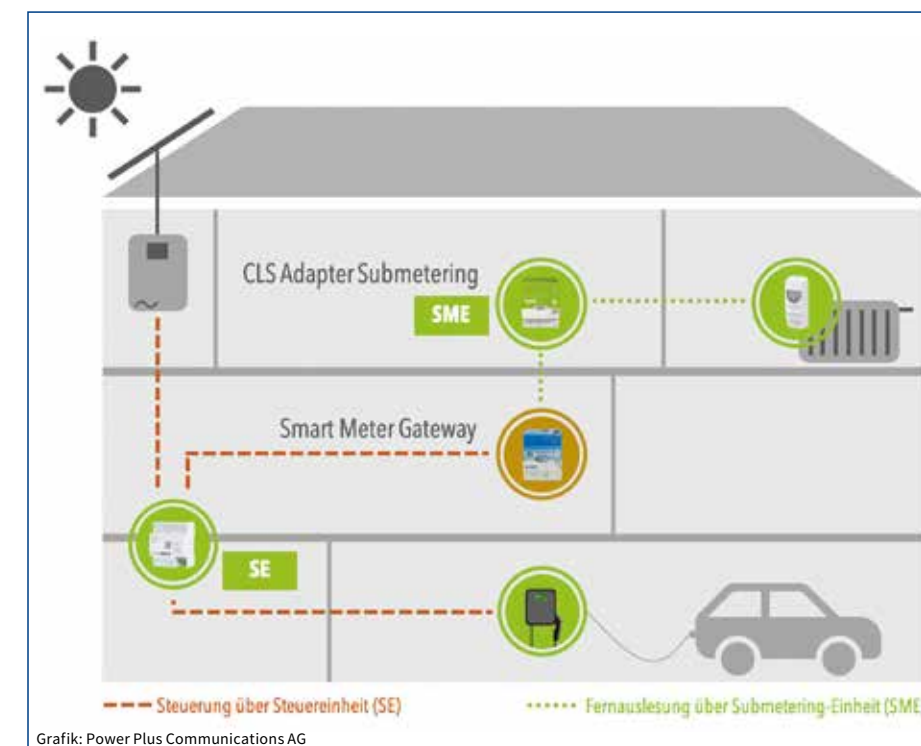
Kernkomponente HKE

Karen Schmid sieht daher in der HKE den kleinsten gemeinsamen Nenner, den „Nukleus aller Systemeinheiten“. Die HKE sei der grundlegende Baustein für die anderen beiden Systemeinheiten, die für zusätzliche Funktionen für spezielle Use Cases wie Submetering und Steuern von Komponenten wie Wechselrichter, Speicher, EEG-Anlagen oder Ladestationen bereitstehen. „Wir bieten das CLS-Gateway mit HKE an. Technisch betrachtet, handelt es sich um ein Gerät in Hutschienenbauform. Die HKE-Funktionali-

tät ist in der Software gebündelt, die wir als ‚CLS-Stack‘ bezeichnen“. Die Submetering-Einheit enthält zusätzlich ein Software-Modul, das in der Lage ist, Daten aus Submeter-Systemen in Gebäuden zu empfangen, zu bearbeiten und an das Smart Meter-Gateway zum Weiterversand zu übergeben. „Im Anschluss können die Submeter-Daten von den Backend-Systemen aufgenommen und interpretiert werden“, ergänzt die Produktmanagerin.

Damit Interoperabilität und Sicherheit gewährleistet sind, ist eine Zertifizierung der Systemeinheiten nach der BSI TR 03109-5 „Anforderungen an weitere Systemeinheiten des iMSys“ erforderlich, die Mitte 2022 vom BSI beschlossen werden sollte. Karen Schmidt ordnet ein: „Stand heute können wir die Funktionen der Systemeinheiten schon nutzen. Die technische Richtlinie ermöglicht darüber hinaus eine zertifizierte Standardisierung der Funktionen.“ Dieser Schritt werde den Markt weiter voranbringen, da alle Lösungen, die von den Herstellern bisher eigenständig und proprietär entwickelt wurden, dann in einen standardisierten Rahmen überführt werden.

Steuereinheiten hinter dem Smart Meter-Gateway



Grafik: Power Plus Communications AG

Submetering über CLS in der Praxis

Einen Anwendungsfall mit der Submetering-Einheit hat PPC mit der GWG Gruppe umgesetzt. Rund 1.000 Gebäude mit etwa 5.500 Nutzeinheiten werden mit Smart Meter-Gateways und CLS-Adaptoren Submetering ausgestattet. „Hierbei handelt es sich um unser erstes großes Projekt bei der Spartenbündelung. Dabei bündeln wir das klassische Metering bei Strom und Gas mit dem Submetering über das SMGW“, erklärt Karen Schmid. Ein Service-Dienstleister übernimmt die Rolle des wettbewerblichen Messstellenbetreibers.

Die installierte Technik erfasst Heizenergieverbräuche und verknüpft sie mit der Messung des Stromverbrauchs. Aufgrund der bisherigen Erfahrungen kann die Produktmanagerin festhalten, dass der Use Case Spartenbündelung bereits marktfähig ist. (ds)

www.hkeanbord.org

Chancen im Keller

Energieverbräuche erfassen, dokumentieren und optimieren ist das Gebot der Stunde. In der Rolle des grundzuständigen (gMSB) oder des wettbewerblichen Messstellenbetreibers (wMSB) können Stadtwerke hier mit eigenen Services aktiv werden. Lackmann unterstützt mit einem digitalen Full-Service-Angebot.

Nach dem Aufruf von Bundeswirtschaftsminister Robert Habeck hat nun auch die EU-Kommission das Energiesparen zur Chefsache erklärt. Angesichts drohender Versorgungsengpässe und explodierender Energiekosten zählt aktuell tatsächlich jede Kilowattstunde. Insbesondere die Betreiber öffentlicher Liegenschaften, aber auch große Wohnungsbaugesellschaften loten aktuell die Optionen und Potenziale für Einsparmaßnahmen aus. „Die Nachfrage nach Lösungen und Technologien, die bei diesen Aufgaben unterstützen, ist momentan immens“, berichtet Frank Knief. Der Key Account Manager Solutions bei Lackmann betreut auch Stadtwerke und sieht hier enorme Potenziale für neue Dienstleistungen – von der spartenübergreifenden Bereitstellung und Visualisierung der Verbrauchswerte bis hin zur Analyse, Überwachung und Optimierung des Energieverbrauchs.

Prozesse und Daten

Um diese Chancen nutzen zu können, bietet schon die Marktrolle des gMSB gute Ansätze – speziell bei Kunden, die jetzt mit intelligenten Messsystemen ausgestattet werden, oder in Liegenschaften, die das Stadtwerk selbst betreibt. Weit attraktiver sei jedoch die Rolle des wMSB, betont Knief: „Der grundzuständige Messstellenbetreiber kann jederzeit abgelöst werden, der wettbewerbliche schließt langfristige Verträge und ist zudem nicht an Preisobergrenzen gebunden.“ In beiden Fällen sind die Prozesse jedoch komplex und aufwändig: Geeignete Zähler müssen installiert und kommunikationstechnisch an die unterschiedlichen Systeme angebunden werden, die Marktkommunikation muss funktionieren und nicht zuletzt bedarf es intelligenter Tools, mit denen die Verbrauchsdaten entsprechend den gesetzlichen Anforderungen visualisiert und für unterschiedliche Zwecke analysiert werden können. Hürden, die gerade für kleine und mittlere Unternehmen sehr hoch sind.

Latronic-Portal

Hier setzt Lackmann mit seinem Full-Service-Angebot an, das sämtliche gMSB- und wMSB-Prozesse umfasst. Über das neue Latronic-Portal lassen sich alle Verfahrensschritte und Daten unabhängig

von der Messtechnik komplett digital abbilden. „Das Portal umfasst Apps, mit denen sich bei Bedarf alle Prozesse und Mehrwertdienste rund um die Messstelle automatisieren lassen, darunter Submetering, Mieterstromangebote oder Energieberatungen und -Audits“, fasst Frank Knief zusammen – das sei bislang einmalig am Markt. Sowohl die tatsächliche Dienstleistung als auch die Ausgestaltung der Apps orientiere sich ganz am Bedarf und den Zielen des MSB. Über offene Schnittstellen können eigene Systeme angebunden werden und – so Frank Knief, „wenn jemand einen speziellen Anwendungsfall abbilden möchte, bekommt er dafür auch eine eigene App.“ Das Portal ist eine White-Label-Lösung.

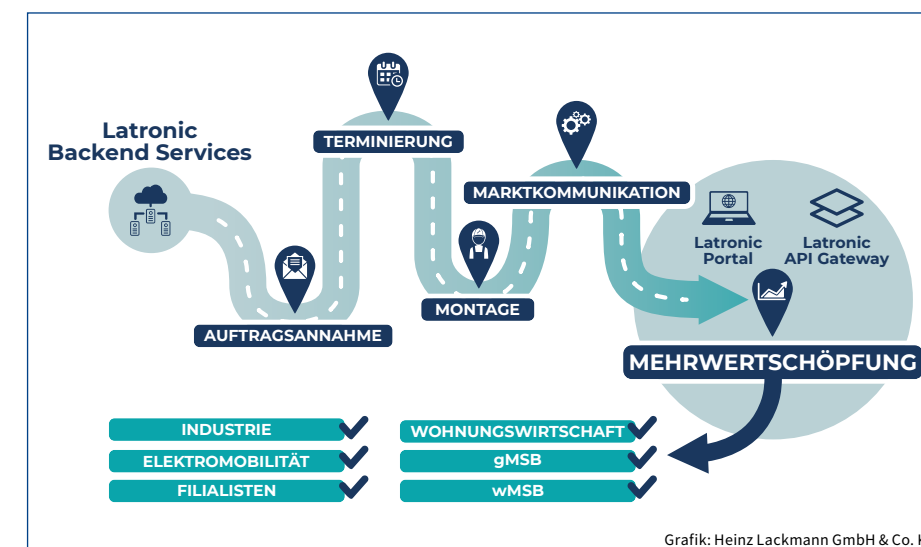
MSB Service

Die MSB Service-App deckt dabei die eigentlichen MSB-Prozesse ab – von der Auftragsannahme über die Hardware-Beschaffung, die Terminierung und Durchführung der Montage sowie die Marktkommunikation bis hin zur Bereitstellung der Messwerte. „Wir brauchen eigentlich nur die Auftragsdaten und kümmern uns dann um alles“, sagt Georg Süßmilch, Teamleiter Value Added Services bei Lackmann. Dieses Full-Service-Angebot richte sich insbesondere an Unternehmen, die als wMSB aktiv werden wollen und keinerlei eigene Ressourcen einbringen können oder wollen. Grundsätzlich habe jedes Unternehmen die Möglichkeit, genau die

Aufgaben abzugeben, die er selbst nicht abdeckt. Ein gMSB, der die Hardware und die Monteure bereitstellen kann, könnte also beispielsweise die Gateway-Adminis-

tration oder die Wechselprozesse auslagern. „Wir binden alle relevanten Systeme im Stadtwerk an das Portal an, so dass der Messstellenbetreiber in jedem Fall von ei-

Die Latronic Portal Prozesskette



Über das neue Latronic-Portal will Lackmann seinen Kunden digitale Werkzeuge für alle MSB-Prozesse sowie datenbasierte Mehrwertdienste an die Hand geben.
(Foto: Heinz Lackmann GmbH & Co. KG)

nem komplett automatisierten, digitalen Prozess profitiert, in dem alle Schritte jederzeit transparent nachvollziehbar sind“, erläutert Georg Süßmilch. Dazu gehört beispielsweise auch eine kontinuierliche Statusinformationen über Montage und Marktkommunikation.

Smart Energy

Die Smart Energy-App dient der Visualisierung und Analyse der Messdaten aller Energiesparten und liefert damit konkrete Grundlagen für Energiedienstleistungen. „Das White-Label-Tool kann vom Versorger selbst genutzt oder dem Dienstleistungskunden bereitgestellt werden, um zum Beispiel Energiekosten oder CO₂-Emissionen zu überwachen und Einsparpotentiale zu ermitteln“, erklärt Frank Knief. Dazu bietet die App unter anderem die Möglichkeit, Lastspitzen, Wochentagsgänge, Autarkiegrad und Eigenverbrauchsanteil zu ermitteln oder Messstellen unter bestimmten Fragestellungen zu vergleichen. Ergeben sich Auffälligkeiten in den Verbrauchswerten, löst die App Benachrichtigungen oder andere Ereignisse aus. „Die App entspricht allen relevanten gesetzlichen Vorgaben für den Messstellenbetrieb, die Verbrauchsabrechnung und die Energieeffizienz und ermöglicht die Erstellung und den automatisierten Export von Berichten, Belegen oder anderen Dokumenten“, ergänzt Knief. Auch die Messwerte selbst, die bei Bedarf in Sekundenauflösung bereitgestellt werden, lassen sich an andere Systeme übergeben.

