ISSN 2199-4102 · www.50komma2.de

50,2

MAGAZIN

für intelligente Stromnetze

02.2021

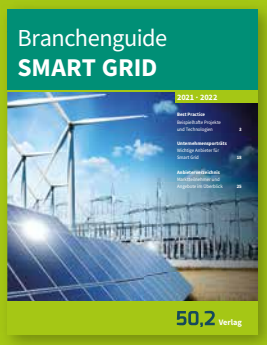
Alles sicher?

Smart Metering
Eilentscheidung zum Rollout 10

Wartung und Service
Allzeit bereit: Untersuchung zur Rufbereitschaft im Entstördienst 36

Elektromobilität
Intelligentes Laden im Parkhaus 40

Im Heft



Sonderthema

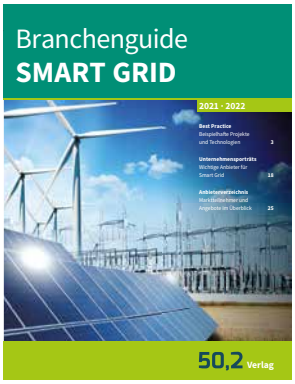
CYBERSECURITY

ab Seite 18

Bild Titel: NatBasil / Shutterstock.com

10 | Das OVG Münster hat per Eilbeschluss die Vollziehung der Markterklärung des BSI für ein Unternehmen ausgesetzt. Wenig später hob das BSI die Verpflichtung für rund 50 weitere Kläger auf. Einordnung und Branchenstimmen.
Foto: r.classen / Shutterstock.com

36 | Ein Berliner Experte hat die Rufbereitschaft im Entstörungsmanagement empirisch untersucht und Lösungsansätze für eine effektivere Arbeitsorganisation entwickelt.
Bild: picture alliance / AP Images



30 | Nach über zwanzig Betriebsjahren wurde die Leitstelle für das Mittelspannungs- und Wassernetz bei der ovag Netz GmbH komplett modernisiert.
Foto: Jungmann Systemtechnik GmbH & Co. KG

SONDERTHEMA: CYBERSECURITY

18 | Mit der zunehmenden Digitalisierung steigt die Verwundbarkeit des Energiesektors gegenüber Cyberangriffen und IT-Sicherheitsvorfällen. Was bedeutet das für die Branche? Foto: Frank Peters / Shutterstock.com

AKTUELL **03**

ZAHLEN & FAKTEN **08**

SMART METERING
Eilentscheidung zum Rollout 10
Kein Grund zur Sorge 13
Treiber für Smart City 16

IT UND DIGITALISIERUNG

SONDERTHEMA CYBERSECURITY
Alles sicher? 18
Betrachtung über alle Ebenen
Interview mit Dr. Stephan Hutterer, Sprecher Automation GmbH 21
Sicherheit in komplexen Netzwerken 22

Menschen für die Digitalisierung 24
IoT-Funkstandards – Gemeinsam effektiver 26
IoT-Dienste mit M-Bus-Zählern 28

BRANCHENGUIDE SMART GRID

NETZTECHNIK UND -PROZESSE
Überwachung und Steuerung mit einem Klick 30
Fotojahr 2021: Mieten statt kaufen
Interview mit Olaf Erber, depsys GmbH 33
Messen im intelligenten Verteilnetz 34

WARTUNG UND SERVICE
Allzeit bereit 36
Mobiler Arbeitsraum 38
Fit mit neuem Herz 39

ELEKTROMOBILITÄT
Intelligentes Laden im Parkhaus 40
Kurzberichte 41

ERZEUGUNG UND SPEICHER
Wertschöpfung aus der Gemeinschaft 42
Automatisch gut beraten 44
Kurzberichte 46

ANBIETERVERZEICHNIS **47**

UNTERNEHMENSINDEX, IMPRESSUM **51**

Bild: stux / pixabay.com

SICHER

450-MHz-Zuschlag an Energiebranche

Die Bundesnetzagentur hat am 9. März 2021 der 450connect GmbH den Zuschlag für die 450-MHz-Frequenzen erteilt. Bei 450connect handelt es sich um einen Zusammenschluss aus vier Gesellschaftern – der Alliander AG, einem Konsortium regionaler Energieversorger, E.ON sowie der Versorgerallianz 450 MHz, zu der mehrere Stadtwerke und Energie- und Wasserversorger gehören. Der nun erfolgte Zuschlag ermöglicht eine bis zum 31. Dezember 2040 befristete Frequenznutzung.

Mit der heute erfolgten Frequenzzuteilung will die 450connect in Zusammenarbeit mit den beteiligten Energieversorgungsunternehmen ein bundesweit leistungsfähiges Mobilfunknetz auf Basis der LTE-Technologie (4G und 5G) zur Digitalisierung der deutschen Energie- und Wasserwirtschaft sowie weiterer kritischer Infrastrukturen aufbauen. Dadurch sollen Netzbetreiber die Möglichkeit erhalten, Energieerzeugung, -transport und -verbrauch in Echtzeit zu kontrollieren und bei Bedarf zu steuern. Zudem können sie die vielen dezentralen Wind-, Photovoltaik- und KWK-Anlagen effizienter in die Energiesysteme einbinden.

Die Entscheidung zugunsten der 450connect GmbH fiel auf der Grundlage der in den Vergabebedingungen festgelegten Kriterien. Maßgeblich waren dabei laut Bundesnetzagentur insbesondere Zuverlässigkeit, Fachkunde, Leistungsfähigkeit sowie das Konzept zur Frequenznutzung.

Die Bundesnetzagentur hatte im November 2020 im Einvernehmen mit dem Beirat entschieden, die 450 MHz-Frequenzen vorrangig für kritische Infrastrukturen der Energie- und Wasserwirtschaft bereitzustellen. Interessierte Unternehmen konnten bis zum 18. Dezember 2020 ihre Bewerbungen einreichen. (ds)

www.bundesnetzagentur.de/450mhz
www.450connect.de

Anzeige

IT-SICHERHEITSGESETZ 2.0
SPRECON IST LÄNGST BEREIT.
UND SIE?

sprecher automation

- Schutz-, Leit- & Fernwirktechnik mit standardisierter, vielfach erprobter Security in allen Geräten
- Access Control in allen Stationen mit RADIUS, LDAP, Syslog & SNMP – zugeschnitten auf Ihre Branche
- Angriffserkennung – bei uns schon immer integraler Bestandteil unserer Security-Konzepte
- Umfassende Lösungen mit qualifizierten IT/OT Security-Produkten (Firewalls, IDS uvm.)
- Unsere maßgeschneiderten Services & Wartungsangebote = Ihr langfristig sorgloser Betrieb

WIR LEBEN IT-SICHERHEIT!

www.sprecher-automation.com

Anzeige

theben
energy saving comfort

Geprüfte Sicherheit
CONEXA ist BSI-zertifiziert!

Bei der Kommunikationsinfrastruktur zur Digitalisierung der Energiewende kann es natürlich nicht sicher genug zugehen. Das CONEXA 3.0 Performance Smart Meter Gateway wurde nach Common Criteria EAL 4+ vom BSI geprüft und erfüllt sämtliche Richtlinien hinsichtlich Datenschutz und Datensicherheit.

Besuchen Sie unser Online Event „Smart Energy Dialogue" vom 3. bis 6. Mai 2021.
Erfahren Sie mehr unter www.smart-metering-theben.de

EIGENSTÄNDIG

Forschungsprojekt zum Betrieb von Inselnetzen

Die Ostbayerische Technische Hochschule Regensburg (OTH Regensburg) leitet zusammen mit der Max Bögl Wind AG ein neues Bundesforschungsprojekt mit dem Titel „Netzstützung und Systemdienstleistungserbringung durch eine Industriezelle mit Inselnetzfähigkeit und Erneuerbaren Energien", kurz INZELL.

Die Projektbeteiligten wollen untersuchen, wie unterschiedliche Energieerzeugungsanlagen, Speicher und Lastenmanagementsysteme optimal interagieren. Dabei soll einerseits der Inselnetzbetrieb einer Industriezelle der Firmengruppe Max Bögl im Falle von Versorgungsunterbrechungen ermöglicht werden. Andererseits soll dazu beigetragen werden, die Stabilität des öffentlichen Stromnetzes kostengünstiger sicherstellen zu können.

VERBRAUCHSLAST ÜBERSTEIGT DIE BATTERIESPEICHERLEISTUNG

In mehreren Feldversuchen wird im Rahmen des Projekts erprobt, wie die Energieversorgung nach einem Stromausfall wieder aufgebaut und der stabile Betrieb des Inselnetzes sichergestellt werden kann. Dazu wird das Zusammenspiel von im Industrienetz angeschlossenen Wind- und Photovoltaik-Anlagen der beteiligten Industrieunternehmen mit den Batteriespeichern untersucht. Eine Besonderheit liegt darin, dass hier die Verbrauchslast deutlich die Batteriespeicherleistung übersteigt und die Versorgung hauptsächlich direkt über die Wind- und Photovoltaik-Anlagen erfolgt.

Bisherige Inselnetzbetriebskonzepte basieren auf einem Kraftwerk (z. B. Wasserkraftwerk) oder einem Batteriespeicher mit ausreichend großer gesicherter Leistung. Nach Informationen der Projektpartner sei es im Hinblick auf vergleichbare Projekte ein Novum, dass sich ein Industriebetrieb dieser Größenordnung ausschließlich mit erneuerbaren Energien im Inselnetzbetrieb selbst versorgen kann. Ziel ist es jedoch nicht, dass sich Industriebetriebe grundsätzlich im Alltag ohne das öffentliche Netz selbst versorgen, sondern nur im Notfall sich weiterversorgen oder Fertigungsprozesse im Falle eines Versorgungsausfalls kontrolliert herunterfahren können.

Das vom Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) geförderte Forschungsvorhaben hat eine Projektlaufzeit von drei Jahren. Als weitere Verbundpartner aus der Forschung unterstützen die Technische Universität München (TUM), die Technische Universität Clausthal (TUC) und das Zentrum für angewandte Energieforschung Bayern e.V. (ZAE) das Projekt. Weitere Industriepartner sind die INTILION GmbH, die Bayernwerk Netz GmbH, die Bredenoord BV, die OMICRON electronics Deutschland GmbH und die Siemens Gamesa Renewable Energy GmbH & Co. KG. (ds)

www.fenes.net

Luftaufnahme des Betriebsgeländes der Firma Max Bögl, die mit der Ostbayerischen Technischen Hochschule Regensburg das INZELL-Projekt leitet.
(Foto: Firmengruppe Max Bögl/Reinhard Mederer)

MODULAR

Lösung der Stadtwerke München am Markt

Die Stadtwerke München (SWM) bieten ab März 2021 im Rahmen ihrer Redispatch 2.0-Lösung drei Module für Verteilnetzbetreiber mit folgenden Inhalten an: Prognoseerstellung jeglicher Technologieart in allen Leistungsgrößen, Anlagensteuerung und Berechnung der Ausfallarbeit sowohl für den bilanziellen als auch finanziellen Ausgleich. Jede technische bzw. steuerbare Ressource wird dabei laut SWM individuell betrachtet. Die Module können sowohl einzeln als auch im Gesamten gewählt werden. Zudem beinhaltet das Angebot auch Beratungsleistungen. Bei der Entwicklung der Module greift der Versorger auf etablierte Prozesse aus ihrem virtuellen Kraftwerk zurück. (ds)

www.swm.de

INTEGRIERT

KISTERS nutzt Prognosen von Meteomatics

Der Wetterdatenprovider Meteomatics und der IT-Anbieter KISTERS bieten eine Prognose-Lösung an, die die Anforderungen des Redispatch 2.0 bezüglich der Vorhersage von Netzzuständen und Netzengpässen abdeckt und Verteilnetzbetreibern Flexibilität bei der Umsetzung der neuen Prozesse ermöglichen soll.

Die netzknotenscharfen Wetterprognosen sowie anlagenspezifischen Leistungsprognosen von Meteomatics werden in die Software von KISTERS eingebunden und mit KI-basierten Algorithmen verarbeitet. Damit erhalten Netzbetreiber nicht nur die erforderlichen Netzknotenlast- und anlagenscharfen Einspeiseprognosen, sondern auch eine Bewertung der Prognosegüte.

Die Redispatch 2.0-Lösung umfasst laut KISTERS die komplette Prozesskette von der Datenerfassung und -integration über Netzzustandsprognose inklusive Güteüberwachung und Ampelfunktion im Planwertmodell, Maßnahmenplanung und Meldung bis hin zu deren Umsetzung. Zudem könne die Lösung auch mit Drittsystemen verwendet werden. (ds)

www.energie.kisters.de
www.meteomatics.com/de/

Anzeige

KRISENFEST

Sichere Stromversorgung für AKW-Krisenzentren

AEG Power Solutions, Anbieter von Stromversorgungssystemen und -lösungen für kritische Infrastrukturen und leistungselektronische Anwendungen, liefert zur Stromversorgung der lokalen Krisenzentren (CCL) von elf Kernkraftwerken in Frankreich eine Lösung aus Profitec S N1 Gleichrichter, Transokraft N1 Wechselrichter und VRLA Batterien. Der Vertrag wurde mit Valiance, einer Tochtergesellschaft der Fayat-Gruppe, geschlossen, die sich auf Kernkraftanwendungen konzentriert und die gesamten elektrischen Steuerungssysteme der Krisenzentren ausrüstet.

Um Naturkatastrophen standzuhalten, sind die CCLs so konstruiert, dass sie die Verwaltung einer Anlage unabhängig und sicher in jeder Situation ermöglichen. Die Initiative leitet sich unmittelbar aus der Sicherheitsbewertung ab, die eine Prüfung durch die französische Behörde für nukleare Sicherheit (ASN) und EDF nach dem Unfall von Fukushima ergeben hat. Außerhalb des Standorts gelegen, bietet die CCL alles, was für ein Krisenmanagement mit unabhängiger Telekommunikation, einer Dekontaminationszone, Wasser- und Stromautonomie, Luftreinigung und Bedarfslogistik erforderlich ist. Es kann die Teammitglieder des Krisenmanagements drei Tage lang autonom unterbringen.

Beide Systeme der AEG PS sind vollständig analog und nach Klasse 1E zertifiziert. Neben den Anforderungen an die Erdbeben- oder Hochwasserbeständigkeit, die beide Systeme erfüllen sollen, bestand die größte Herausforderung des Anbieters zufolge darin, eine im Vergleich zur Standardausführung deutlich längere Überbrückungszeit zu gewährleisten. Das AEG PS-Team entwickelte eine Lösung, damit der Ladegleichrichter eine erhöhte Batteriekapazität bewältigen und damit die autonome Versorgung von den ursprünglich vorgesehenen 70 Minuten bis zu den letztendlich spezifizierten vier Stunden erfüllen konnte. (ds)

www.aegps.com

Foto: AEG Power Solutions B.V.

ALTERNATIV

Kooperation unterstützt neue Zahlverfahren für EVU

Arvato Financial Solutions und powercloud wollen gemeinsam für Energieversorger (EVU) alternative Zahlmethoden abseits des Lastschriftverfahrens für das Bezahlen von Strom- und Gasrechnungen etablieren. Die Kooperation beinhaltet zwei power-Apps: Die beiden Apps BPO on demand und Forderungsmanagement mit Paigo werden in das Portfolio des SaaS-Anbieters powercloud integriert und sollen den EVU manuell zu tätigende administrative Prozesse abnehmen. Die Inanspruchnahme von Outsourcing-Dienstleistungen über eine Schnittstelle soll einen flexiblen Umgang mit Volumenschwankungen und Auftragsspitzen ermöglichen – insbesondere in den Bereichen Neukundengewinnung, Abrechnung, Marktkommunikation, Zahlungsverkehr, Mahnwesen sowie bei Sonderprozessen wie zum Beispiel Insolvenzbearbeitung und Preiswidersprüche nach §315.

Die Leistungen von Arvato Financial Solutions reichen von der Risiko- und Betrugsprävention über die Integration von unterschiedlichen Zahlarten bis hin zum agilen Mahnwesen, letzteres unter anderem mit der Anwendung „Paylink“. Hierbei erhält der Kunde eine SMS oder E-Mail mit einer Zahlungsaufforderung sowie einen Link, der auf die Zahlseite des Versorgers leitet. Nach einer Authentifizierung wählt er seine Zahlungsmethode und bestätigt die Zahlung. (ds)

www.power.cloud
www.finance.arvato.com/de/

GEMEINSAM

Capgemini und Thüga SmartService kooperieren

Das Management- und IT-Beratungsunternehmen Capgemini und die Thüga SmartService arbeiten künftig bei der Entwicklung von Digitallösungen und Services für Unternehmen der Energiewirtschaft in Deutschland zusammen. Im Zuge der Kooperation sollen für Energievertriebe sowie Netz- und Messstellenbetreiber Vorteile in puncto Digitalisierung, Datennutzung und Time-to-market realisiert werden.

Capgemini unterstützt Unternehmen bei der Entwicklung, Transition sowie Migration von IT-Plattformen. Die Thüga SmartService betreut Stadtwerkskunden am Markt der deutschen kommunalen Energie- und Wasserversorger. Das Tochterunternehmen der Thüga AG ist darüber hinaus ein Plattformbetreiber und Gateway-Administrator. (ds)

www.smartservice.de
www.capgemini.com/de

AUSGEBAUT

Weiterentwicklung der DA/RE-Plattform

TransnetBW und Netze BW haben die DA/RE-Plattform (DA/RE = Datenaustausch/Redispatch) initiiert, um Netzbetreiber bei der Erfüllung ihrer gesetzlichen Pflichten beim vorausschauenden Engpassmanagement im Rahmen von Redispatch 2.0 zu unterstützen.

Nun bringen die Flughafen Stuttgart Energie, die Stadtwerke Schwäbisch Hall sowie Tennet TSO im Technischen Fachbeirat ihre Expertise unter anderem zur Schnittstellenspezifizierung in die weitere Entwicklung der DA/RE-Plattform ein. Als Partner in der Testphase haben sich außerdem zehn weitere Netzbetreiber gemeldet, die ihre teils sehr unterschiedlichen Anforderungen ebenfalls in den Entwicklungsprozess einbringen werden, so dass alle Beteiligten zum 1. Oktober 2021 zur Teilnahme am Redispatch 2.0 bereit sein sollen.

Testpartner sind: EnBW Ostwürttemberg DonauRies, Regionalnetze Linzgau, ED Netze, FairNetz, bnNetze, MVV Netze, Stadtwerke Schwäbisch Gmünd, Stadtwerke Karlsruhe Netzservice, Stadtwerke Heidelberg und EGT Energie. (ds) **www.dare-plattform.de**

EFFEKTIV

Unterstützung für EDM-Prozesse

Die EnergieMarkt Beratungsgesellschaft mbH (emb) unterstützt kommunale Energieversorger mit Lösungen für das jeweilige Energiedatenmanagement (EDM). Das Spektrum reicht von Darstellungen bezüglich der Marktregeln für die Durchführung der Bilanzkreisabrechnung Strom (MaBiS) bis hin zu standardisierten Auswertungen zu Vertragskunden im Vertriebs-EDM.