Zudem bietet das Latronic Portal eine einfache Erweiterung von Anwendungsfällen eines gMSB oder wMSB, die zusammen in neuen Apps (z.B. Prepayment,...) umgesetzt werden können.

„In den Kellern der Energiekunden liegt – bildlich gesprochen – der Schlüssel zu neuen Geschäftsfeldern für die Stadtwerke“, fasst Frank Knief zusammen. Mit dem Latronic-Portal habe Lackmann die Voraussetzung geschaffen, diesen Schlüssel zu nutzen. „Die Umsetzung dauert in der Regel keine drei Monate.“ (pq)



Submetering über LoRaWAN

Mithilfe von LoRaWAN-Sensorik liest der österreichische Energieversorger Kelag Energie & Wärme stündlich vollautomatisiert 2.750 Zähler aus. Ein Datenvisualisierungs-Tool bereitet die Messwerte für weitere Analysen auf. Auch deutsche Versorger können die Technik für die Fernauslesung im Submetering einsetzen.

Spätestens ab 2027 müssen eingebaute Zähler und Heizkostenverteiler für die Wärme-, Kälte- und Trinkwasserversorgung in Deutschland fernablesbar sein. Die technischen Voraussetzungen für die vorgeschriebene Funkauslesbarkeit im Submetering-Bereich sind bereits vorhanden. Funktechnologien wie LoRaWAN ermöglichen es, Messwerte in kurzen Zeitabständen mit geringem Energieverbrauch in eine IoT-Infrastruktur zu übertragen. Die Anbindung an ein Smart Meter Gateway (SMGW) lässt sich realisieren, indem ein LoRaWAN-Gateway an die CLS-Schnittstelle des SMGW gekoppelt wird.

85 Fernwärmenetze, über 900 Heizkraftwerke

Als 100-prozentige Tochter der Kelag-Kärntner Elektrizitäts-Aktiengesellschaft betreibt Kelag Energie & Wärme 85 Fernwärmenetze und über 900 Heizkraftwerke in Österreich. Neben Industrie- und Großkunden versorgt die Kelag auch öffentliche Einrichtungen oder Wohnungsbaugesellschaften. Das Unternehmen befasste sich bereits 2006 mit der Automatisierung von Fernauslesungen. Mit dem Wechsel von bidirektionalen zu unidirektionalen Funksystemen traf das Management die Entscheidung, die Datenübertragung im sogenannten „Drive-by-Verfahren“ zu automatisieren. Dabei werden die Zählerdaten mittels eines tragbaren Empfängers in öffentlichen Gebäudebereichen oder bei kleineren Anlagen auch außerhalb des Gebäudes im Vorbeigehen erhoben.

2011 waren alle Zähler auf wireless M-Bus, den Standard für die Fernablesung verschiedener Arten von Verbrauchszählern, umgestellt. „Die Granularität unserer Daten verbesserte sich enorm: Die Kelag konnte monatlich ablesen und verfügte so über monatliche Bilanzen für alle Heizwerke“, berichtet Hannes Gütler, Fachbereichsleiter Daten und Energiemanagement beim Energieversorger. „Im Rahmen von Fixed-Netzwerk-Lösungen wurden die Funkzähler im nächsten Schritt über eine Distanz von bis zu elf Kilometern ausgelesen. 2018 stießen wir schließlich auf die LoRaWAN-Technologie und setzen sie seitdem für Projekte zum Energiemonitoring ein.“

LoRaWAN-Zähler und Datenmanagement

In dieser Phase des Automatisierungsprozesses begann die Zusammenarbeit mit Elvaco. Der schwedische Metering-Anbieter realisiert technologieoffene Komplettlösungen und Services, um Messwerte in Gebäuden und industriellen Anlagen erfassen, visualisieren und bewerten zu können. „Wireless M-Bus wird nur für Metering und Submetering-Lösungen angeboten. LoRaWAN bot der Kelag die gleichen Lösungen wie M-Bus und zusätzlich alles, was man für ein sensorikbasiertes IoT benötigt“, sagt Thomas Nickel, Area Manager DACH bei Elvaco. „Außer der Messtechnik für Wärme, Strom und Wasser lassen sich weitere mit Sensoren ausgestattete Geräte einbinden. Die Anwendungsmöglichkeiten gehen damit weit über die Energieeinsparung hinaus.“

Power BI liefert Kontext

Die Kelag verband die Datenübertragung über das Meter Connectivity Modul CMI 4160 von Elvaco mit ihrer Abrechnungs- und Datenbankinfrastruktur und automatisierte das System. Heute liest die Kelag Tages- und Stundenwerte der LoRaWAN-Zähler ab und ist dadurch in der Lage, die geforderten monatlichen Abrechnungsdaten zu erheben. Im Hintergrund hat der Energieversorger seine Managementsysteme komplett neu aufgestellt, denn die Systeme für Plau-

sibilisierung und Validierung der Messwerte waren nicht für die großen Datenmengen ausgelegt. „Dank ETL – Extract, Transfer, Load – und analytischen Datenprozessen lassen sich die Datenströme strukturieren, managen und monitoren. Der Einblick in die strukturierten Messwerte hilft dabei, die Daten zu verstehen, neue Optimierungspotenziale zu erkennen und so die Effizienz kontinuierlich zu steigern“, erklärt Alexander Bachler, IoT Engineer und Data Analyst bei der Kelag. „Bei den reinen Messwerten fehlte der Kontext. Diesen erhalten unsere Mitarbeitenden heute dank der Lösung Power BI von Microsoft.“ Der Datenanalyticedienst bringe alle Werte der Wärmemengenzähler, egal ob Drive-by, M-Bus oder LoRaWAN, mit weiteren Kennzahlen wie SAP-Daten zusammen und analysiert sie, so dass nutzbare Aussagen entstünden.

Dashboards für Servicepersonal

Das selbst entwickelte System liefert unter anderem Auswertungen einzelner Fernwärmerwerke. Die Daten lassen sich nach Kriterien filtern, so dass Anomalien bei der Temperatur sichtbar werden. Auffällige Werte werden auf einem Dashboard markiert. Die Techniker können daraufhin beauftragt werden, gezielt vor Ort nach den Ursachen zu forschen. Was als Management-Tool gedacht war, ist inzwischen ein wichtiges Werkzeug für das Servicepersonal, wie Alexander Bachler erläutert:

„Wir haben unterschiedliche Dashboards für spezielle Analysen entwickelt. Ein eigenes Techniker-Dashboard lässt Mitarbeitende auf einer Karte erkennen, welche Zähler in seiner Anlage eine bestimmte Rücklauftemperatur, zu hohe Leistungen oder Durchflussmengen haben. Und ein Fehler-Dashboard visualisiert alle rund 14.000 Zähler in Österreich. Erkennbar ist zum Beispiel, welcher Zähler einen Fehler anzeigt, der sofort behoben werden muss, wie etwa eine leere Batterie.“ Durch die feingranulare Messung und die Erstellung der Kennzahlen, kommen die Mitarbeitenden datenbasiert zu Entscheidungen. Dieser Prozess ist Bachler zufolge nur möglich, da die Kelag auf Basis der stundenbasierten Datenerhebung sowie der Analyse und grafischen Aufbereitung die Daten zu Informationen macht.

Netzabdeckung und Schutz vor Ausfällen

Mit dem eigens entwickelten LoRa-Report analysiert die Kelag unter anderem die Effizienz ihrer LoRaWAN-Gateways. Auf der grafischen Darstellung sind straßengenau sämtliche Gateways in ganz Österreich sichtbar. Die Visualisierung stellt jeden Zähler als einzelnen Punkt dar. Jeder Punkt ist aufgeteilt in verschiedene Farben, die zeigen, wie viele Gateways von einem Zähler erreicht worden sind. Alexander Bachler erläutert

den Nutzen: „So ist zum Beispiel leicht zu identifizieren, wo Zähler nur mit einem Gateway kommunizieren. Denn fällt eines aus und Zähler werden nur über dieses eine Gateway erreicht, besteht an dieser Stelle ein hohes Ausfallrisiko. Sind hingegen mehrere Gateways im Spiel, kann ein anderes die Kommunikation übernehmen. Das Ergebnis ist ein genauer Überblick über die Zähler in einem bestimmten Gebiet mit aktuellen Informationen zu Signalqualität, Reichweiten, Abdeckung oder Ausfallsicherheit.“

Hohe Einsparungen erwartet

Darüber hinaus führte die Umstellung von M-Bus im Drive-by auf LoRaWAN dazu, dass die Techniker nicht mehr durch die Ortschaften fahren, um die Zähler auszulesen. Dank der Auswertungen über Power BI können Termine vor Ort besser geplant werden. Der Versorger hat es sich zum Ziel gesetzt, auf Basis der Datenbetrachtung den Wirkungsgrad seiner rund 900 Heizkraftanlagen um ein Prozent zu verbessern. „Allein durch datenbasierte Entscheidungen ergibt dies Einsparungen in Höhe von geschätzt einer Million Euro. Wir gehen davon aus, dass sich die Investitionen für Hardware, Software und personelle Ressourcen innerhalb etwa eines Jahres amortisieren“, berichtet Hannes Gütler.

Im nächsten Schritt ist geplant, mithilfe von Künstlicher Intelligenz Logiken zu entwickeln, die die Kunden nach bestimmten Merkmalen in Cluster aufteilen. Dadurch soll noch mehr Potenzial für die Energieeffizienz genutzt werden. Zudem werden weitere Parameter in das Daten-Ökosystem einfließen, wie Tourismusdaten oder Wetterprognosen. Börsendaten sollen den Einkauf effektiver machen und bei der Kalkulation der Preise helfen. Indem der zu erwartende Energieverbrauch für bestimmte Regionen besser vorhergesagt wird und Energieflüsse gezielter gesteuert werden, hofft die Kelag, auch aktuelle Herausforderungen wie Preissteigerungen und Engpässe bei Energie mit smarten Mitteln zu bewältigen. (ds)

www.kew.at

www.elvaco.se



Dashboards zeigen grafische Übersichten und helfen so, die Daten zu verstehen und neue Optimierungspotenziale zu erkennen. (Grafik: Kelag Energie & Wärme GmbH)

Branchentreffen der Windindustrie



Die WindEnergy Hamburg 2022 findet im September gemeinsam mit der H2EXPO & CONFERENCE statt, die das gesamte Spektrum der Wasserstoff-Technologien abbilden wird. Außerdem wird das Konferenzprogramm der Leitmesse erstmals kostenfrei allen Besuchern mitten in den Hallen zur Verfügung stehen.

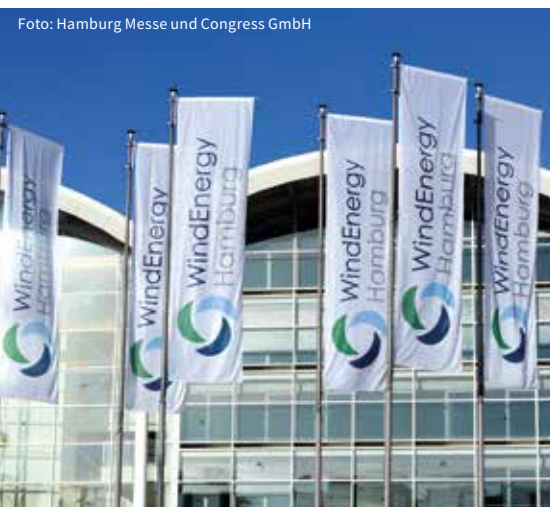


Foto: Hamburg Messe und Congress GmbH

Unter dem Motto „Climate First“ wird die WindEnergy Hamburg vom 27. bis 30. September 2022 zum Treffpunkt für die weltweite Onshore- und Offshore-Windenergiebranche. In zehn Messehallen auf 68.500 m² werden mehr als 1.250 nationale und internationale Aussteller aus 40 Ländern ihre neuesten Produkte, Dienstleistungen und Trends präsentieren. Laut Veranstalter werden rund 30.000 Teilnehmer aus 100 Ländern in der Hansestadt erwartet, um die gesamte Wertschöpfungskette der Windindustrie zu erleben und sich einen umfassenden Überblick über Status und Zukunft der globalen Marktentwicklung für die Branche verschaffen.