Innerhalb eines Energieversorgungsunternehmens sind die EDM-Daten oftmals bereichsübergreifend zu kommunizieren. Das betrifft z. B. die Vertriebsseite, die idealerweise Zählerstände aus Lastgängen generieren und diese an die Fachabteilung zur Abrechnung weiterleiten muss. Nicht selten fehlt es dieser, aus der Marktkommunikation heraus organisierten Informationsübertragung an Struktur und Effektivität. Hierbei entlasten die EDM-Werkzeuge der emb, die auf die bestehende Datengrundlage zurückgreifen, ohne diese zu verändern oder zu ergänzen. Laut emb können die Nutzer die Lösungen selbst installieren, so können Einrichtungs- und Betriebskosten eingespart werden. (ds) **www.e-markt-b.de**

Anzeige

E-Mobilität beginnt mit uns.

NEU! Technologie zum Aufbau von Ladeinfrastruktur und zur Niederspannungsautomatisierung für den Schritt in die E-Mobilität.

Die flächendeckende E-Mobilität kommt! Dabei dürfen die Auswirkungen für Energieversorger, Industrieanwender, wie auch für Mehr- und Einfamilienhäuser nicht außer Acht gelassen werden. TQ-Automation bietet umfassende Produktlösungen für alle Herausforderungen rund um die E-Mobilität. Vom dynamischen Last- und Lademanagement, bis hin zur intelligenten Automatisierung der Energieverteilung. Jetzt mehr erfahren auf unserer Website und in unseren kostenlosen Whitepapern!

tq-automation.com

ZAHLEN & FAKTEN

Grafik: macrovector (freepik)

Nach vorläufigen Zahlen des ZSW sind in Baden-Württemberg im Jahr 2020 PV-Anlagen mit einer installierten Leistung von insgesamt rund **600 MW** errichtet worden. Verglichen mit dem Vorjahr sei das eine **Steigerung** von rund **35 %.** Damit das Land seinen Beitrag zu den Pariser Klimaschutzbeschlüssen leisten könne, sei ein Ausbau der Photovoltaik auf mindestens **1.000 MW installierte Leistung** pro Jahr nötig. **www.zsw.de**

Private Haushalte in Deutschland haben 2020 dem Online-Vergleichsportal CHECK24 zufolge insgesamt rund **37,8 Mrd. €** **für Strom ausgegeben**. 2016 waren es 34,8 Milliarden Euro, obwohl die Haushalte hierzulande mit rund 127 Milliarden kWh fast gleich viel Strom verbrauchten. **149 Stromgrundversorger** haben seit Jahresbeginn **die Preise erhöht** oder Preiserhöhungen angekündigt. Im Durchschnitt betragen die Preiserhöhungen und betreffen rund 2,1 Millionen Haushalte. **2,7 %**

www.check24.de

Grafik: macrovector (freepik)

Der ADAC hat über **2.600 Menschen und über 400 Kommunen** in Deutschland zur **Antriebswende** sowie zur **vorhandenen und geplanten** Ladeinfrastruktur befragt. Knapp **zwei Drittel** der befragten Kommunen gaben an, dass öffentliche Ladestationen bereits in Betrieb bzw. in den nächsten 12 Monaten geplant seien. In den nächsten fünf Jahren wollen **28 %** der Städte und Gemeinden die Infrastruktur für E-Mobilität auf **61 %** ausbauen. **www.adac.de**

Grafik: redgreystock (freepik)

Bundesweit wurden nach Angaben des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie im Jahr 2019 mit erneuerbaren Energien wirtschaftliche Impulse **17,2 Mrd. €** aus dem Betrieb der EE-Anlagen erzielt. Es wurden rund **10,5 Milliarden Euro** investiert. Im Vorjahr 2018 sicherten die erneuerbaren Energien **304.400** Arbeitsplätze in Deutschland.

www.energieagentur.nrw

ZEITKRITISCH

Ausschreibungsrunde für WEA in Frankreich

Das französische Umweltministerium hat Anfang 2021 bekanntgegeben, dass es im Frühjahr noch eine achte – und dann wohl tatsächlich letzte – Ausschreibungsrunde für Onshore-Windenergieanlagen auf der Basis des „alten“ Lastenhefts durchführen wird. Die Ausschreibung von Kapazitäten für Onshore-Windenergieanlagen in Frankreich erfolgte bislang nach einem im Jahr 2017 festgelegten Lastenheft. Am 3. November 2020 wurde die siebte der danach vorgesehenen Ausschreibungsrunden abgeschlossen; diese sollte die letzte sein, bevor voraussichtlich Mitte 2021 eine Neufassung des Lastenhefts und ein Zeitplan für die zukünftigen Ausschreibungen erlassen wird.

Die besagte Ausschreibungsrunde läuft vom 5. bis 16. April 2021, ausgeschrieben wird dabei eine Gesamtkapazität von 925 Megawatt (MW). Auch für PV-Anlagen werden bis Mitte 2021 noch Ausschreibungen nach den bisher geltenden Lastenheften stattfinden: Freiflächenanlagen: 1 x 1.000 MW vom 31. Mai bis 11. Juni 2021, Aufdachanlagen: 2 x 150 MW vom 15. bis 26. Februar bzw. vom 28. Juni bis 9. Juli 2021.

Bemerkenswert sei laut Laurent Brault, Rechtsanwalt und Partner des Beratungsunternehmens Sterr-Kölln & Partner, dass die schon länger erwartete Änderung des für kleinere Onshore-Windparks (max. 6 Windenergieanlagen mit einer Einzelleistung von max. 3 MW) geltenden Tarifdekrets vom 6. Mai 2017 (sogenannte „CR17“) bislang immer noch nicht erfolgt ist. Dieses basiert auf einer Zusatzvergütung zu dem vom Betreiber am Markt erzielten Verkaufspreis, die dem Betreiber für eine anlagenabhängig festgelegte jährliche Produktionshöchstmenge im Ergebnis einen bestimmten Verkaufspreis garantiert.

Dabei hat grundsätzlich jeder Betreiber eines Windparks, der die im Tariferlass definierten Voraussetzungen für den Abschluss eines solchen Zusatzvergütungsvertrags erfüllt, einen Anspruch hierauf; mit anderen Worten ist die Gewährung der Zusatzvergütung nicht abhängig vom Ergebnis einer Ausschreibung („Open Window“). Allerdings gilt es in Fachkreisen als ausgemacht, dass die französische Regierung in der nächsten Zukunft die Kriterien des CR17 deutlich verschärfen und so den Zugang zu einer garantierten Zusatzvergütung stark erschweren wird.

Nach Ansicht von Laurent Brault will die aktuelle französische Regierung den Aufbau der Kapazitäten zur Erzeugung erneuerbarer Energien weiter vorantreiben. Insofern sei Frankreich für Entwickler und Investoren in diesem Bereich nach wie vor ein attraktiver Markt. (ds)

www.sterr-koelln.com

UMGERÜSTET

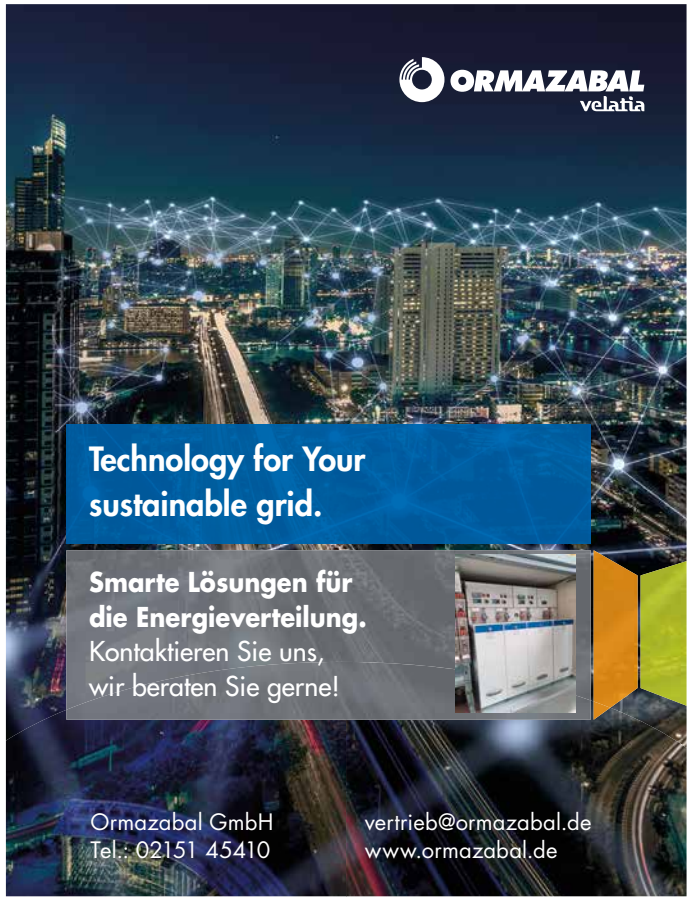
Städtische Werke Kassel: Post-EEG-Betrieb von PV-Anlagen

Für den Weiterbetrieb von Photovoltaik-Anlagen nach dem Auslaufen des EEG-Förderanspruchs bieten die Städtischen Werke die Umrüstung der Solaranlage hauptsächlich für die Eigenversorgung des Haushaltes an. Lediglich der nicht selbst verbrauchte Strom wird dann vom Netzbetreiber vergütet. Im Rahmen des „Solarpaket 20plus“ bietet der Kasseler Versorger zehn Euro fixe Vergütung pro Kilowatt installierter Anlagenleistung und Jahr an, zudem wird das Paket mit einem Öko-Stromliefervertrag kombiniert.

Um die eigenen Energieflüsse zu visualisieren und zu monitoren, können die Anlagenbesitzer wahlweise ein intelligentes Energiemanagementsystem nutzen. Hier können sie auch eine mögliche Anlagenerweiterung simulieren oder ein künftiges E-Auto integrieren. (ds)

www.sw-kassel.de

Anzeige



EILENTSCHEIDUNG

Das Oberverwaltungsgericht Münster hat mit Eilbeschluss vom 4. März 2021 die Vollziehung der Allgemeinverfügung des BSI zum Smart Meter-Rollout für ein Unternehmen ausgesetzt. Wenig später hob das BSI die Markterklärung für rund 50 weitere Kläger auf.

Damit hatte das BSI im Februar 2020 festgestellt, dass es technisch möglich ist, Messstellen für Stromverbrauch und -erzeugung mit intelligenten Messsystemen (Smart Meter-Gateways) auszurüsten. Diese Feststellung beruht auf der Annahme, dass inzwischen auf dem Markt bestimmte, von verschiedenen Herstellern entwickelte intelligente Messsysteme verfügbar sind, die den gesetzlichen Anforderungen in Bezug auf Sicherheit und Interoperabilität (Funktionalität) genügen. Die Feststellung der technischen Möglichkeit löste bundesweit zum einen für Messstellenbetreiber (insbesondere Stadtwerke) die Pflicht aus, ihre Messstellen stufenweise mit intelligenten Messsystemen auszurüsten. Zum anderen bewirkt die Feststellung faktisch ein Verwendungsverbot für andere Messsysteme.

DIE VORGESCHICHTE

Bereits am 17. März 2020 hatte ein Aachener Unternehmen, das als „Komplettanbieterin für Lösungen im Smart-Metering“ mit dem selbst produzierten Gateway Meteroit 4.0 relativ leicht als Discovergy GmbH zu identifizieren ist, beim BSI Widerspruch gegen die Markterklärung eingelegt: Das Vollzugsinteresse werde nicht ausreichend begründet und die Interessen wettbewerblicher Messstellenbetreiber nicht hinreichend berücksichtigt. Zudem sei die Allgemeinverfügung aus mehreren Gründen auch materiell rechtswidrig – zum Beispiel, weil die drei zertifizierten Messsysteme mit nur vier der in der TR 03109-1 genannten Tarifanwendungsfälle (TAF 1, 2, 6 und 7) nicht die Mindestanforderungen an ein intelligentes Messsystem erfüllten und damit nicht interoperabel im Sinne des § 22 Abs. 1 Nr. 4 MsbG seien. Daraus ergebe sich zugleich, dass nicht alle Mindestanforderungen an ein intelligentes Messsystem nach § 21 MsbG erfüllt seien. Überdies wird angeführt, dass das BSI die von § 31 MsbG abweichende Fallgruppenbildung nicht begründe – warum RLM-Zähler weiterhin über Kommunikationstechnik ausgelesen werden, nicht aber die Discovergy-Messtechnik, bliebe unklar. Auch fehlten Regelungen für Einbaufälle, in denen an einer Messstelle von der Allgemeinverfügung erfasste und nicht erfasste Fallgruppen zusammenfallen. Schließlich habe die Behörde eine bedarfsgerechte Überprüfung der Produktionskapazitäten unterlassen; denn die Fälle, in denen der Einbau eines intelligenten Messsystems freiwillig erfolgen soll, werden nicht erfasst.

Nachdem das BSI den Widerspruch im Juni 2020 zurückgewiesen hatte, folgte eine Klage am Verwaltungsgericht Köln, über die bis heute nicht entschieden ist. Ebenfalls anhängig ist eine gleichartige Klage von rund 50 MSB (überwiegend Stadtwerke).

Ein Antrag auf Aussetzung des Vollzugs wurde hingegen vom Kölner Gericht abgewiesen. Daraufhin rief man das Oberverwaltungsgericht Münster als nächsthöhere Instanz im einstweiligen Rechtsschutzverfahren an.

Foto: r.classen / shutterstock.com

ZUM ROLLOUT

MARKTERKLÄRUNG „VORAUSSICHTLICH RECHTSWIDRIG“

Die dortige Kammer hat am 04. März per Eilbeschluss die Vollziehung der Allgemeinverfügung ausgesetzt. Das hat zur Folge, dass nun vorläufig weiterhin andere Messsysteme eingebaut werden dürfen. Bereits – möglicherweise auch in Privathaushalten - verbaute intelligente Messsysteme müssen nicht ausgetauscht werden.

Zur Begründung hat der 21. Senat im Wesentlichen ausgeführt, dass die Allgemeinverfügung des BSI voraussichtlich rechtswidrig sei. Die am Markt verfügbaren intelligenten Messsysteme genügten nicht den gesetzlichen Anforderungen. Sie seien hinsichtlich der Erfüllung der im Messstellenbetriebsgesetz (MsbG) und in Technischen Richtlinien normierten Interoperabilitätsanforderungen nicht, wie gesetzlich vorgeschrieben, zertifiziert. Diese Messsysteme könnten auch nicht zertifiziert werden, weil sie die Interoperabilitätsanforderungen nicht erfüllten. Dass sie den Anforderungen der Anlage VII der Technischen Richtlinie TR-03109-1 des BSI genügten, reiche nicht. Die Anlage VII sei nicht formell ordnungsgemäß zustande gekommen, weil die vorgeschriebene Anhörung des Ausschusses für Gateway-Standardisierung nicht erfolgt sei und materiell rechtswidrig, weil sie hinsichtlich der Interoperabilität hinter den gesetzlich normierten Mindestanforderungen zurückbleibe. Bestimmte Funktionalitäten, die intelligente Messsysteme nach dem Messstellenbetriebsgesetz zwingend erfüllen müssten, sehe die Anlage VII nicht vor. Dies habe unter anderem zur Konsequenz, dass Betreiber von Stromerzeugungsanlagen, die nach dem Gesetz mit intelligenten Messsystemen auszurüsten seien, nicht ausgestattet werden könnten. Die dem BSI zustehende Kompetenz, Technische Richtlinien entsprechend dem technischen Fortschritt abzuändern, gehe nicht so weit, dadurch gesetzlich festgelegte Mindestanforderungen zu unterschreiten. Seien die dortigen Mindestanforderungen nicht erfüllbar, müsse der Gesetzgeber tätig werden.

VOLLZUG BEI KLAGENDEN STADTWERKEN AUSGESETZT

Der Beschluss des 21. Senats ist unanfechtbar. In den gleich gelagerten Beschwerdeverfahren der eingangs erwähnten rund 50 MSB, die ebenfalls beim 21. Senat anhängig waren, hat das BSI am 15. März 2021 die sofortige Vollziehung der Markterklärung gegenüber den Klägern aufgehoben. „Davon nicht betroffen ist die Markterklärung selbst“, betonte die Behörde gegenüber 50,2. Wie die Rechtsanwaltskanzlei Becker Büttner Held (BBH) bestätigte, will das BSI auch die Kosten des Verfahrens tragen. „Nach der Entscheidung vom 8. März hatten wir diese Schritte erwartet“, heißt es seitens BBH

Das Hauptsacheverfahren (Klage gegen die Allgemeinverfügung) ist noch beim Verwaltungsgericht Köln unter dem Aktenzeichen 9 K 3784/20 anhängig.

Foto: Thomas Keßler, OVG NRW

(KEINE) ÜBERRASCHUNG

In einer ersten Stellungnahme hatte die Behörde mitgeteilt, die Entscheidung des OVG käme „überraschend". „Das BSI wird daher die Entscheidungsgründe des OVG eingehend prüfen und hofft, die Bedenken des OVG im Hauptsacheverfahren umfassend entkräften zu können." Weniger überrascht zeigt sich der edna Bundesverband Energiemarkt & Kommunikation e.V.: Sowohl die sternförmige Kommunikation, die Interoperabilität, die Schaltfähigkeit als auch die neuen Tarifmöglichkeiten seien zunächst zurückgestellt worden, um die – durch die hohen Sicherheitsvorgaben erforderlichen – Prozessketten aufbauen zu können. Dass dies aber nicht gesetzeskonform sei, hätten viele Praktiker des Energiemarkts vorhergesehen. „Trotz vieler Hinweise auch über Rechtsgutachten, wurde nicht die Konsequenz gezogen die entsprechenden gesetzlichen Vorgaben schnellstens anzupassen", erklärt edna-Geschäftsführer Rüdiger Winkler.

Bis zur Entscheidung im Hauptverfahren ist für die Kläger die Anordnung zum stufenweisen Rollout intelligenter Messsysteme ausgesetzt.
(Foto: picture alliance dpa | Christian Charisius)

ROLLOUT GESTOPPT?

Nach aufgeregten ersten Reaktionen glätten sich die Wogen: So stellt BBH-Rechtsanwalt und Partner Jan-Hendrik vom Wege bei einer Online-Veranstaltung der MeterPan GmbH klar: „Ich möchte ganz bewusst die Schlagzeilen der letzten Tage abmildern, denn gestoppt wurde der Rollout nicht!" Das aktuelle Urteil hätte zunächst nur unmittelbar Auswirkung auf die Kläger, so dass sich somit für den Großteil des Marktes an den geltenden Fakten zunächst nichts ändert. In diesem Sinne äußert sich auch Sebastian Schnurre von der Kanzlei Assmann Peiffer, der die Klägerin vertritt, gegenüber mehreren Medien. „Der Beschluss gilt erst einmal nur für unseren Mandanten."