Begleitet wird die Expo von Konferenz-Sessions zu allen Schwerpunktthemen, die die Branche bewegen. Das Team der WindEnergy Hamburg gestaltet dieses Programm gemeinsam mit seinen Partnern, unter anderem dem globalen Windenergieverband GWEC, dem europäischen Verband WindEurope, den nationalen Verbänden VDMA und BWE sowie führenden Medien und Ausstellern der Branche. Erstmals werden alle Sessions kostenfrei auf vier offenen Bühnen direkt in den Messehallen angeboten. (ds)

www.windenergyhamburg.com

Fachkonferenzen

Speakers' Corner

Halle B5

In der Speakers' Corner vom 27. bis 29. September 2022 stellen die Aussteller in 10-minütigen Kurzpräsentationen ihre Produkt-Highlights und Innovationen vor. Am Freitag, 30.09.22, findet hier das Recruiting Forum statt. Aussteller der WindEnergy Hamburg stellen sich als Arbeitgeber vor, informieren über Weiterbildungsangebote und bieten an der „Jobwall“ konkrete Job-Chancen.

H2EXPO & CONFERENCE

Halle A2

Parallel zur WindEnergy Hamburg 2022 wird zum ersten Mal die H2EXPO & CONFERENCE ausgerichtet, das neue internationale Forum rund um die Erzeugung, Verteilung und Nutzung von Grünem Wasserstoff. Erwartet werden zentrale Marktakteure und Hidden Champions der Branche mit spannenden Innovationen und Produkten, die über Lösungen und anwendungsreife Entwicklungen informieren. Bernd Aufderheide, Vorsitzender der Geschäftsführung der Hamburg Messe und Congress, betont: „Eine erfolgreiche Energiewende können wir nur durch die umfassende Nutzung erneuerbarer Energien erreichen. Grüner Wasserstoff ist das Zukunftsthema, das die Dekarbonisierung der Industrie mit finanzierbarer Energie greifbar macht. Mit der H2EXPO & CONFERENCE geben wir der wachsenden Wasserstoffwirtschaft eine Bühne und zeigen, dass eine Kombination aus umweltfreundlichen Technologien finanzierbare Energie für alle Bereiche unseres täglichen Lebens liefern kann.“



Planer, Hersteller, Zulieferer, Finanzierer, Betreiber und Dienstleister der Windenergiebranche werden sich in den Messehallen austauschen.
(Foto: Hamburg Messe und Congress GmbH)

New Horizons Stage

Halle B6, WindEurope, VDMA, BWE & Partner

Branchenvertreter aus Wirtschaft und Politik informieren zu aktuellen Themen rund um die Windindustrie:

- Finanzierung
- Power Purchase Agreements (PPAs)
- Grüner Wasserstoff
- Markt-Updates für UK/FR/ES/PL/SE/Baltikum
- Lieferketten-Herausforderungen und weitere Entwicklung
- Schwimmende Offshore-Plattformen
- Recycling von Rotorblättern und Wege zu einer Kreislaufwirtschaft
- Trends und Innovationen zur Zukunft der Windenergie-Technologie
- Expansionswege für Windenergie

Global Markets Theatre

Halle B1, Obergeschoss

Organisiert wird die offene Konferenzbühne vom Global Wind Energy Council (GWEC), dem internationalen Fachverband der Windenergiebranche, in Kooperation mit der WindEnergy Hamburg. Die Teilnehmer können sich mit internationalen Branchenvertretern, Organisationen und Institutionen aus aller Welt austauschen, darunter Hersteller, Entwickler, Komponentenlieferanten, Forschungsinstitute, nationale Wind- und Erneuerbare Energien-Verbände, Stromversorger, Finanz- und Versicherungsunternehmen.

Anzeige

Bringen Sie Windkraft effizient ins Hochspannungsnetz

Sie suchen einen wirtschaftlichen und sicheren Weg, Strom aus Windparks ins 110-kV-Netz einzuspeisen? Wir bieten Ihnen Ihre Lösung nach Maß: Die Windsteckdose der Netze BW – ein an Ihre Bedürfnisse angepasstes Umspannwerk, das wir in nur 20 Monaten inklusive Genehmigungsplanung schlüsselfertig für Sie errichten. Und auch die Betriebsführung übernehmen wir auf Wunsch gerne für Sie.

Telefon: 0711 289-46000
www.netze-bw.de/windsteckdose

Wir kümmern uns drum.



Ein Unternehmen der EnBW

 **Netze BW**
Sparte Dienstleistungen

Mehr Solarstrom von öffentlichen Dächern

Auf deutschen Dächern schlummern erhebliche Flächenpotenziale für den Ausbau der Photovoltaik. Um diese zu erschließen, kooperieren zunehmend Versorger und Kommunen. Zwei aktuelle Beispiele kommen aus Hannover und Mannheim.

Hannover installiert 6 MWp auf 30.000 Quadratmetern

Der umfangreiche Ausbau der erneuerbaren Energieerzeugung in Hannover ist erklärtes Ziel der Landeshauptstadt und der enercity AG. Beide haben dazu nun einen Kooperationsvertrag abgeschlossen. Ab sofort mietet der Energiedienstleister geeignete kommunale Dachflächen, um darauf Photovoltaikanlagen (PV-Anlagen) zu errichten und selbst zu betreiben.

Im Zuge der Zusammenarbeit errichtet enercity nach eigenen Angaben auf eigene Kosten PV-Anlagen auf von der Stadt gemieteten Dächern, betreibt diese und vermarktet den erzeugten Solarstrom. Insgesamt handele es sich (als Zielwert) um rund 30.000 Quadratmeter Dachflächen auf rund 150 potenziell geeigneten Liegenschaften, die derzeit noch im Detail geprüft werden. Innerhalb von zwei Jahren sollen die Flächen für die Stromerzeugung genutzt werden. Entsprechend werden die einzelnen Dachflächen für jeweils 20 Jahre von enercity gepachtet. Der Umfang der hierbei entstehenden PV-Anlagen soll eine Gesamtleistung von sechs Megawatt peak haben. So ließen sich 5,4 Gigawattstunden Grünstrom pro Jahr erzeugen, so viel wie fast 2.200 Haushalte in Hannover jährlich an Strom verbrauchen.

Stadt Mannheim und MVV starten Photovoltaik-Offensive

Schon seit 2007 unterstützt die Stadt Mannheim die Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien, indem sie Dachflächen ihrer Gebäude an Investoren zur Errichtung und zum Betrieb von PV-An-



Die 150 Quadratmeter große Anlage auf dem Gründach des Mannheimer Kinderhauses in der Dresdener Straße soll jährlich knapp 35 Tonnen CO₂ einsparen. (Foto: MVV Energie AG)



Im Rahmen einer Kooperation mit der Stadt Hannover will enercity rund 30.000 Quadratmeter Dachflächen auf städtischen Liegenschaften mit Solaranlagen ausstatten. (Foto: enercity AG)

lagen verpachtet hat. In den vergangenen Jahren wurden zudem bereits elf stadteigene Solaranlagen auf Dächern städtischer Gebäude des Fachbereichs Bau- und Immobilienmanagement errichtet. Nun startete eine umfangreiche Photovoltaik-Offensive, mit der die Stadt Mannheim zusammen mit der MVV den Stromverbrauch der stadteigenen Liegenschaften bis zum Jahr 2027 vollständig klimaneutral machen will. Dazu wollen die Partner sukzessive Solaranlagen mit einer Gesamtleistung von 40 MWp auf stadteigenen Dach- und Freiflächen installieren und so pro Jahr rund 25.000 Tonnen CO₂ in der Stadt einsparen.

Für die Umsetzung haben Stadt und MVV im vergangenen Jahr die sMArt City Mannheim GmbH gegründet, die als Startschuss auch die 150 Quadratmeter große Anlage auf dem Gründach des städtischen Kinderhauses in der Dresdener Straße 22 geplant und errichtet hat. Der in der PV-Anlage produzierte Strom wird vorrangig im Kinderhaus selbst genutzt. Überschüssiger Strom wird in das Stromnetz eingespeist und unterstützt dadurch die Dekarbonisierung in Mannheim. Mit einer Leistung von rund 63 kWp ist die Anlage in der Dresdener Straße zugleich eine der größeren, die zum Start der Photovoltaik-Offensive realisiert wurde. Sie spart jährlich knapp 35 Tonnen CO₂ ein.

Weitere, stadteigene Solaranlagen sollen folgen. Finanziert werden sie vor allem aus Mitteln des Klimafonds der Stadt Mannheim. Eine erste Tranche mit PV-Anlagen an neunzehn Standorten – hauptsächlich auf Kita-Gebäuden – wurde bereits beauftragt. Mit den errichteten Anlagen sollen dann knapp 860 MWp Strom produziert werden. Außerdem ist eine zweite Tranche mit zehn weiteren Anlagen und einer Leistung von ca. 660 MWp jährlich geplant. Insgesamt rechnet man dadurch mit einer jährlichen Einsparung von rund 800 Tonnen CO₂. Bereits bis Ende Juli 2022 sollen Anlagen mit einer Leistung von 241 kWp installiert sein. (pq)

www.enercity.de

www.mvv.de

Recyclbare Offshore-Windturbinenblätter

Siemens Gamesa Renewable Energy möchte nach eigenen Angaben sein Engagement im Bereich Kreislaufwirtschaft voranbringen. In diesem Zuge verkündete der Windkraftanlagenhersteller, kürzlich die erste kommerzielle Installation von vollständig recyclbaren Offshore-Windturbinenblättern realisiert zu haben. Die RecyclableBlade-Technologie wird im RWE-Offshore-Windpark Kaskasi 35 Kilometer nördlich der Insel Helgoland in der deutschen Nordsee eingesetzt. Das Projekt sei für Siemens Gamesa ein wichtiger Beitrag auf dem Weg zur Erreichung des Ziels, bis 2040 vollständig recyclbare Turbinen zu bauen.

Rotorblätter bestehen aus einer Kombination von Materialien, die in Harz eingebettet sind und eine starke, steife Struktur bilden. Die Verwendung der RecyclableBlade-Technologie von Siemens Gamesa ermöglicht laut Hersteller die vollständige Rückgewinnung der Bestandteile des Ro-

torblattes am Ende seiner Lebensdauer. Mithilfe einer milden Säurelösung können unter anderem Harz, Glasfaser und Holz voneinander getrennt und dann zu neuen Produkten wie beispielsweise Koffern oder Flachbildschirmgehäusen verarbeitet werden, ohne dass dafür weitere Rohstoffe benötigt werden.

Fertigung in mehreren europäischen Ländern

Bei dem Projekt Kaskasi werden neun handgefertigte Siemens Gamesa B81 RecyclableBlades mit einer Länge von jeweils 81 Metern installiert. 38 Windturbinen des Typs SG 8.0-167 DD sollen 342 Megawatt erneuerbarer Energie für rechnerisch bis zu 400.000 deutsche Haushalte erzeugen. Dies entspreche der Größe einer Stadt wie Frankfurt am Main. Die RecyclableBlade-Technologie ist Siemens Gamesa zufolge auch für die 108 Meter langen B108-Blätter

der Offshore-Windenergieanlage SG 14-222 DD sowie die 115 Meter langen B115-Blätter der SG 14-222 DD erhältlich.

„Die Stromerzeugung aus der ersten Turbine mit RecyclableBlades hebt auch die hohe Wertschöpfung hervor, die Siemens Gamesa in mehreren Ländern erbringt. Die RecyclableBlade-Technologie wurde in Aalborg, Dänemark, entwickelt, die Rotorblätter wurden in Hull, Großbritannien, und die Maschinenhäuser in Cuxhaven, Deutschland, gefertigt. Die RecyclableBlade-Technologie wird dazu beitragen, den Rohstoffverbrauch zu reduzieren, indem sie die Voraussetzung für das Entstehen von Sekundärmärkten für das wiedergewonnene Material schafft. Dadurch könnten als weiterer Vorteil auch neue Arbeitsplätze entstehen“, erklärt Marc Becker, CEO der Siemens Gamesa Offshore Business Unit. (ds)

www.siemensgamesa.com

Neuer Hybridspeicher eingeweiht

Der Projektentwickler Green Energy 3000 hat in Großschirma bei Freiberg einen Hybrid-Speicher in Betrieb genommen. Es handelt sich um eine Kombination aus einem Solarpark und einem Batteriespeicher. Laut Green Energy 3000 ist der 5,1 Megawatt große Solarpark in der Lage für bis zu 25.000 Haushalte Strom zu erzeugen. Der 1,7 Megawatt große Batteriespeicher speichert möglichst viel des nicht benötigten Stroms zwischen und gibt diesen erst wieder an das Netz ab, sobald auf Nachfrageseite wieder Bedarf besteht. Gleichzeitig können unter Verwendung des eingespeicherten Stroms Schwankungen in der Stromproduktion, z.B. aufgrund sich kurzfristig verändernder Wetterlagen, ausgeglichen werden.