Abzuwarten bleibt nun, ob sich die Befürchtungen hinsichtlich einer möglichen Verzögerung des Rollouts und der noch ausstehenden Regelungen, die beispielsweise der Bundesverband Neue Energiewirtschaft e.V. (bne) äußerte, bewahrheiten. Aktuell wird kein Messstellenbetreiber, der intelligente Messsysteme verbauen möchte, daran gehindert – und vermutlich wird auch kaum ein Unternehmen, das die Prozesse angestoßen hat, seine Strategie kurzfristig ändern. Doch in Berlin und Bonn muss nun dringend Klarheit geschaffen werden: Sollten von dort keine befriedigenden Antworten kommen und aber weitere Urteile im Sinne der OVG-Entscheidung fallen, werden sich manche Messstellenbetreiber doch fragen, wie man sich langfristig technisch aufstellt. Unter Umständen würde die Strategie, die Deutschland für die Digitalisierung der Energiewende einmal ausgegeben hat, damit obsolet. Das wäre kein gutes Ergebnis.

Sicher ist auch: Politik und Regulierung müssen sich nicht nur mit dem Urteil, sondern auch mit der Tatsache auseinandersetzen, dass der Markt – nicht zuletzt aufgrund der enormen Verzögerung im Zertifizierungsprozess – inzwischen zahlreiche Messsysteme und Kommunikationskonzepte zur Verfügung stellt, die in den Vorgaben des BSI nicht mitgedacht sind. Diese erfüllen funktional, aber auch hinsichtlich der Sicherheit, des Eichrechts und des Datenschutzes sehr hohe Anforderungen. Viele Unternehmen der Versorgungswirtschaft nutzen sie oder würden das gerne – Stichwort wettbewerblicher Messstellenbetrieb.

Insofern könnte das Urteil auch zeigen, dass die Umsetzung des Rollouts ein weiteres Beispiel für das deutsche „Over engineering" ist, das uns an vielen Stellen ausbremst. Auch bei der Digitalisierung der Energiewende gilt es jetzt zu diskutieren, ob der minutiös ausgefeilte Weg oder das Ziel wichtiger ist. Der Feststellung der Münsteraner Richter „Sollten die Mindestanforderungen tatsächlich nicht erfüllbar sein, ist es gegebenenfalls Sache des Gesetzgebers, diese zu ändern", ist hier nichts hinzuzufügen. (pq)

STIMMEN ZUM URTEIL

Nachdem das Urteil des OVG Münster die sofortige Vollzugswirkung der Markterklärung zumindest für die Anlagen des Antragsstellers zunächst ausgesetzt hat, zeigt sich die Branche kaum beunruhigt. Fragen und Antworten zur Entscheidung.

Wie bewerten Sie die Entscheidung? Können Sie die Klage respektive die Einschätzung des Gerichts nachvollziehen?

Rüdiger Winkler

Geschäftsführer edna Bundesverband Energiemarkt & Kommunikation e.V.
(Fotos: edna)

„Der edna Bundesverband Energiemarkt & Kommunikation e.V. hatte schon im Jahr 2015 davor gewarnt, ein vollständig abgesichertes Mess- und Kommunikationssystem in einem einzigen Schritt entwickeln und im Markt etablieren zu wollen“ – so die Kernaussage des damaligen Schreibens an das BMWi. Statt die von edna empfohlene stufenweise Einführung der SMGW-Funktionalität rechtssicher ins Gesetz aufzunehmen, hat das BMWi im Herbst 2016 mit dem Messstellenbetriebsgesetz den ‚großen Wurf‘ gewagt. Die Konsequenzen sind nun sichtbar geworden.

Ingo Schönberg

Vorstandsvorsitzender PPC AG Gateway-Hersteller, (BSI-zertifiziert und re-zertifiziert)
(Fotos: PPC AG)

Die Einschätzung des Gerichtes im Detail ist abseits etwaiger Formfehler meiner Meinung nach eher fragwürdig. Es ärgert mich am meisten, dass der OVG-Beschluss als Alibi genutzt wird, um eine proprietäre Systemvielfalt für eine kritische Infrastruktur zu fordern. Natürlich ist ein Stufenprozess mit spezifischer Fortentwicklung der Systeme vorgesehen, sonst hätte man im Gesetz keine Differenzierung bei Einbaufällen definieren müssen. Den Rollout erst anzugehen, wenn alles vollumfänglich für alle denkbaren Einbaufälle definiert und entwickelt wäre, kann nicht das Ziel eines agilen Prozesses zur Digitalisierung der Energie- und Verkehrswende sein. Da diese in einer kritischen Infrastruktur stattfinden, ist das hohe standardisierte Sicherheitsniveau der Smart Meter Gateways unbedingt erforderlich. Es wäre fahrlässig, hier auf proprietäre Systeme zu setzen und Kompromisse bei der Standardisierung und der Sicherheit zu machen.

Marco Sauer

Head of Regulatory Affais & Business Development Business Unit Smart Energy Theben AG Gateway-Hersteller (BSI-zertifiziert)
(Fotos: Theben AG)

Das OVG Münster hat Diskrepanzen zwischen den Vorgaben des Rechtsrahmens im Messstellenbetriebsgesetz und seiner praktischen Umsetzung festgestellt. Das betrifft einzelne Sachverhalte, die man sich nun anhand der Begründung des Eilantrags sicher näher anschauen muss.
Wir reden hier aber von prozessualen Themen, der Beschluss stellt nicht den Rollout intelligenter Messsysteme in Frage. Es gibt auch keine nachhaltig sinnvolle Alternative dazu. Nur mit dem intelligenten Messsystem ist man (auch wortwörtlich) auf der sicheren Seite.

Dr. Peter Heuell

Geschäftsführer
EMH Metering GmbH
Gateway-Hersteller
(BSI-zertifiziert)
(Fotos: EMH Metering GmbH)

Die Einschätzung des Gerichtes können wir nicht nachvollziehen. Die Begründung, die Geräte seien nicht interoperabel, geht an der anerkannten Begriffsdefinition völlig vorbei. Interoperabilität im Zusammenhang mit Smart Metering wird laut europäischer Norm beschrieben als Funktion eines Systems, Daten mit anderen Systemen unterschiedlichen Typs und/oder von unterschiedlichen Herstellern auszutauschen. Diese Interoperabilität wurde bei unserem Gateway anhand unserer Konformitätserklärung und der Bauartzulassung der PTB nachgewiesen. Zudem konnten wir anhand von Tests zeigen, dass unser Gateway mit Gateway-Administrations (GWA)-Systemen unterschiedlicher Hersteller kommuniziert.

Die Kritik an den mangelnden Funktionalitäten ist ebenfalls unbegründet, da das BSI den Einbau nur für Einbaugruppen freigibt, für die die vorhandene Funktionalität ausreicht. So sind z.B. RLM-Einbaufälle noch nicht freigegeben, da die Funktionalität der Gateways dafür noch unzureichend ist.

Richtig ist allerdings, dass der GWA-Ausschuss die Anlage VII der Technischen Richtlinie (TR) nicht freigegeben hat. Als das Dokument veröffentlicht wurde, gab es den Ausschuss nämlich noch gar nicht. Wir sind sicher, dass das BMWi hier sehr bald für Klarheit sorgen wird.

Bouke Stoffelsma

Vorstand Hausheld AG
Dienstleister
Smart Metering
(Fotos: Hausheld AG)

Der Streit dreht sich darum, ob Smart Meter Gateways schon eingebaut werden müssen, wo dies möglich ist, oder ob der Einbau erst in allen theoretisch denkbaren Anwendungen möglich sein muss, bevor die neue Technologie überall vorgeschrieben wird. Wenn das BSI vorschreibt, personenbezogene Daten zukünftig weniger oft, sicherer und stark verschlüsselt zu übertragen, ist das richtig. Nach unserer Wahrnehmung hat das BSI umsichtig agiert und in den Grenzen des Messstellenbetriebsgesetzes für einen soften Start der Technologie gesorgt. Dieses vorsichtige Vorgehen jetzt anzugreifen, überzeugt uns nicht. Dass man in NRW jetzt bis zur-Entscheidung des VG Köln die Einbauverpflichtung aussetzt, hat das OVG nachvollziehbar dargelegt. Das hat aber vermutlich nur wenig Aussagekraft über ein endgültiges Urteil dazu.

Was bedeutet die Entscheidung für Messstellenbetreiber?

Karsten Vortanz

Geschäftsführer
VOLTARIS GmbH
Dienstleister
Smart Metering
(Foto: VOLTARIS GmbH)

Unabhängig des noch ausstehenden Entscheides des OVG in den fünfzig weiteren Verfahren gilt der Entscheid unserer Einschätzung nach nur für die Beschwerdeführer. Für alle anderen Marktteilnehmer ist die Markterklärung bereits bestandskräftig geworden. Nichtsdestotrotz verunsichert das Urteil nun die Branche insgesamt: Denn über den Kreis der Beschwerdeführer hinaus stellt sich nun natürlich die Frage nach der Akzeptanz der aktuellen Regularien insgesamt. Unserer Auffassung nach gilt die 10 Prozent-Verpflichtung – eine Missachtung führt im schlimmsten Fall zum Verlust der Grundzuständigkeit. Ferner wird sich nichts an den wesentlichen Aspekten des Rollouts ändern. Insofern ist es empfehlenswert, den Rollout weiter voranzutreiben und zu professionalisieren. Wichtig für die gesamte Branche ist nun, dass Gesetzgeber und BSI zügig Unsicherheiten und Zweifel ausräumen.