Üblicherweise werden die wetterbedingten kurzfristigen Produktionsschwankungen von Solar- oder Windparks erst ausgeglichen, nachdem diese ins Netz eingespeist wurden. Dafür müssen andere Speicher und Kraftwerke extra hoch- oder runtergefahren werden. Wird die Schwankung möglichst ausgeglichen bevor der Strom ins Netz eingespeist wird – wie in Großschirma – entfallen die Kosten für die Ausgleichsmaßnahmen für die Verbraucher.

Stromabnahme und Integration in virtuelles Kraftwerk

Bei dem Hybridspeicher-Projekt wird Energy 3000 von EDF Trading und Energy2market (e2m) unterstützt. Gemeinsam verbinden

die beiden Töchter der EDF-Gruppe den Hybrid-Speicher mit den Strommärkten. EDF Trading nimmt den Strom der Anlage zu einem auf zehn Jahre fest vereinbarten Preis ab. Der Leipziger Flexibilitätsvermarkter e2m integriert die Anlage in sein virtuelles Kraftwerk und gewährleistet durch eine intelligente Optimierung und Steuerung des Speichers die bedarfsgerechte Vermarktung des Stroms. Green Energy 3000 plant nach eigenen Angaben weitere PV-Parks, die einem ähnlichen Modell folgen und auch die gesellschaftliche Akzeptanz von Batteriespeichern voranbringen sollen. (ds)

www.ge3000.de

www.edftrading.com

www.e2m.energy



Markt und Netz verbunden

Preisreize für den Kunden, harmonisiert mit den Anforderungen des Netzbetreibers – in einem gemeinsamen Projekt von GISA, AUDI, MITNETZ STROM und weiteren Partnern wird eine intelligente Ladelösung entwickelt, die das leisten soll. Die Datenkommunikation erfolgt über das Smart Meter Gateway.

Martina Mustermann kommt gegen 17.30 Uhr von der Arbeit nach Hause und schließt ihr E-Auto in der Garage an die Wallbox an. Über Nacht wird es geladen und ist pünktlich um 8:00 Uhr am nächsten Morgen bereit für die Fahrt ins Büro. Der Verteilnetzbetreiber überwacht die Ladevorgänge und kann bei drohenden Netzengpässen ohne Komfortverlust für Frau Mustermann eingreifen. Dieses einfache, fiktive Szenario flächendeckend umzusetzen, ist ohne Frage die erste Voraussetzung, um eine breite Akzeptanz für die Elektromobilität zu schaffen, ohne die Verteilnetze zu überlasten.

Eine entsprechende Lösung hatte IT-Dienstleister GISA in einem Modellversuch mit der AUDI AG und der MITNETZ STROM als Verteilnetzbetreiber bereits im vergangenen Jahr erarbeitet. „Den Kooperationspartnern ist es damals gelungen, das netzdienliche Laden von Elektroautos durch eine stufenlose Leistungsreduktion während des Ladevorgangs über das Smart Meter Gateway (SMGW) umzusetzen und damit ein Werkzeug für den Netzbetreiber zur Vermeidung eines örtlichen Blackouts bereitzustellen“, berichtet Uwe Klemm, Bereichsleiter New Energy Solutions bei GISA. Die Datenkommunikation zwischen Hausnetz, Elektroauto und Stromnetz erfolgt dabei mittels eines gemeinsamen Kommunikationsprotokolls (EEBUS).

Der einzige Wermutstropfen bei diesem Szenario: Im Fall eines Problems in der Niederspannung muss der VNB in den Ladevorgang eingreifen – und das ist nicht immer mit den Ladebedürfnissen des Fahrers vereinbar. Im Nachfolgeprojekt „Smart Charging“ haben die Kooperationspartner diesen Aspekt weitergedacht. Im

Fokus stand die Frage, wie sich der Ladevorgang des Elektrofahrzeugs für alle Beteiligten vorausschauender planen und automatisiert umsetzen ließe.

Kundenanreiz trifft operative Netzplanung

Ein zentraler Ansatzpunkt sind dabei wirtschaftliche Anreize für den Kunden, denn günstigere Ladestrompreise könnten motivieren, zu bestimmten Zeiten zu laden. „Denkbar sind hier beispielsweise Konzepte in Abhängigkeit von den Beschaffungspreisen am Großhandelsmarkt, der Einspeisung erneuerbarer Energien oder der Netzdienlichkeit“, erklärt Klemm. Entsprechende Konzepte existieren bereits und viele Modellversuche haben gezeigt, dass wirtschaftliche Anreize durchaus tauglich sind, um Ladevorgänge in Zeiten hoher regenerativer Einspeisung respektive geringer Last zu verschieben. Im Rahmen des Smart Charging-Projekts wurde ein Prozess entwickelt, mit dem Lieferanten oder auch andere Markttrollen (Netzbetreiber, Aggregatoren) die jeweiligen Angebote in Form sogenannter Anreiztabellen via Smart Meter Gateway an das Fahrzeug übergeben können. Diese ordnen – vereinfacht gesagt – definierten Ladezeiträumen die jeweils anfallenden Kosten zu und bilden damit gleichzeitig eine wichtige Grundlage sowohl für die netztechnischen Bewertungen als auch für die spätere Abrechnung.

In der IT moderner Elektrofahrzeuge sind Tools für die optimierte Ladeplanung anhand der konkreten Mobilitätsbedürfnisse des Kunden hinterlegt. „Die Ladeplanung berücksichtigt externe Anreize ebenso wie die internen Rahmenbedingungen des Fahrzeugs. Über den anreizbasierten Ladevorgang ermöglichen wir kostenoptimiertes Laden und stellen sicher, dass der gewünschte Ladezustand zu einer festgelegten Zeit erreicht ist“, erläutert Hanswerner Görlitz, Entwicklungsingenieur Smart Charging bei Projektpartner Audi.

Mit dem Hochlauf der Elektromobilität könnten aber auch diese Mechanismen an ihre Grenzen stoßen – dann etwa, wenn zu viele Elektroautos aufgrund des gleichen Anreizes geladen werden. In diesem Fall kann es wiederum zu örtlichen Engpässen in der Niederspannung kommen. „Der Netzbetreiber muss somit eine Möglichkeit zur Überprüfung der geplanten Ladevorgänge haben“, konstatiert Uwe Klemm.

Dies wollen die Projektpartner durch die Übermittlung der individuellen Ladepläne an den zuständigen Netzbetreiber sicherstellen.

Dieser hat dann die Möglichkeit, die Pläne zu prüfen und in seiner operativen Netzauslastung zu berücksichtigen. Das kann etwa mit Hilfe der von Projektpartner MITNETZ STROM entwickelten Netz-Check-In-Logik umgesetzt werden, wie Steve Bahn, Projektleiter für NetzFlex, berichtet: „Passt der Ladeplan in die Netzauslastung, ist alles gut.“ Bis zu diesem Schritt reicht das aktuelle Projekt.

Als nächstes will man sich im Rahmen von „Smart Charging“ mit der Umsetzung möglicherweise notwendiger Anpassungen der Ladepläne beschäftigen. Steve Bahn: „Solch ein präventives Management berücksichtigt als Steuerungslogik das Interesse eines Kunden deutlich besser und gibt uns als VNB zugleich alle notwendigen Handlungsoptionen an die Hand. Eine Win-Win-Win-Situation für E-Fahrzeugbesitzer, Netzbetreiber und andere energiewirtschaftliche Markttrollen im Prozess.“

E-Fahrzeuge sind gerüstet

Audi berücksichtigte nach eigenen Angaben schon bei seinem ersten rein elektrischen Serienmodell Audi e-tron eine solche Smart

Charging-Logik. Die Ingolstädter haben in der IT ihres Fahrzeugs eine zeitliche Ladeplanung hinterlegt und nutzen dafür offene Kommunikationsstandards wie EEBUS und ISO 15118. „Wir waren uns sicher, dass diese Funktion in Zukunft eine große Bedeutung in der Energiewirtschaft erlangen wird“, erklärt Hanswerner Görlitz.

Kommunikation über CLS-Kanal

Alle Prozesse werden über die „Smart Energy Platform“ von GISA gesteuert, die auf der Software des Systementwicklers Robotron Datenbank-Software basiert. Dessen System „IoT Hub4Utilities“ kann unter anderem mit Netzleitstellen verknüpft werden und ist in einem GISA-Rechenzentrum verortet. Für die BSI-konforme Kommunikation mit der energiewirtschaftlichen Anlage, in diesem Fall dem Elektrofahrzeug, setzen die Projektteilnehmer auf die Nutzung des CLS-Kanals des Smart Meter Gateways von EMH metering. „Allein die Datenkommunikation zu beherrschen, ist komplex. Schließlich gilt es Kommunikationsverbindungen herzustellen, Daten zu konvertieren, zu packen und wieder zu entpacken“, berichtet Uwe Klemm. Gleichzeitig sieht er sie aber auch als Garant für die Zukunftsfähigkeit des Projektes, denn netzdienliche Anwendungen werden aus Sicht des gesetzlichen Regulators über das SMGW laufen. Die jüngst verkündeten Pläne des Gesetzgebers zur Neugestaltung des § 14a EnWG scheinen dem GISA-Bereichsleiter Recht zu geben.

Wie geht es nun weiter im Projekt? Die beteiligten Partner wollen weitere Anreize in das System einspeisen und die intelligente Lade-Systematik mit weiteren Partnern testen. Mittelfristig richten sich die Gedanken hin zur Integration von Vehicle-to-home sowie bis zum bidirektionalen Laden. (pq)

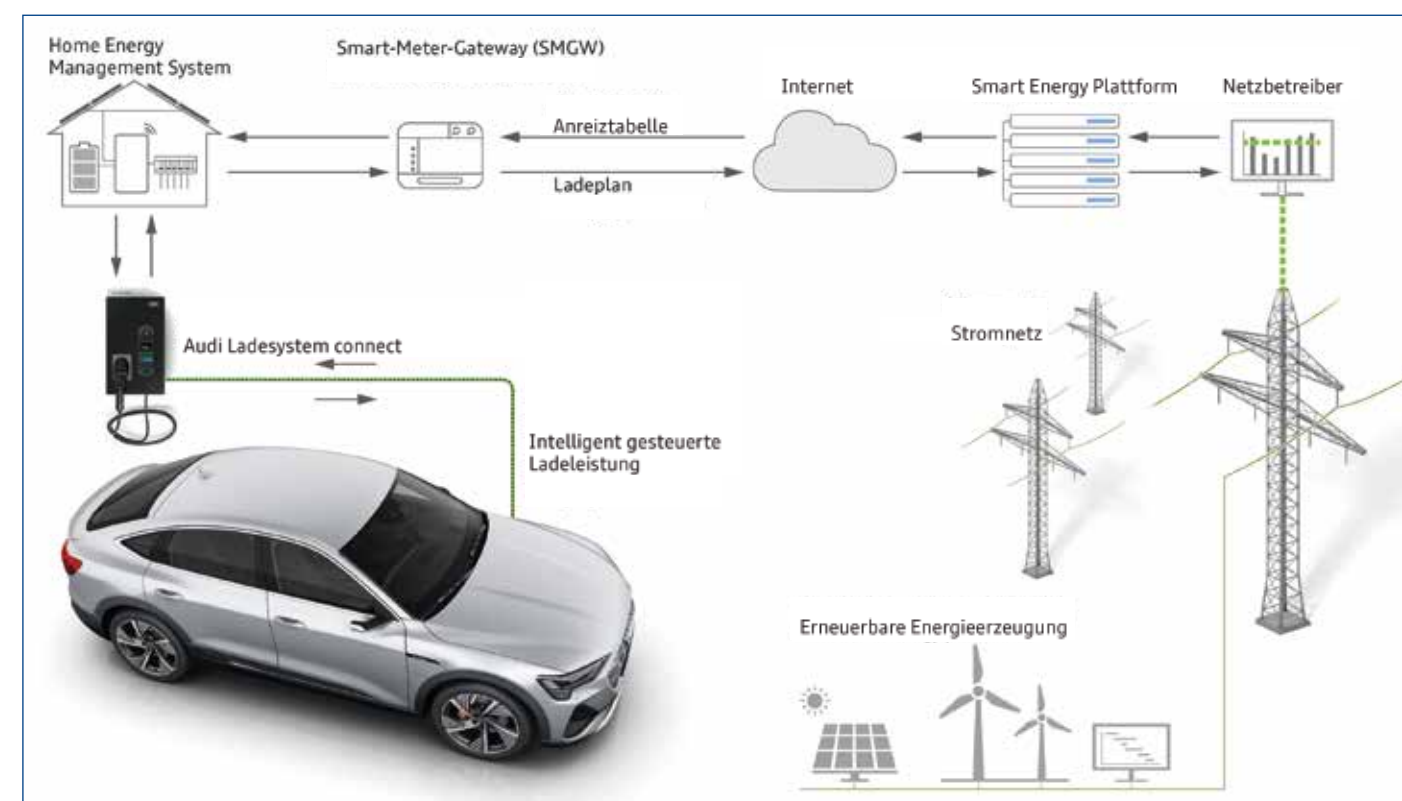
Weitere Pläne

Wie geht es nun weiter im Projekt? Die beteiligten Partner wollen weitere Anreize in das System einspeisen und die intelligente Lade-Systematik mit weiteren Partnern testen. Mittelfristig richten sich die Gedanken hin zur Integration von Vehicle-to-home sowie bis zum bidirektionalen Laden. (pq)

www.gisa.de

www.mitnetz-strom.de

www.audi.de



Der Prozess für anreizgesteuertes und dynamisches Laden unter Einbindung des VNB. (Grafik: GISA GmbH)

„NETZlabor Intelligentes Heimpladen“ erfolgreich abgeschlossen

Ein halbes Jahr lang nutzten acht Haushalte in der Stadt Wangen im Allgäu ausschließlich ein E-Auto, um damit zur Arbeit, zum Einkauf oder Sport zu kommen. Den Stromer hatte ihnen die Netze BW zur Verfügung gestellt. Im „NETZlabor Intelligentes Heimpladen“ testeten sie als sogenannte „E-Pioniere“ die Nutzung der Elektrofahrzeuge in ihrem Alltag. Die Netze BW als Netzbetreiber wollte damit herausfinden, vor welchen Herausforderungen ein örtliches Stromnetz durch den Hochlauf der Elektromobilität steht. Ende Juli wurden die Projektergebnisse im Wangener Rathaus präsentiert.

Dabei sind zwei Fragen laut Projektleiter Sven Zahorka für die Netze BW von besonderer Bedeutung: Wie wirkt sich das Ladeverhalten der E-Auto-Nutzenden auf das Stromnetz aus? Und wie kann gegengesteuert werden, wenn das Netz durch verstärktes Laden von E-Fahrzeugen im privaten Bereich an seine Belastungsgrenze kommt? Für das Projekt waren intelligente Messsysteme mit zusätzlichen Steuerboxen versehen worden, um die Ladevorgänge temporär steuern zu können. Laut Sven Zahorka habe das gut funktioniert und zeige eine Möglichkeit auf, wie eine größere Anzahl E-Fahrzeuge in ein bestehendes Stromnetz integriert werden können.

Lademanagement senkt Belastung

In den sechs Monaten des Projektes wurde in Wangen der Netze BW zufolge eine maximale Gleichzeitigkeit von 50 Prozent verzeichnet – bis zu vier von den acht Autos haben also zur gleichen Zeit geladen. Das deckte sich mit den Ergebnissen der meisten anderen Versuche, die die Netze BW zur Netzintegration von Elektromobilität durchgeführt hat, könne aber auch höher ausfallen. Die durchschnittliche Ladedauer betrug etwas mehr als drei Stunden. Alle E-Autos zusammen bezogen über die gesamte Projektdauer insgesamt fast 2.600 Stunden lang Strom. „Wir haben vor allem in den Abendstunden und unter der Woche eine deutlich höhere Belastung des Stromnetzes festgestellt. Durch intelligentes Lademanagement konnte die Netzbelastung jedoch erheblich reduziert werden“, erklärt Zahorka. Auch wenn dadurch etwas mehr Zeit benötigt wird, der Projektleiter nennt etwa 30 Minuten länger, stieß das intelligente Steuern der Ladevorgänge auf sehr große Akzeptanz, da die Autos morgens stets mit vollem Akku fahrbereit waren.

Die im Projekt getesteten intelligenten Messsysteme und Steuerboxen hätten gezeigt, dass sie Potenzial zur Vermeidung von Netzengpässen besitzen, ohne dass sich die E-Mobilisten dadurch eingeschränkt fühlten. Für Netzbetreiber bedeutet das: Ein intelligentes Lademanagement ermöglicht es, mehr Ladeinfrastruktur in ihre bestehenden Stromnetze schneller integrieren zu können.



In der Maria-Köpfler-Straße in Wangen führte die Netze BW ihr NETZlabor „Intelligentes Heimpladen“ durch. (Foto: Netze BW GmbH)

Vier weitere Standorte im NETZlabor

Mit dem Projekt in Wangen endet auch das gesamte NETZlabor „Intelligentes Heimpladen“. Neben der Stadt im Landkreis Ravensburg wurde die Projektreihe an vier weiteren Standorten in Baden-Württemberg durchgeführt: in Ettenheim und Ringsheim im Ortenaukreis sowie in Dossenheim im Rhein-Neckar-Kreis und Künzelsau im Hohenlohekreis. So konnten auch regional unterschiedliche Netzstrukturen berücksichtigt werden. Das spezifische Merkmal in Wangen: Ein Stromkreis im ländlichen Raum mit einer Kombination aus installierten Wärmestrom- und Einspeiseanlagen. Zudem zeichnete sich der Standort im Allgäu durch anspruchsvolle Witterungsbedingungen aus, insbesondere im Winter.

An den fünf Standorten nahmen in Summe 37 Haushalte teil. Ebenso viele E-Fahrzeuge hatte die Netze BW zur Verfügung gestellt. An insgesamt 913 Projekttagen wurden laut dem Netzbetreiber gut 380.000 Kilometer gefahren und 74.115 Kilowattstunden Strom geladen. „Im Laufe der 2019 gestarteten Projektreihe konnten wir eine Lademanagementlösung erproben und weiterentwickeln, die wir zukünftig für die skalierbare Ansteuerung von privaten Ladepunkten einsetzen können“, blickt Projektleiter Sven Zahorka zurück. In den Feldtests konnten Netze BW zufolge mithilfe dieser Technik durch E-Fahrzeuge verursachte Lastspitzen um 30 bis 48 Prozent reduziert werden, ohne Mobilitätseinschränkungen für die Kunden. „Unser Ziel ist es, diesen Lösungsansatz so weiterzuentwickeln, dass dieser als Standard für netzdienliches Lademanagement in Haushalten eingesetzt werden kann.“ (jr)

www.netze-bw.de

Stadtweites E-Carsharing in Ludwigshafen

Insgesamt sollen in den kommenden Monaten bis zu 27 Standorte im Ludwigshafener Stadtgebiet mit E-Carsharing-Fahrzeugen und Ladeinfrastruktur ausgestattet werden. Damit sollen den Bewohnern emissionsfreie Mobilitätsoptionen vom Kleinwagen bis zum E-Transporter angeboten werden. Zu Beginn wird je Standort ein Elektrofahrzeug eingesetzt. Wird an einzelnen Standorten ein höherer Bedarf festgestellt, soll das Angebot entsprechend angepasst werden. Umgesetzt wird das Angebot in Kooperation mit dem Frankfurter Anbieter mobileeee, der sich auf regionale e-Mobilitäts-Komplettlösungen spezialisiert hat und nach eigenen Angaben bundesweit Flottenlösungen mit E-Carsharing realisiert.

An jedem mobileeee Carsharing-Standort in Ludwigshafen werden in Kooperation mit dem Fachplanungsbüro amperio Ladestationen mit je zwei Ladepunkten aufgestellt – eine für die E-Carsharingfahrzeuge, die andere für öffentliches Laden. An allen Standorten verbaut amperio eichrechtskonforme Ladetechnik der Compleo Charging Solutions AG. Die mobileeee Ladestationen bieten Ladepunkte mit 2x 11 kW, die öffentlichen Ladestationen das Aufladen mit 22 kW AC sowie DC-Schnellladepunkte mit 50 kW Ladeleistung. Das Bezahlen ist an den öffentlichen Stationen über App, Ladekarte, Kreditkarte oder per Girocard möglich. (jr)

www.mobileeee.de
www.amperio.eu

Aral eröffnet erste Schnellladestation für E-Lkw

Mit der Inbetriebnahme seiner ersten Schnellladestation für mittelschwere und schwere elektrisch angetriebene Lkw baut Aral das Netz an ultraschnellen Lademöglichkeiten weiter aus. Die Aral-Tankstelle in Schwegenheim in Rheinland-Pfalz verfügt über zwei 300-kW-Schnellladesäulen, die vollständig mit erneuerbarer Energie betrieben werden. Hier kann dem Unternehmen zufolge ein E-Lkw, der mit 300 kW geladen wird, während der 45-minütigen, gesetzlich vorgeschriebenen Pause des/der Fahrenden ausreichend Strom für etwa 150 bis 200 Kilometer tanken.

„Nachdem der Wandel zu E-Fahrzeugen in Europa bereits weit vorangeschritten ist, sehen wir nun auch den Übergang zu elek-

trischen Lkw. Bei Lkw-Herstellern und Lkw-Flottenbetreibern besteht hohes Interesse an kohlenstoffarmen Alternativkraftstoffen, die Elektrifizierung ist eine attraktive Option. Die Eröffnung unserer ersten Lkw-Ladestation in Schwegenheim ist ein wichtiger Meilenstein für Aral und die Branche“, berichtet Patrick Wendeler, Vorstandsvorsitzender der Aral AG.

Im Jahr 2021 wurden in Deutschland rund 1.000 batterie-elektrische Lkw verkauft. In Europa erwarten die Marktforschungsspezialisten von Research and Markets bis 2030 einen Absatz von 150.000 Einheiten – mit 43 Prozent werde die höchste Marktdurchdringung in Deutschland erreicht. (jr)

www.aral.de



Aral eröffnet die erste Ladestation für elektrische Lkw in Rheinland-Pfalz innerhalb des bp Konzerns. (Foto: Aral AG)



Vom Parkhaus zum großen Stromspeicher

Werden Parkhäuser künftig als Stromzwischenpeicher für netzdienliches Laden genutzt? Noch ist das dafür notwendige bidirektionale Be- und Entladen von Elektrofahrzeugen ein theoretisches Konstrukt. Im Parkhaus Langer Graben in der Innenstadt von Schwäbisch Hall untersuchen die Stadtwerke Schwäbisch Hall mit ihrem Beteiligungsunternehmen enisyst GmbH und der Hochschule für Technik Stuttgart (HFT) als wissenschaftlicher Partner im Projekt „Smart_E_Park“, wie die Vision umgesetzt werden kann.

Der Versorger und der Landkreis Schwäbisch Hall hatten als gemeinsame Eigentümer das Parkhaus saniert und im Oktober 2021 wieder geöffnet. Seitdem stehen an rund 100 der insgesamt 500 Parkplätze jeweils maximal 22 Kilowatt Ladeleistung für Elektromobile zur Verfügung. Beim Laden sind jedoch verschiedene Restriktionen zu beachten. So ist der neue Trafo am Parkhaus für ein Megawatt maximaler Leistung ausgelegt. „Es können also allein schon aus kapazitiven Gründen nicht alle E-Fahrzeuge in dem Parkhaus gleichzeitig geladen werden“, erläutert Prof. Dr. Bastian Schröter von der HFT Stuttgart die Herausforderungen. „Vielmehr ist eine intelligente Steuerung der Ladevorgänge erforderlich, um Ladekapazität, Stromangebot und -nachfrage in Einklang zu bringen und aus dem Ladebetrieb ein wirtschaftlich tragfähiges Geschäftsmodell zu machen.“

Über die eingesetzte Ladetechnik – ein kaskadierendes Anschlusssystem mit intelligenten Verteilerboxen – und das von enisyst entwickelte Lademanagementsystem können Lasten verteilt werden. Wenn mehr Fahrzeuge geladen werden müssen, wird die spezifische Ladeleistung runtergefahren. Zudem können einzelne Ladepunkte priorisiert und mit höherer Ladeleistung ausgestattet werden, wenn Kunden etwa bereit sind, mehr dafür zu bezahlen.

Integration in kaufmännische Prozesse

Eine weitere Aufgabe ist die Anbindung der Ladeprozesse in die Verbrauchsabrechnung. „Die Zukunft wird sicherlich sein, dass der Stromverbrauch daheim und der im Parkhaus gezapfte Ladestrom auf einer Abrechnung stehen, die monatlich gestellt wird“, erläutert Matthias Knödler, Bereichsleiter Energiewirtschaft und Prokurist der Stadtwerke Schwäbisch Hall. „Der Rollout intelligenter Messsysteme schafft dafür die technischen Maßnahmen auf der

Im Parkhaus Langer Graben in der Innenstadt von Schwäbisch Hall sollen E-Fahrzeuge perspektivisch für bidirektionales Laden eingesetzt werden.
(Foto: Stadtwerke Schwäbisch Hall GmbH / Ufuk Arslan)

Metering-Seite.“ Gleiches gelte für die Realisierung flexibler Lade-tarife im Viertelstundenraster. Auch sie stellen ein Instrument für die Netzlaststeuerung dar, weil Kunden Strom dann günstig tanken können, wenn davon viel vorhanden ist.