Ingo Schönberg (PPC AG)

Ausschließlich für das klagende Unternehmen ist vorübergehend die Markterklärung des BSI ausgesetzt. Für alle anderen MSB ist sie weiterhin bindend und somit auch die Erfüllung der gesetzlichen Einbaupflicht. Der Rollout kann und muss also nach Plan weitergehen. Im Übrigen gehen wir davon aus, dass das BSI und BMWi im Hauptsacheverfahren beim VG Köln die Vorhaltungen ausräumen werden.

Dr. Peter Heuell (EMH Metering GmbH)

Das OVG Münster hat lediglich einen zeitlich befristeten Eilbeschluss erlassen, von dem ein Kläger betroffen ist. Dadurch, dass das BSI das Eilverfahren jetzt beendet hat, sind 47 weitere Unternehmen von der Pflicht, intelligente Messsysteme einzubauen, befreit. Für alle anderen MSB gilt wie gehabt die Einbaupflicht und die Preisobergrenze (POG) für intelligente Messsysteme. Unternehmen, die von der Allgemeinverfügung befreit sind, können unseren LZQJ-XC-Zähler in Verbindung mit einem Modem (z.B. LTE) einsetzen. Diese Lösung ist laut Urteil hier ab sofort für Pflichteinbaufälle zugelassen. Über ein Sicherheitsmodul lässt sich der Zähler nachträglich an das Gateway anbinden

Marco Sauer (Theben AG)

Die Entscheidung bedeutet kein Aussetzen oder Stopp des Rollouts, wie teilweise zu lesen war und wirkt nur zwischen den Verfahrensbeteiligten: Intelligente Messsysteme dürfen und können weiter eingebaut werden. Der Wille der Bundesregierung dazu wird doch in fast jedem Gesetz aktuell aufgezeigt.

Bouke Stoffelsma (Hausheld AG)

Das Urteil hat formal zur Folge, dass bis zur Entscheidung in der Hauptsache nochmal veraltete Zähler ohne Kontrolle des BSI eingebaut werden können. Ob solche Zähler dann nach dem Urteil in der Hauptsache weiter genutzt werden dürfen, scheint zumindest fraglich.

Welche Konsequenzen hat der Entscheid für die Gerätehersteller?

Marco Sauer (Theben AG)

Wir hatten nach dem Urteil einen deutlichen Anstieg bei den Presseanfragen. Aber im Ernst: für uns ändert sich ebenfalls nichts, wir arbeiten auch nach dem Beschluss an der Ermöglichung weiterer Anwendungsfälle und Mehrwerte auf der Basis unserer CONEXA. Das ist unter dem Strich unseres Erachtens auch die Botschaft des Eilbeschlusses.

Dr. Peter Heuell (EMH Metering GmbH)

Wir beliefern unsere Kunden wie gehabt mit unserem Smart Meter Gateway CASA. Wir erwarten, dass es nach einer kurzen Zeit der Verunsicherung keine weiteren gravierenden Änderungen bei den Bestellungen geben wird. Wir gehen zudem davon aus, dass unser Gateway mit der Re-Zertifizierung, die wir in diesen Tagen erwarten, den Mindestumfang, den das OVG Münster ansetzt, vollständig erfüllt. Außerdem rechnen wir mit zusätzlichen Aufträgen für unseren Zähler LZQJ-XC. Wir sind gelassen und gehen davon aus, dass in absehbarer Zeit BSI, BMWi und Gesetzgeber eine Lösung erarbeitet haben, die für Sicherheit und Nachhaltigkeit der Allgemeinverfügung sorgt.

Ingo Schönberg (PPC AG)

Unsere Gateways können technisch bereits viele wichtige Anwendungen abbilden. So haben wir mit der Re-Zertifizierung die Erweiterung der Funktionen erfolgreich abgeschlossen und ermöglichen unter anderem die Erfassung von Ist-Einspeisedaten und Netzzustandsdaten. Damit sollte der Mindestumfang analog TR Anlage VII vollständig erfüllt sein. Die anderen Hersteller sind auf dem Weg dorthin. Auch die Frage der Interoperabilität ist von allen Herstellern bereits mit über 40 GWAs und zahlreichen Stromzählern nachgewiesen worden. Die sukzessive Fortentwicklung des Ökosystems rund um das Smart Meter Gateway entlang des Rollouts ist hier die einzig sinnvolle und praktikable Strategie.

Rüdiger Winkler

Geschäftsführer edna Bundesverband Energiemarkt & Kommunikation e.V.
(Foto: edna)

Das Fazit:

Die Politik ist gefordert!

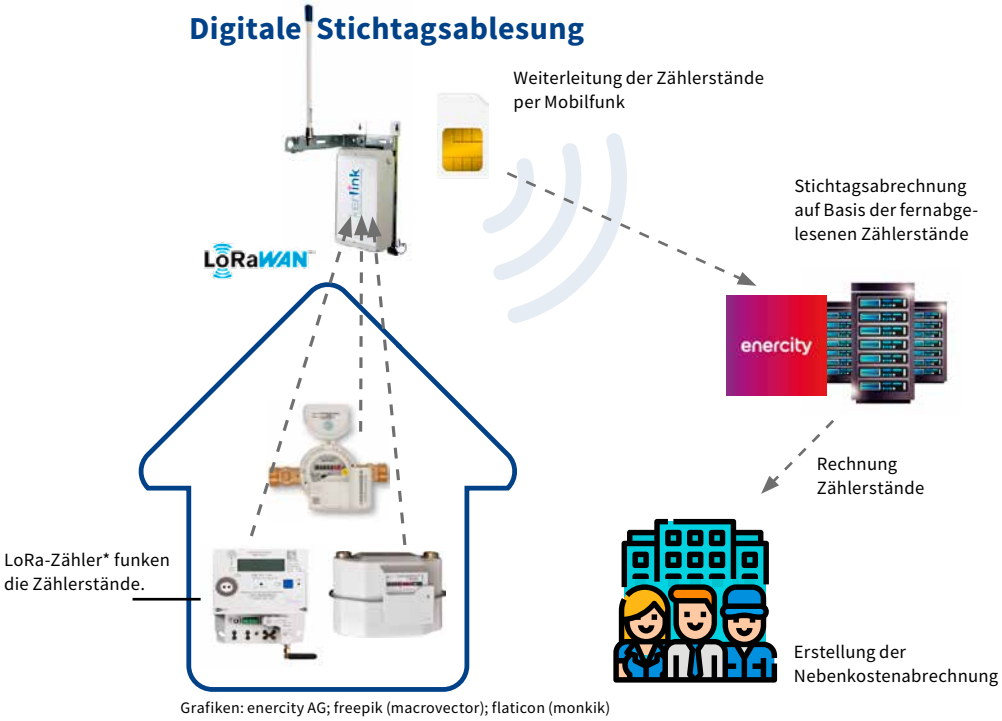
Um einen weiteren Schaden für die mit den Gateways angestrebten Ziele abzuwenden, fordert edna, noch in dieser Legislaturperiode schnell und praxisgerecht die erforderliche Gesetzgebung zu schaffen. Damit sollte jetzt auch schnell eine rechtssichere Interimsgenehmigung für die übrige Funktionalität der G1-SMGW gefunden und für deren Weiterentwicklung ein zeitlich und inhaltlich abgestimmter Stufenplan vorgelegt werden. Herstellern, Dienstleistern, Marktteilnehmern sowie Endverbrauchern – und vor allem dem Glauben an die Digitalisierung der Energiewende – wäre damit gedient.

TREIBER FÜR SMART CITY

Die Antenne für die erste digitale Stichtagsablesung steht.
(Foto: enercity AG; pixabay (pcdazero))

Bei enercity geht man neue Wege im Messwesen – und darüber hinaus. Ein neues Angebot zur Stichtagsablesung für die Wohnungswirtschaft könnte zum Ausbau des stadtweiten LoRaWAN-Netzes beitragen.

Stefan Lindner aus dem Bereich ‚Intelligente Technologien' der enercity ist nach eigenem Bekunden ein „echter Fan von LoRa-Metering". In mehreren Projekten erprobt der Regionalversorger seit vergangenem Jahr in unterschiedlichen Anwendungsfällen, wie die Daten vernetzter Sensoren sinnvoll genutzt werden können. Den Einstieg bildete ein Projekt bei der „üstra" (ÖPNV), erläutert Dr. Marcus Thomas, der im Bereich Intelligente Technologien das IoT-Geschäftsfeld verantwortet. Anhand von Echtzeit-Zustandsdaten, die per LoRaWAN an die IoT-Plattform der Digimondo GmbH übermittelt, dort ausgewertet und visualisiert werden, überwacht die üstra über ein Dashboard die technische Ladeinfrastruktur für Elektrobusse. Für die örtliche Sophienklinik entstand eine Infrastruktur zum Monitoring von CO_2-Gehalt, Temperatur und Luftfeuchte in Patientenzimmern und Büros. In mehreren Schulen wurden darüber hinaus sogenannte CO_2-Ampeln installiert, die im Rahmen der Corona-Schutzmaßnahmen ein bedarfsgerechtes Lüften der Klassenräume ermöglichen. Zwischenzeitlich gab es viele weitere Piloten, die LoRa-WAN-Netzabdeckung wird dabei ständig erweitert. „Auch unser Netzbetreiber und verschiedene kommunale Stellen haben schon Interesse bekundet", berichtet Dr. Thomas, denn auch Trafo- und Fernwärmestationen, Füllstände z.B. von Müllcontainern oder Klima- und Lüftungsanlagen lassen sich mit einer entsprechenden Infrastruktur sehr effektiv überwachen.