Schwierige Prognosen zum Ladeverhalten

Um ein E-Parkhaus vorausschauend steuern zu können, müssen zahlreiche Informationen und Daten verarbeitet werden. Wann laden die E-Mobilisten? Um welche Fahrzeugtypen und Batteriekapazitäten handelt es sich? In welchem Batterieladestatus erreichen sie den Ladeplatz? Wie lange und wie viel Strom laden sie? Die Hochlaufphase – bislang sind die E-Ladeplätze in der Spitze zu maximal einem Drittel belegt – vermittelt laut Prof. Schröter bereits aufschlussreiche Ergebnisse: „Die Leute fahren das Auto nicht leer und tanken dann wieder voll. Es wird viel öfter und auch nur teil-aufgeladen – selbst bei noch hohen Ladeständen. Das macht Prognosen natürlich sehr kompliziert. Aber wir schaffen es mittlerweile mit unseren KI-basierten Algorithmen eine Auslastungsprognose zu erzeugen, die sich recht genau mit der Realität deckt.“

Erschwerend kommt hinzu, dass die Ladekurve sich durch externe Faktoren in Zukunft verändern kann und ständig nachjustiert werden muss. Schließlich könne man die Ladekurve vom Parkhaus Langer Graben nicht mit beispielsweise einem Parkhaus auf einem Firmengelände oder in einem Altstadtquartier vergleichen, meint Professor Schröter. „Es macht sicherlich einen Unterschied, ob es sich um ein innerstädtisches Parkhaus handelt, das die Leute für ihren Einkauf nutzen, oder ob das Parkhaus im Altbau-Wohnquartier ohne zugehörige Tiefgaragen steht und quasi als eine Art Tankstelle für die Nacht fungiert.“

Fernziel bidirektionales Laden

Trotz aller zu nehmenden Hürden halte man am Fernziel fest, die E-Fahrzeuge im Parkhaus für bidirektionales Laden einzusetzen. Vereinfacht kalkuliert könnten den Projektpartnern zufolge 100 Fahrzeuge bis zu acht Megawattstunden Strom speichern, das decke mehr als den zweifachen Jahresstromverbrauch eines durchschnittlichen Haushalts ab.

Die Stadtwerke Schwäbisch Hall wollen den zu erwartenden Ansturm bei Elektroautos nicht nur netztechnisch im Griff haben, sondern aus dem Betrieb des E-Parkhauses auch ein Geschäftsmodell entwickeln. So könnte das Parkhaus einen Teil der gespeicherten Energie als Regelreserve nutzbar machen. Thomas Deeg, Abteilungsleiter Energiehandel, Marketing und Vertrieb bei den Stadtwerken Schwäbisch Hall, sieht das E-Parkhaus perspektivisch als Instrument für den Redispatch-Prozess: „Letztlich geht es darum, Lösungen zu finden, die das Parkhaus zum Erbringer netzdienlicher Leistungen machen.“ (ds)

www.sherpa-x.de

a-eberle 
A. Eberle GmbH & Co. KG
Frankenstraße 160
90461 Nürnberg
info@a-eberle.de
www.a-eberle.de

Messen. Regeln. In allen Netzen.

Die Netzinfrastruktur von morgen mitgestalten – das ist unsere Aufgabe. Mit unseren zukunftsorientierten Lösungen im Bereich der Mess- und Regelungstechnik unterstützen wir unsere Kunden, um gemeinsam für kommende Herausforderungen gerüstet zu sein. Unsere Produkte umfassen die Bereiche Power Quality, (Nieder-)Spannungsregelung, Kurzschluss- & Erdschlusssortierung, Erdschlusskompensation & Stromeinspeisung.



ASP-Agentur NRW KG
Herr Werner Isenberg
Kamen Karree 6i · 59174 Kamen
Tel. +49 (2307) 93 120 00
post@verbrauchsablesung.com
www.verbrauchsablesung.com

Zählerablesung, Kundenselbstablesung mit Fotodokumentation über die digitale Ablesekarte inklusive Plausibilitätsprüfung, der Mix aus Anschreiben mit QR-Code, Vor- und Nachkampagnen erzielen wir in der Kundenselbstablesung einen Rücklauf mit hoher Qualität. Die Kombination visuelle Ablesung ermöglicht im Ablesevorgang zusätzliche Informationen für den Smart Meter Rollout zu ermitteln, die erfassten Daten werden Just-in-Time samt Belegfotos übermittelt. Ein Workforce-Management-Tool unterstützt den gesamten Prozess.

axians 
Axians Deutschland
Colmarer Straße 5
60528 Frankfurt
Tel. +49 731 1551-0
Fax +49 731 1551-555
info@axians.de
www.axians.de

Mit einem 360° ICT-Portfolio unterstützen wir Unternehmen, Netzbetreiber und Service Provider sowie Kommunen und öffentliche Einrichtungen dabei, ihre digitalen Infrastrukturen und Geschäftsanwendungen zu entwickeln, zu bauen und zu betreiben. Die Unternehmensgruppe Axians in Deutschland ist Teil des globalen Markennetzwerks für ICT-Lösungen von VINCI Energies.

co.met 
co.met GmbH
Peter Hennrich
Hohenzollernstraße 75 · 66117 Saarbrücken
Tel. +49 681-587 2292 · Fax +49 681-587 2371
kontakt@co-met.info
www.co-met.info

co.met GmbH ist zu 100% kommunal und zählt mit über 600 Kunden aus dem Stadtwerke- und Versorgerumfeld zu Deutschlands führenden Energiemarkt- und Metering-Dienstleistern. Unsere praxisnahen Prozessdienstleistungen für alle Belange des Messwesens und des IMS-Rollouts werden durch ein maßgeschneidertes Beratungs- und Workshop-Programm komplettiert. Durch die Digitalisierung der Energiewende im Kontext Fernablesbarkeit setzen unsere Lösungen auch auf LoRa-Anwendungen und weitere Services zur funkbasierten Datenerhebung.

efr 
EFR GmbH
Nymphenburger Straße 20 b
80335 München
T +49 89 9041020-0 · F +49 89 9041020-32
info@efr.de
www.efr.de

(R)echtzeitig schalten – unter diesem Motto bietet EFR Lösungen für Netzbetreiber zur Netzoptimierung und zur Umsetzung zukunftsicherer Smart-Grid- und Smart-Metering-Konzepte. EFR entwickelt Smart Meter Gateways (BSI-DSZ-CC-1000) und ist Anbieter von FNN-Basiszählern, mMe, iMsys sowie einer Ladestation für Elektrofahrzeuge und Software für das CLS-Management. Im Portfolio sind ebenso langwellen- und mobilfunkbasierte Dienste sowie Geräte und Software zur Tarif-, Last- und Beleuchtungssteuerung oder für das Netzmanagement.



Antennentechnik Bad Blankenburg
In der Buttergrube 3-7
99428 Weimar
Telefon: +49 3643 4771 0
Telefax: +49 3643 4771 190
info@desaysv.de
www.attb.de

We drive connectivity. Antennentechnik Bad Blankenburg entwickelt und fertigt funkbasierte Vernetzungslösungen für unterschiedliche Branchen und Anwendungen. Darunter Antennen für Fahrzeuge, Behörden- und Sicherheitsfunk, Industrie 4.0 und den Energiesektor. Mit eigener Forschung, Entwicklung und Produktion stehen wir seit 1919 für höchste Qualität und Zuverlässigkeit „Made in Germany“.



A/V/E GmbH
Magdeburger Straße 51
06112 Halle (Saale)
T +49 345 1324-0
info@ave-online.de
www.ave-online.de

Als Service- und Support-Spezialist unterstützt A/V/E an der Stelle, wo automatisierte Prozesse an ihre Grenze kommen. Ob Online-Portale, Solarprodukte oder Stromtarife – wir bieten passgenaue Dienstleistungen entlang der Customer Journey. Mit 30 Jahren Erfahrung in der Energiewirtschaft begleiten wir Digitalisierungs- sowie Smart Energy-Strategien und sichern die Kundenzufriedenheit durch kompetenten Support für Portale und Lösungen, eine fristgerechte Prozessabwicklung im Einspeisemanagement u.v.m.



Citel Electronics GmbH
Feldstraße 4
44867 Bochum
Tel. +49 2327 6057 0
info@citel.de
www.citel.de

Citel Electronics GmbH – innovativer Überspannungsschutz
Seit 1937 schützt Citel weltweit Anlagen vor transienten Überspannungen. Als Spezialist für den Blitz- und Überspannungsschutz entwickelt und fertigt das inhabergeführte Unternehmen Produkte für Anwendungen im Schaltschranksbau, der Gebäudetechnik, aber auch zum Schutz der Investitionen im LED Bereich oder der Photovoltaik. Märkte der IoT, E-Mobilität oder ESS profitieren vom Pioniergeist. Kundenspezifische Lösungen runden das Portfolio ab.

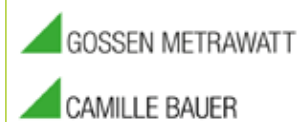
CONSULECTRA 
Kompetenz in Energie
CONSULECTRA GmbH
Osterbekstraße 90 a
22083 Hamburg
Tel. +49 40 27899-0
consulting@consulectra.de
www.consulectra.de

CONSULECTRA gehört seit über 45 Jahren zu den führenden Beratungs- und Planungsunternehmen in der Energie- und Versorgungswirtschaft. Zum Leistungsspektrum zählen die Einführung und Weiterentwicklung von IT-Systemen mit dem Schwerpunkt Leitsysteme und Netzführung, die Prozess- und Organisationsberatung, die Planung, Projektierung und Bauüberwachung von Energienetzen und -anlagen, die Erstellung von Konzepten zur Umsetzung von E-Mobilitäts- und Digitalisierungsstrategien für kommunale Unternehmen sowie die Sicherstellung der Informations- und IT-Sicherheit.



GISA GmbH
Leipziger Chaussee 191a · 06112 Halle (Saale)
Tel. +49 345 585 0
Fax +49 345 585 2177
kontakt@gisa.de
www.gisa.de

Als IT-Komplettdienstleister und Branchen-Experte für Energie, den Public Sektor und Industrieunternehmen bietet GISA innovative IT-Lösungen für alle branchenspezifischen Prozesse. Mit exzellenten IT-Know-how unterstützt das Unternehmen von der Entwicklung und Implementierung der Lösungen, über die Anwenderbetreuung bis hin zum Outsourcing kompletter Geschäftsprozesse und IT-Infrastrukturen.



Gossen Metrawatt GmbH
Südwestpark 15 · 90449 Nürnberg
Tel. +49 911/8602-111
Fax +49 911/8602-777
vertrieb@gossenmetrawatt.com
www.gossenmetrawatt.com

DIE GMC-INSTRUMENTS Gruppe steht mit ihren Marken CAMILLE BAUER und GOSSEN METRAWATT seit über 114 Jahren für Präzision, Genauigkeit und Zuverlässigkeit im Bereich der Energiemesstechnik. Mit hochwertigen Komponenten und Lösungen sowie kompetenter Dienstleistung liefern wir maßgeschneiderte Systeme für die Energiedatenerfassung, die situative und kontinuierliche Überwachung der Netzqualität (EN50160) sowie der Differenzstrommessung (RCM) – für die Sicherung Ihrer elektrischen Energieversorgung!



GreenGate AG
Alte Brücke 6
51570 Windeck
Tel. +49 2243 92307-0
info@greengate.de
www.greengate.de

Die GreenGate AG verfügt über mehr als 20 Jahre Expertise in der Entwicklung und Implementierung hochleistungsfähiger Softwarelösungen. Mit der Software GS-Service für Workforce Management und Betriebsführung lassen sich Planungs-, Dokumentations- und Organisationsfunktionen geschickt zusammenfassen. GS-Service ermöglicht es, Betriebskosten zu senken, einen störungsarmen Netzbetrieb sicherzustellen und die Arbeitsprozesse optimal zu steuern, sowie die Personaleinsatzplanung zu optimieren.



MeterPan GmbH
Rathausallee 33 · 22846 Norderstedt
Tel. +49 40 52506 111
Fax +49 40 52506 444
info@meterpan.de
www.meterpan.de

MeterPan ist spezialisierter Full-Service-Anbieter für alle Themen rund um das digitale Messwesen. Der Metering-as-a-Service (MaaS) der MeterPan vereint sämtliche Anforderungen und Möglichkeiten des modernen Messwesens – von intelligenten Messsystemen bis hin zum vollumfänglichen Submetering stellen wir Ihnen die Daten nach Ihrem individuellen Bedarf zur Verfügung. Erreichen Sie neue MaaS-Stäbe mit uns und profitieren von maximaler Flexibilität, sowohl kaufmännisch als auch prozessual.



Mitteldeutsche Netzgesellschaft Strom mbH (MITNETZ STROM)
Industriestraße 10 · 06184 Kabelsketal
Tel. +49 345 216-0 · Fax +49 345 216-2311
info@mitnetz-strom.de
www.mitnetz-strom.de

MITNETZ STROM ist der größte Verteilnetzbetreiber in Ostdeutschland. Wir verstehen uns als Komplett-Dienstleister für den Smart Meter Rollout. Als zertifizierter Smart Meter Gateway Administrator übernehmen wir auf Wunsch die gesamte Einführung intelligenter Messsysteme. Ob Auswahl und Beschaffung, Einrichtung und Überwachung, Betrieb und Entstörung, Abrechnung und Bilanzierung, Vertrags- oder Datenmanagement: Unser Angebot deckt alle Bereiche ab. Die Dienstleistungen sind auch einzeln abrufbar. So können Messstellenbetreiber den Leistungsumfang genau auf ihre Anforderungen anpassen.



HORIZONTE-Group Aktiengesellschaft
Habsburgerstrasse 22
CH-6003 Luzern
Tel. +41 41 511 37 10
Fax +41 41 511 37 11
www.horizonte.group

Dezentralisierung + Digitalisierung + Regulierung = Change

Die neue HORIZONTE-Group bringt ihre Kunden voran. Was zeichnet uns aus? Einsatzbereitschaft? Spaß an der Veränderung? Unbedingter Einsatz für Ihren Erfolg? Natürlich! Aber nicht nur. Wir sind die Spezialisten für den Energiesektor und dessen anstehender Transformation. Resulting macht den Unterschied!



IK Elektronik GmbH
Friedrichsgrüner Straße 11-13
08262 Muldenhammer
Tel. +49 37465 4092-0
info@ik-elektronik.com
www.ik-elektronik.de

IK Elektronik ist Spezialist für Funkelektronik. Als Dienstleister entwickelt und fertigt IK Elektronik Produkte für die Energiewirtschaft, Industrie- und Heimautomatisierung, Gebäudesicherheit und Bahnanwendungen. Mit dem StromPager-System bietet IK Elektronik eine funkbasierte, deutschlandweit verfügbare SmartGrid-Technologie zur sicheren und zuverlässigen Last- und Einspeisesteuerung. Die Produktreihe der Meter To Cloud Adapter MCA ermöglicht Energiedienstleistern, ihren Strom-Endkunden vielfältige Mehrwertdienste anzubieten.



Ormazabal GmbH
Am Neuerhof 31 · 47804 Krefeld
Tel. +49 2151 4541 0
Fax +49 2151 4541 499
vertrieb@ormazabal.de
www.ormazabal.com/de

Ormazabal ist einer der international führenden Hersteller von Schaltanlagen, kompletten Transformatorstationen und Verteiltransformatoren. Mit 2.400 Mitarbeitenden, 16 Industriestandorten und Präsenz in mehr als 50 Ländern sorgt Ormazabal weltweit für sichere Energieverteilung. Ormazabal Deutschland ist mit lokalem Knowhow und globaler Erfahrung Partner für Projekte in der Mittelspannung – von der Planung bis hin zur Installation. Die innovativen Lösungen von Ormazabal kommen u.a. im Bereich Smart Grid, erneuerbare Energien, Industrie, Transport und Infrastruktur zum Einsatz.



PQ Plus GmbH
Herr Daniel Fierus-Beyer
Hagenauer Straße 6 · 91094 Langensendelbach
Tel. +49 9133-60640-0 · Fax +49 9133-60640-100
info@pq-plus.de
www.pq-plus.de

Die Firma PQ Plus bildet mit der hochmodernen Gerätepalette der Baureihe UMD vom einfachen Universalmessgerät bis hin zum Netzqualitätsanalysator nach EN 61000-4-30 in Klasse S und Klasse A, die wohl kompletteste Baureihe am Markt ab. Das Spektrum von Fronttafeleinbau- und Hutschienenmessgeräten bietet Betriebsstrommessungen inklusive der Netzqualität vollwertig nach DIN EN 5016, Differenzstrommessungen und die Messung in Gleichspannungsnetzen. Gridcal bietet die Digitalisierungslösung für ONS.



ITC AG
Ostra-Allee 9
01067 Dresden
T +49 351 32017 600
info@itc-ag.com
www.itc-ag.com
www.online-enms.de

Spezialisierte Software-Entwickler für Energiemanagement-Plattformen und Portal-Lösungen: • cloudbasierte Energiemanagement-Software • professionelle Portale für Customer-Care • Apps für Vertrieb, E-Mobility, Smart-Energy • Netzportal für digitale Hausanschlussprozesse • Visualisierung von Daten aus Smart Meter und iMSYs • Einfache Integration beliebiger Backendsysteme
Mit mehr als 450 Kunden in Europa im Bereich der Energiedienstleister und Versorgungswirtschaft führender Anbieter von Internet-Portalen.



IVU Informationssysteme GmbH
Rathausallee 33, 22846 Norderstedt
Tel.: +49 40 52506 400
Fax: +49 40 52506 444
info@ivugmbh.de
www.ivugmbh.de

Die IVU ist mit über 20 Jahren Erfahrung ein etablierter und prozessorientierter IT-Consulter in der Versorgungswirtschaft. Unser Expertenteam steht Ihnen mit fundierter Branchenkompetenz nicht nur beratend zur Seite, sondern begleitet Sie auf den Weg in eine zunehmend digitalisierte Versorgung auch mit der Betreuung, Entwicklung und Implementierung von innovativen Lösungen. Dabei profitieren unsere Kunden vor allem auch von der langjährigen Zusammenarbeit mit der VU-ARGE.



PUC Antennas & Equipment GmbH
Herr Christian Cielinski
Isaac-Newton-Straße 3 · 59423 Unna
Tel. +49 2303 902 88 00 · Fax +49 2303 902 88 27
puc@puc.de
www.antennenshop.com · www.puc.de

Spezialisiert u.a. auf Antennen und Zubehör für die IoT Branche, für LTE/ CDMA 450 oder viele andere Frequenzen. Produkte von Panorama Antennas Ltd., einem der letzten unabhängigen Antennen Hersteller Europas. Antennen zu Großserien-Preisen geliefert ab Menge 1!
Egal ob Antennen, Kabel oder Stecker von PUC bekommen sie alles was Sie für den gelungenen Hochfrequenzanschluss Ihres IoT Systems, Ihres SMGW und Smart Grids benötigen.



rku.it GmbH
Westring 301 · 44629 Herne
Telefon: +49 2323 3688-0
Telefax: +49 2323 3688-680
kontakt@rku-it.de
www.rku-it.de

Im Herzen der Metropole Ruhr zu Hause, in der kommunalen Versorgungs- und Verkehrswirtschaft daheim. Als führender Service-Provider und Beratungspartner von IT-Lösungen liefern wir unseren Kunden die Basis für die Daseinsvorsorge der Menschen ihrer Regionen, um ihnen so einen sorgenfreien Alltag zu ermöglichen. Dafür verbinden wir langjähriges Branchen-Know-how mit zukunftsfähigen Ideen und der Umsetzung durch Experten. Sicher, innovativ und flexibel. Seit 1961.



Janitza electronics GmbH
Vor dem Polstück 6
35633 Lahnau
Tel. +49 6441 9642 0
info@janitza.de
www.janitza.de

Janitza electronics GmbH – Energiemesstechnik vom Spezialisten

Janitza electronics GmbH ist ein deutsches Unternehmen, das seit über 30 Jahren in über 60 Ländern als Hersteller von Energiemesstechnik, Blindleistungsreglern, Oberschwingungsfiltern und Kompensationsanlagen aktiv ist. Die UMG-Messgeräte, GridVis®-Software und Komponenten vereinen 3 Lösungen – Energiedatenmanagement, Spannungsqualitäts-Monitoring und Differenzstrommessung (RCM) – in einer gemeinsamen Systemumgebung.



Landis+Gyr GmbH
Humboldtstraße 64 · D-90459 Nürnberg
Tel. +49 911 95034-999
Fax +49 911 723-7301
info-nbg.de@landisgyr.com
www.landisgyr.eu

Landis+Gyr ist der global führende Anbieter integrierter Energiemanagement-Lösungen für die aktuellen und zukünftigen Marktanforderungen in den Bereichen Energie, Gas und Wärme/Kälte. Vom modernen Haushalts- und Hochpräzisions-Zähler in Gewerbe und Industrie, über Kommunikations- und Software-Lösungen bis hin zum Full-Service-Angebot für Energieversorger und Verteilnetzbetreiber – gemeinsam mit unseren Kunden gestalten wir die Zukunft der Energiemärkte!



SAE IT-systems GmbH & Co. KG
Im Gewerbegebiet Pesch 14 · 50767 Köln
Tel. +49 221 59808-0
Fax +49 221 59808-60
info@sae-it.de
www.sae-it.com

50 Jahre Kompetenz in Fernwirk- und Stationsleittechnik für die Einsatzbereiche Strom, Gas, Wärme, Wasser, Industrie und Infrastruktur, ausgezeichnete Innovationsfähigkeit und ein umfangreiches Dienstleistungsangebot – das zeichnet SAE aus! Unser Erfolg basiert auf dem Know-how unserer mehr als 100 Mitarbeiter, die praxisorientierte Feldgeräte und Softwaretools mit einem hohen Maß an IT-Sicherheit entwickeln, produzieren und bei Bedarf zu installationstauglichen Komplettlösungen zusammenstellen. Von der Planung bis zur Inbetriebnahme: **Wir denken in Lösungen.**



Sagemcom Dr. Neuhaus GmbH
Papenreye 65 · 22453 Hamburg
Tel. +49 40 55304-0
Fax +49 40 55304-180
vertrieb@neuhaus.de
www.sagemcom.com/neuhaus

Sagemcom Dr. Neuhaus steht für Innovation und Qualität in den Bereichen Smart Metering, Smart Grid und M2M-Kommunikation. Als Pionier der GPRS-Technologie entwickelt und produziert das Unternehmen seit mehr als 35 Jahren „Made in Germany“ Modems, Gateways und Router für die sichere und zuverlässige Datenkommunikation. Das intelligente Messsystem, bestehend aus smartem Zähler, Smart Meter Gateway und Steuerbox, ermöglicht die hochsichere und gesetzeskonforme Energieverteilung von morgen. Wir bieten sowohl einzelne Produkte als auch komplette Smart Metering Lösungen an. **Sagemcom – von A wie Admin Software bis Z wie Zähler**



Sagemcom Fröschl GmbH
Hauserbachstraße 7-10 · 93194 Walderbach
Tel. +49 94649400-134
Fax +49 94649400-857
vertrieb@froeschl.de
www.sagemcom.com/froeschl

Sagemcom Fröschl relauncht seit 1994 als Softwareunternehmen im Bereich Messdatenerfassung und Management den Energiemarkt weltweit. Unsere bewährten Lösungen helfen Energieversorgern sowie der Großindustrie Zählerdaten sicher auszulesen und im Feld verbaute Zähler, Gateways und Steuerboxen effizient zu verwalten. Täglich erfasst unsere gesetzeskonforme und hochskalierbare Software mehr als 5 Mio. Zählpunkte. Durch unser Smart Metering Know-how sind wir das Software-Kompetenzzentrum im global agierenden Sagemcom-Konzern. **Sagemcom – von A wie Admin Software bis Z wie Zähler**



SoftProject GmbH
Herr Uwe Jeschke
Am Erlengraben 3 · 76275 Ettlingen
Tel. +49 172 6356107
uwe.jeschke@softproject.de
www.softproject.de

Seit dem Jahr 2000 bietet die SoftProject GmbH Unternehmen Produkte und Services rund um die Digitalisierung und Automatisierung von Geschäftsprozessen. Zahlreiche Energieversorgungsunternehmen beschleunigen ihre Digitalisierungsprojekte mit der Low-Code-Plattform X4 BPMS und vorkonfigurierten Branchenlösungen und -adaptern „out of the box“. Dazu zählen der automatisierte Netzanschlussprozess, Kunden- und Nachunternehmerportale, Stammdatenaustausch, Smart Metering oder die Umsetzung von Redispatch 2.0. Das Unternehmen zählt mehr als 300 Kunden weltweit und beschäftigt über 120 Mitarbeiter.