Grafiken: enercity AG; freepik (macrovector); flaticon (monkik)

DIGITALE MESSDATENERFASSUNG

Eine weitere, sehr sinnvolle Anwendung sehen Lindner und Dr. Thomas in der Auslesung von Verbrauchszählern. „Als wir begonnen haben, moderne Messeinrichtungen bei den Haushalten auszurollen, haben sich viele Bürger gefreut und aktiv nachgefragt, wie man denn nun seine Ver-

brauchswerte digital auslesen und übertragen könnte“, erzählt Lindner. Die Antwort, dass das leider nicht möglich sei, stellt auch ihn nicht zufrieden. „Wir möchten unse-ren Kunden zeitgemäße Services anbieten und müssen sie – trotz der neuen, digitalen Zähler – immer noch mit der Selbstablesekarte in den Keller schicken“, sagt er. Auch seitens der Wohnungswirtschaft erreichten die enercity seit Jahren Anfragen zu digitalen Auslese- beziehungsweise Übermittlungsverfahren für die Verbrauchswerte. „Als Messstellenbetreiber würden wir uns natürlich ebenfalls ein Verfahren wünschen, das weniger aufwändig und feh-leranfällig ist als die Selbstablesung, aber auch kostengünstiger als die bisherige, konventionell verfügbare Fernauslesetechnik“, ergänzt Lindner. Mit dem Rollout der modernen Messeinrichtungen sind nun die technischen Möglichkeiten für eine automatisierte Auslesung per LoRaWAN gegeben: LoRaWAN-fähige Zähler sind heute am Markt verfügbar – für Strom, Gas, Wasser, Wärme. Das Angebot wächst stetig an. „Wir sehen auch im regulierten Bereich keine plausible Begründung, systemunkritische Kunden, die wenig verbrauchen, für die Ablösung der biomechanischen Ablesung mit SMGWs auszustatten. Hier ist LoRa insbesondere in urbanen Gebieten deutlich einfacher und günstiger realisierbar. Außerdem ist durch die datensparsame Übertragung und Verschlüsselung, die LoRaWAN bietet, ein bereits deutlich höheres Schutzniveau als beim biomechanischen Ableseprozess gegeben“, fährt Stefan Lindner fort. Unter wirtschaftlichen Aspekten und mit Blick auf den Kundenservice erscheint ihm dieser Weg jedenfalls absolut naheliegend. Auch Erfahrungen gibt es bereits: In Celle realisiert enercity ein Mieterstromprojekt, aktuell werden bereits 30 Stromzähler mittels LoRAWAN ausgelesen.

DIGITALE STICHTAGSABLESUNG

Vor diesem Hintergrund entschloss sich enercity, ein Produkt zur Stichtagsablesung per LoRaWAN für die hannoversche Wohnungswirtschaft zu entwickeln, das jetzt in die Angebotsphase geht. „Wir agieren hier dann im Auftrag des Kunden“, erläutert Stefan Lindner. Das Konzept sieht vor, die fraglichen Liegenschaften mit LoRaWAN-fähigen Zählern für alle Versorgungssparten auszustatten. „Ziel ist es, für die Gesellschaften Stichtagsabrechnungen über den gemeinschaftlichen Verbrauch auf Basis fernübertragener Messwerte zu erstellen. Sofern die enercity auch Wasserversorger ist, können natürlich auch Wohnungs- und Hauswasserzähler angeschlossen und per Funk ausgelesen werden“, erläutert Lindner. Ist die Infrastruktur in Betrieb, dienen die LoRa-Gateways gleichsam als Datensammler für die ausgelesenen Messwerte, die endgültige Übergabe ins Backend der enercity erfolgt gesichert per Mobilfunk. Dort wird dann auch die Stichtagsabrechnung erstellt. Stefan Lindner: „Die Wohnungsgesellschaft erhält alle notwendigen Daten – ohne eigenen logistischen Aufwand.“ Aufwände ergäben sich durch die Umrüstung und den Betrieb der zum Teil akkubetriebenen Funkzähler und den Aufbau und Betrieb der Funk-Infrastruktur. „Mit Blick auf den Komfortgewinn und die Aufwandsersparnis könnte das für unsere Kunden sehr interessant sein“, sind Stefan Lindner und Dr. Marcus Thomas überzeugt. Aktuell sei man mit ersten Wohnungsgesellschaften und Hausverwaltungen im Gespräch – das Angebot stoße auf Interesse. Das freut die beiden enercity-Fachleute, denn die Umsetzung dieser Produktinnovation würde gleichzeitig den Ausbau der LoRaWaN-Infrastruktur voranbringen und damit zum Treiber für zahlreiche weitere Smart Energy- und Smart City-Anwendungen werden. (pq)

enercity AG, Stefan Lindner, 30449 Hannover, stefan.lindner@enercity.de

Anzeige

Wenn es um die Sicherheit der Grundversorgung geht, steht secunet bereit. Als IT-Sicherheitspartner der Bundesrepublik Deutschland beraten wir Betreiber kritischer Infrastrukturen zu Sicherheitskonzepten und implementieren premiumsichere Schutzmaßnahmen.

secunet.com protecting digital infrastructures

secunet

ALLES SICHER?

Mit der zunehmenden Digitalisierung des Energiesektors steigt die Verwundbarkeit dieser kritischen Infrastruktur gegenüber Cyberangriffen und IT-Sicherheitsvorfällen: Allein 2020 wurden dem Bundesamt für die Sicherheit der Informationstechnik (BSI) 100 Vorfälle aus der Versorgungswirtschaft (Energie und Wasser) gemeldet – nur der Gesundheitssektor ist stärker betroffen.

Nach mehr als zwei Jahren europäischer Ermittlungsarbeit meldete das Bundeskriminalamt am 18. Februar 2021 einen entscheidenden Schlag gegen die Cyberkriminalität. Die Infrastruktur, von der aus die Malware Emotet – eine gefährliche Kaskade unterschiedlicher Schadprogramme – in die Systeme von Unternehmen oder öffentlichen Einrichtungen gespielt wurde, sei zerschlagen worden. Wie die Strafverfolgungsbehörden meldeten, wurden mehr als 100 Server, davon 17 in Deutschland, gefunden. Dieses Ergebnis verdeutlicht, dass es sich bei Cyberkriminellen um hochprofessionelle, bestens ausgestattete Gruppen handelt. Der aktuelle IT-Lagebericht 2020 des BSI nennt dazu eindrucksvolle Zahlen: Insgesamt 117 Millionen neue Schadprogramm-Varianten, mehr als 300.000 neue Schadprogramme und bis zu 20.000 neue Bot-Infektionen täglich. Selbst große IT-Anbieter, die genau aus diesem Grund Millionen in die Sicherung ihrer Systeme stecken, können die Zäune nicht immer hoch genug bauen: Das zeigt die seit Anfang März bekannte Sicherheitslücke bei Microsoft, über die auch zigtausende Microsoft-Exchange Server in Deutschland über das Internet angreifbar geworden waren. Das BSI rief die höchste IT-Bedrohungslagestufe rot aus.

CYBER-SECURITY

REALE BEDROHUNG

Natürlich ist auch die Versorgungswirtschaft im Visier der Täter und im Zuge der Digitalisierung heute sicher verwundbarer als zu den Zeiten, als Schaltpläne auf Papier gezeichnet, Messwerte in Excellisten eingetragen und Aufträge per Fax verschickt wurden. Digitale Komponenten und Prozesse, vernetzte Objekte im Internet of Things sind jederzeit angreifbar.

Das ist keine Theorie, wie der Blick in den aktuellen Bericht des BSI zeigt: „Im Berichtszeitraum gab es in den Sektoren Energie und Wasser mehrere Vorfälle, die auf Störungen in für den Betrieb der Kritischen Infrastrukturen notwendigen Steuerungskomponenten zurückzuführen waren. Die Störungen mussten mit teilweise erheblichem Aufwand, mitunter über einen Monat hinweg, behoben werden.“ Zurück in die Steinzeit ist natürlich keine Option, denn ohne digitale Prozesse und Anlagen wären heute weder eine nachhaltige Versorgung noch der wirtschaftliche Betrieb der Stadtwerke und Versorger zu gewährleisten. Auch der Klimaschutz braucht die Digitalisierung.

Bilder: pixabay (markusspiske); Frank Peters / Shutterstock.com

ERKENNTNISSE AUS NACHWEISEN VON KRITIS-BETREIBERN

In den Sektoren Energie und Wasser ist erkennbar, dass ein Großteil der festgestellten Mängel in den Kategorien Netztrennung, Notfallmanagement und physischer Sicherheit liegt. Eine funktionierende Netztrennung ist zur effektiven Abwehr von Angriffen wichtig. Sie unterbindet den unbefugten Zugang aus dem Internet oder aus Büronetzen in Produktionsnetze und damit zur kritischen Dienstleistung und detektiert unbefugte Aktivitäten an eventuell vorhandenen Netzübergängen. Das Notfallmanagement lebt durch funktionierende Regelungen und Prozesse. Seine große Bedeutung wird gerade durch die COVID-19-Pandemie deutlich, […] wenn aus Gründen der Notfallbewältigung geltende Sicherheitsregeln geändert oder sogar gelockert werden müssen, während zeitgleich weniger IT-Fachleute in den Organisationen verfügbar sind. Mängel bei der physischen Sicherheit sind nicht weniger wichtig, erfordern aber einerseits typischerweise eine längere Planung. […] Von Freigaben in den Unternehmen bis hin zu Baugenehmigungen und deren Umsetzung liegen teilweise lange Zeiträume bis zur endgültigen Behebung der Mängel.