Theben AG
Marco Sauer
Hohenbergstraße 32 · 72401 Haigerloch
Tel. +49 175 40 79 382 · Fax +49 7474 692-199
marco.sauer@theben.de
www.smart-metering-theben.de

Theben – neue Energie für Stadtwerke und Energieversorger

Theben Smart Energy ist eine Business Unit der Theben AG, die sich erfolgreich mit der Entwicklung von Smart Meter Gateways beschäftigt. Entwickelt und produziert wird das Smart Meter Gateway (SMGW) CONEXA in einer nach Common Criteria und EAL 4+ zertifizierten Entwicklungs- und Produktionsumgebung in Haigerloch. Neben den Vorgaben von BSI, PTB und FNHN stehen die Themen Interoperabilität und Mehrwerte im Fokus. Theben Smart Energy bildet damit einen wichtigen Baustein zur erfolgreichen Realisierung der Energiewende.



telent GmbH
Gerberstraße 34 · 71522 Backnang
Tel. +49 7191 900-0
Fax +49 7191 900-2202
info.germany@telent.de
Internet: www.telent.de

Systemlösungen und Services aus einer Hand

Die telent GmbH bietet maßgeschneiderte Technologielösungen und Services im Bereich Kritischer Infrastrukturen (KRITIS), Digitalisierung und Industrie 4.0. Bei der Vernetzung und Automatisierung digitaler Geschäftsprozesse setzt telent vor allem auf umfassende Kompetenz in den Bereichen Cybersecurity, moderne IP- und Betriebsnetze, PMR, IoT, Wireless-Access (4G/LTE/5G) sowie auf Technologie- und Infrastruktur-Services, u. a. für die Elektromobilität.



Trimble Solutions Germany GmbH
Dipl. Ing. Martin Klein
Am Prime-Parc 11
65479 Raunheim
Tel: +49 6142 2100 430
Mail: martin.klein@trimble.com
web: utilities.trimble.de

Trimble bietet Lösungen für das Asset- und Netz-Lebenszyklusmanagement für Flächenversorger und Stadtwerke. Die Lösungen kombinieren Asset-Management-Tools mit GIS-Software und Anwendungen für Netzplanung, Bau, Betrieb und Instandhaltung. Der Einsatz mobiler Lösungen unterstützt die Daten-Kommunikation von Büro und Außendienst und visualisiert Netzdaten mit Augmented Reality. Der „digitale Zwilling“ des Netzes ist der Schlüssel zur Verbesserung der Investitions- und Betriebseffizienz, der Versorgungszuverlässigkeit, der Systemstabilität, der Sicherheit und des Kundendienstes.



VIVAVIS AG
Nobelstraße 18
76275 Ettlingen
Tel. +49 7243 218 0
Fax +49 7243 218 100
info@vivavis.com
www.vivavis.com

Die VIVAVIS AG bietet ein übergreifendes und innovatives Lösungsportfolio, das ausgerichtet ist auf alle Aspekte der Digitalisierung in Energieversorgung, Industrie, kommunaler Wirtschaft sowie Sicherheitsorganisationen. Mit der VIVAVIS AG bündeln wir unsere Kompetenzen und unser Portfolio für Lösungen rund um die Themen Netze, Metering, Wasser, Quartiere, Industrie und kommunale Verwaltung. Mit mehr als 800 qualifizierten Mitarbeitern wurde im Jahr 2020 ein Umsatz von ca. 110 Mio. Euro erzielt.



VOLTARIS GmbH
Voltastraße 3 · 67133 Maxdorf
Tel. +49 6237 935-414
Fax +49 6237 935-419
info@voltaris.de
www.voltaris.de

VOLTARIS ist der Experte für alle Leistungen im klassischen und intelligenten Metering. Wir bieten Energielieferanten, Netzbetreibern und Industrie modulare Lösungen entlang der gesamten Prozesskette des grundzuständigen und wettbewerblichen Messstellenbetriebs: Gerätemanagement, Gateway-Administration, Mess- und Energiedatenmanagement für alle Marktkrollen sowie Mehrwertdienste mit dem intelligenten Messsystem wie Submetering, Visualisierung und Steuerung.



ZENNER International GmbH & Co. KG
Römerstadt 6 · 66121 Saarbrücken
Tel. +49 681 99 676-30
Fax. +49 681 99676-3100
info@zenner.com
www.zenner.de

ZENNER gehört zu den weltweit führenden Anbietern innovativer Messtechnik und Systemlösungen. ZENNER verbindet Wasser-, Wärme- und Gaszähler, Heizkostenverteiler, Rauchmelder und Sensoren mit smarter Systemtechnik für M-Bus, Funk und das Internet der Dinge. So bietet ZENNER intelligente Komplettlösungen für Energieversorger, Stadtwerke und andere Branchen aus einer Hand. ZENNER ist weltweit an mehr als 25 Standorten vertreten und produziert und verkauft jährlich mehr als 8 Millionen Messgeräte und Sensoren.

Unternehmensindex

450connect GmbH	18-19	E-world	
A. Eberle GmbH & Co. KG	7	energy & water	9, 12-13, 16, 32
ABO Wind AG	8	GasLINE GmbH & Co. KG	19
Alliander AG	19	Gelsenwasser AG	32
amperio GmbH	47	GISA GmbH	44-45
Aral AG	47	Global Wind Energy	
Audi AG	44-45	Council	40-41
Azienda Trasporti Milanese	5	Green Energy 3000 GmbH	43
BDEW e.V.	9, 15, 27	GreenAlp	5
BMWK	17, 34, 35	GVO MEDIA	8
BP p.l.c.	47	GWA Gruppe	35
Brandeis Digital GmbH	30	Hamburg Messe	
BSI	17, 34, 45	und Congress GmbH	40-41
Bundesnetzagentur	17, 19	Heinz Lackmann	
Bundesverband		GmbH & Co. KG	36-37
WindEnergie e.V.	40-41	Hitachi Energy Ltd.	6
co2online gGmbH	9	Hochschule für	
Compleo Charging		Technik Stuttgart	48
Solutions AG	47	I-care SRL	2, 22-23
Deutsche Energie-		Innogy SE	19
Agentur GmbH	4	IVU Informationssysteme	
Digicomm Gesellschaft für Kom-		GmbH	5
munikationssysteme mbH	19	Kelag Energie &	
E.ON SE	5, 8, 19	Wärme GmbH	2, 38-39
e2m Energy2market GmbH	43	Kelag-Kärntner	
EDF Group	43	Elektrizitäts-AG	38
EDF Trading	43	Lime Technologies	33
EEC Engie	5	Maschinenfabrik	
Elvaco AB	38-39	Reinhausen GmbH	4
Elvexys SA	20-21	Microsoft Corporation	8
EMH metering		Mitteldeutsche Netzgesell-	
GmbH & Co. KG	45	schaft Strom mbH	44-45
EnBW Energie Baden-		mobileeee GmbH	47
Württemberg AG	16, 19, 24-25	MVV Energie AG	42
energinc AG	42	Netze BW GmbH	16, 19, 24-25, 46
energiehoch3 GmbH	32	Oiken SA	20-21
enisyst GmbH	48		

Power Plus	VDMA e.V.	40-41
Communications AG. 34-35	Viessmann-Group	33
prego services GmbH. 9	Value GmbH	2, 28-29
ProCom GmbH. 28-29	WAGO GmbH & Co. KG	7, 14-15
Prognos AG	Westenergie AG	19
Redtree GmbH	WIK-Consult GmbH	4
Research and Markets	Wilken Software Group	5
Robotron Datenbank-	WindEnergy Hamburg	2, 40-41
Software GmbH	WindEurope	40-41
RWE AG.	Zweckverband Kreisbreitband	
SAE IT-systems	Ludwigsburg.	25

Anzeigenindex

Dipl.-Ing. H. Horstmann GmbH	17
Hamburg Messe und Congress GmbH.....	3
INSYS MICROELECTRONICS GmbH	7
Jean Müller GmbH Elektrotechnische Fabrik	19
Netze BW GmbH	41
SAE IT-systems GmbH & Co. KG.....	21
sig Media GmbH & Co. KG	54
WAGO GmbH & Co. KG.....	Half Cover
ZENNER International GmbH & Co. KG.....	31

Beilagen

sig Media GmbH & Co. KG, Köln
Branchenguide Digitales Stadtwerk
ZVEI-Services GmbH, Frankfurt
Metering Days 2022

Probe-Abo

Ja, ich möchte zwei aktuelle Ausgaben von 50,2 kostenlos zugesandt bekommen. Entspricht das Magazin nicht meinen Erwartungen, werde ich spätestens 10 Tage nach Erhalt der zweiten Ausgabe eine schriftliche Mitteilung an die sig Media GmbH & Co. KG, Bonner Straße 205, 50968 Köln, senden. Die Lieferung wird dann eingestellt. Wenn Sie bis zu diesem Termin keine Nachricht von mir haben, möchte ich 50,2 im Jahresabonnement (8 Ausgaben) zum Preis von EUR 88,00 (inkl. Versandkosten und MwSt.) beziehen.

sig Media GmbH & Co. KG
Bonner Straße 205
50968 Köln/Germany
Tel. +49 221 92182550
Fax +49 221 92182516
info@sig-media.de

SIGMEDIA
GmbH & Co. KG



Name/Vorname	
Firma/Institut	
Abteilung/Funktion	
Straße/ Nr.	
PLZ/ Ort	
Datum	1. Unterschrift
Vertrauensgarantie: Ich bestätige ausdrücklich, vom Recht des schriftlichen Widerrufs dieser Vereinbarung innerhalb von 10 Tagen Kenntnis genommen zu haben.	
Datum	2. Unterschrift

Impressum

AUSGABE	05.2022 – 15. August 2022
Einzelpreis 12€	ISSN 2199-4102
REDAKTION	Petra Quenel (V.i.S.d.P.), Tel. +49 221 921825-70, quenel@50komma2.de Jonas Reihl, Tel. +49 221 921825-72, reihl@50komma2.de Daniel Schäfer, Tel. +49 221 921825-54, schaefer@50komma2.de
VERTRIEB	Jennifer Strotkamp, Tel. +49 221 921825-71, strotkamp@sig-media.de Harald Gehlen, Tel. +49 221 921825-20, gehlen@sig-media.de Marcus Kipp, Tel. +49 221 921825-86, kipp@sig-media.de
GRAFIK	Matthias Niemeyer, Tel. +49 221 921825-30, niemeyer@sig-media.de José Benedikt Krohn, Tel. +49 221 921825-31, krohn@sig-media.de
INTERNET	Hardy Möller, Tel. +49 221 921825-34, moeller@50komma2.de
VERLAG	sig Media GmbH & Co. KG, Bonner Straße 205, 50968 Köln Tel. +49 221 921825-50, Fax +49 221 921825-16, www.sig-media.de
DRUCK	D+L PRINTPARTNER GmbH, Schlavenhorst 10, 46395 Bocholt Tel. +49 2871 2466-0, info@dul-print.de, www.dul-print.de

© Copyright sig Media GmbH & Co. KG, Köln. Das Magazin und alle in ihm enthaltenen Beiträge sind urheberrechtlich geschützt. Jede Verwertung außerhalb der engen Grenzen des Urheberrechtsgesetzes ist ohne Zustimmung des Verlages unzulässig und strafbar. Dies gilt insbesondere für Vervielfältigungen, Übersetzungen, Mikroverfilmungen und die Einspeicherung und Bearbeitung in elektronischen Systemen. Mit der Annahme des Manuskriptes und seiner Veröffentlichung in dieser Zeitschrift geht das volle Verlagsrecht sämtlicher abgedruckter Beiträge inklusive darin enthaltener Fotos und Abbildungen für alle Sprachen und Länder einschließlich des Rechts der Vervielfältigung und Wiedergabe auf fotomechanischem oder ähnlichem Wege, im Magnetverfahren, Vortrag, Funk und Fernsehendung sowie Speicherung in Datenverarbeitungsanlagen an sig Media GmbH & Co. KG über. Dies gilt auch für die auszugswise Wiedergabe sowie den Nachdruck von Abbildungen und Fotos. Die Wiedergabe von Gebrauchsnamen, Handelsnamen, Warenbezeichnungen usw. in 50,2 berechtigt auch ohne besondere Kennzeichnung nicht zu der Annahme, dass solche Namen im Sinne der Warenzeichen- und Markenschutz-Gesetzgebung als frei zu betrachten wären und daher von jedermann benutzt werden dürfen. Eine Haftung für die Richtigkeit der Veröffentlichungen kann trotz sorgfältiger Prüfung durch die Redaktion vom Verlag und Herausgeber nicht übernommen werden.

26. - 27. Oktober · live und digital

Für Energieversorger,
Kommunalwirtschaft,
Immobilienwirtschaft

Smart City im Spannungsfeld von Energie- und Mobilitätswende

26. - 27. Oktober 2022

Jetzt kostenfrei registrieren und Teilnehmerplatz sichern!

Die Smart City Werkstatt 2022 –
live im KOMED Mediapark/Köln und digital.

powered by



www.smart-city-werkstatt.de