BSI: Die Lage der IT-Sicherheit in Deutschland 2020

www.bsi.bund.de

Tatsächlich könnten die Folgen eines großen Cyberangriffs auf unsere Versorgungsinfrastruktur dramatisch sein – und sie reichen potenziell umso weiter, je stärker Prozesse und Systeme miteinander verbunden sind. Auch ganz banale Vorfälle können hier fatale Konsequenzen haben: Man stelle sich nur vor, in dem großen Rechenzentrum in Straßburg, das vor einigen Tagen niederbrannte, wären Daten und Prozesse eines Versorgers gespeichert oder gehostet worden…

WIE GEHT CYBERSICHERHEIT?

Darum verpflichtet der Gesetzgeber die Betreiber Kritischer Infrastrukturen auch, „angemessene organisatorische und technische Vorkehrungen zur Vermeidung von Störungen der Verfügbarkeit, Integrität, Authentizität und Vertraulichkeit ihrer informationstechnischen Systeme, Komponenten oder Prozesse zu treffen, die für die Funktionsfähigkeit der von ihnen betriebenen Kritischen Infrastrukturen maßgeblich sind. Dabei soll der Stand der Technik eingehalten werden.“ (BSI-Gesetz – BSIG, § 8a Sicherheit in der Informationstechnik Kritischer Infrastrukturen).“ Doch wie ist diese Verpflichtung einzulösen?

AKTUELLE CYBER-ANGRIFFE

WASSERAUFBEREITUNGSANLAGE OLDSMAR (USA)

Anfang Februar 2021 wurde ein Hackerangriff auf eine Wasseraufbereitungsanlage im US-Bundesstaat Florida bekannt. Die Täter hatten sich Zugriff auf das IT-System der Stadt Oldsmar verschafft und den Anteil von Natriumhydroxid im Wasser mehr als verhundertfacht. Mitarbeiter der Anlage in Oldsmar hätten nach Angaben der dortigen Behörden die „potenziell gefährliche“ Änderung sofort bemerkt und rückgängig gemacht.

ENTSO-E (BELGIEN)

Im Frühjahr 2020 informierte der Verband Europäischer Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) ENTSO-E, der insgesamt 42 Verteilnetzbetreiber aus 35 Ländern repräsentiert, über einen erfolgreichen Ransomware-Angriff in einem Büronetzwerk. Die Organisation gab keine Details über die Art des Eindringens oder den ursprünglichen Vektor bekannt. Es wurde mitgeteilt, dass das Netzwerk des ENTSO-E-Büros nicht mit einem operativen ÜNB-System verbunden gewesen sei. Lediglich der Dateiaustausch zwischen dem finnischen ÜNB Fingrid und ENTSO-E sei betroffen gewesen.

TECHNISCHE WERKE LUDWIGSHAFEN (DEUTSCHLAND)

Der regionale Energieversorger wurde im Februar 2020 Opfer einer Phishing-Kampagne. Dabei war es Hackern gelungen, Kundendaten wie Namen, Adressen und Kontodaten sowie Geschäftsdaten zu ergattern. Die bei dem Angriff vermutlich eingesetzte Ransomware der Gruppe Clop gehört laut dem Cybersicherheit-Anbieter Rhebo zu einem Strang hochspezialisierter Schadsoftware, die in einzelnen Varianten sogar mit legitimer Signatur erhältlich sei. Dadurch könnten gängige Abwehrmechanismen, wie sie in Firewalls und typischen Intrusion Detection Systemen zur Anwendung kommen, umgangen werden.

Deutsche wie europäische Behörden und Fachverbände arbeiten seit Jahren kontinuierlich an Konzepten und Regularien, um Sicherheitslücken systematisch zu schließen, Bedrohungen zu identifizieren und Schutzstandards zu etablieren. All das ist sehr sinnvoll – nur so wird das Bewusstsein für die vorhandenen Bedrohungen geschärft, ein Austausch zwischen Anwendern, Technologieanbietern und Dienstleistern kommt in Gang und Best Practices werden für alle Unternehmen verfügbar. Doch die genannten Institutionen agieren bekanntermaßen nicht ganz so agil wie ein Hackernetzwerk, ihre Abstimmungsprozesse dauern deutlich länger als die Entwicklungszyklen für Schadsoftware. Die Gesetzgebung und die Fachgremien können demnach nur einen prozessualen Rahmen für die Umsetzung der Schutzkonzepte im Versorgungsunternehmen bieten.

PROZESSE, PROFIS UND GELD

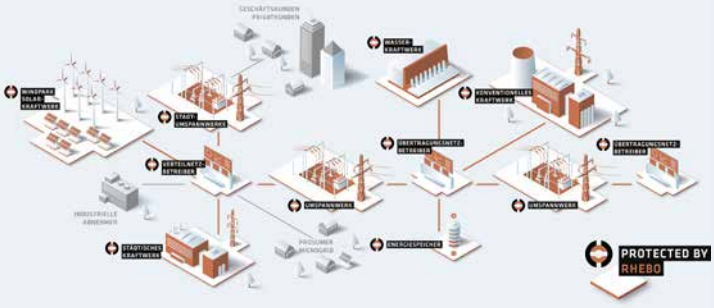
Stadtwerke und Versorger erkennen zunehmend, dass Cyber- und IT-Sicherheit keine reine Formalie darstellen, die sich mit dem Nachweis entsprechender IT-Lösungen erledigen lässt. Es bedarf qualifizierter Fachkräfte mit entsprechenden Ressourcen und Befugnissen, die dafür sorgen, dass die Sicherheit von allen Mitarbeitenden bei allen Prozessen mitgedacht und ernst genommen wird. Und es bedarf Investitionen in technische Lösungen und externe Fachkompetenzen. Bei aller Euphorie über die vielfältigen Vorzüge der Digitalisierung in Unternehmens-, Betriebs- und Kundenprozessen sollte man auch bereit sein, den Preis für die gesteigerte Effizienz und Qualität zu zahlen. (pq)

Advertorial

Cybersicherheit für Unterstationen

Der Steuerung und Wartung von Umspannwerken, Schaltanlagen und Erneuerbare-Energie-Anlagen (EEA) erfolgt zunehmend über Fernzugänge. Deshalb bedarf es einer durchgehenden Sichtbarkeit und Angriffserkennung.

Verteilnetz- und Übertragungsnetzbetreiber wissen selten, was konkret in der Netzleittechnik ihrer ferngesteuerten Anlagen passiert. Lokale Firewalls wehren die bekannten Angriffe ab, sind jedoch bei neuartigen Angriffsmustern sowie Aktivitäten über autorisierte Fernzugänge und innerhalb der Netzwerke machtlos. Dabei sind periphere Infrastrukturen für Cyberkriminelle ein beliebtes und einfaches Ziel für Einstieg, Auskundschaften und laterale Bewegung. Laut aktueller Daten wurden in der zweiten Hälfte des letzten Jahres 449 Schwachstellen in industriellen Steuerungssystemen identifiziert. 76 % konnten ohne Authentifizierung und 71 % aus der Ferne ausgenutzt werden.



Rhebo erkennt schädliche Aktivitäten im Smart Grid von der Leitwarte bis zur Unterstation. (Quelle: Rhebo)

Frühzeitige Angriffserkennung auf allen Ebenen

Betreiber benötigen eine System, dass bereits lokal auch neuartige, unbekannte oder autorisierte schädliche Kommunikation erkennt.

Rhebo bietet ein industrielles Netzwerkmonitoring mit Anomalieerkennung, das Abweichungen in der Kommunikation sowohl in der zentralen als auch der lokalen Netzleit- und Fernwirktechnik lückenlos erkennt, bewertet und meldet. Die Sensoren können als Hardware oder als Software auf verbreiteten Sicherheitsgateways von u.a. Barracuda, INSYS icom, RAD und Welotec integriert werden. Verdächtige Kommunikation wird in Echtzeit und mit allen Details an die Leitwarte gemeldet, so dass umgehend reagiert werden kann.

Schäden an Umspannwerken und EEA können so frühzeitig und kosteneffizient bekämpft und das Überspringen des Angriffs verhindert werden.

Impressum & Kontakt

Klaus Mochalski, CEO Rhebo
info@rhebo.com, www.rhebo.com

INTERVIEW

Dr. Stephan Hutterer, Abteilungsleiter Produktmanagement bei der Sprecher Automation GmbH
(Foto: Sprecher Automation GmbH)

Betrachtung über alle Ebenen

Vernetzte Anlagen, intelligente Mess- und Steuertechnik – der Trend zur Digitalisierung der Energieversorgung birgt enorme Chancen, doch gleichzeitig steigen die potenziellen Sicherheitsrisiken. Für die Sprecher Automation GmbH als Anbieter von Schaltanlagen und Automatisierungslösungen gehört die Beschäftigung mit den neuen Herausforderungen heute zum Alltag. Wir sprachen mit Abteilungsleiter Produktmanagement Dr. Stephan Hutterer.

Wie beurteilen Sie die Digitalisierung der Verteilnetze unter Sicherheitsaspekten?

In der Energiebranche haben wir das Glück, dass wir bereits seit jeher ein starkes Bewusstsein für die Kritikalität unserer Infrastruktur haben und somit auch Digitalisierungsbestrebungen stets von Sicherheitsbetrachtungen begleitet wurden. Dennoch müssen wir sicherstellen, dass Security wirklich überall mitgedacht wird. Als konkretes Beispiel fällt mir hier etwa die Digitalisierung der Ortsnetzstationen ein: Häufig werden aufgrund der vergleichsweise einfachen Digitaltechnik in solchen Stationen auch Abschläge hinsichtlich der Security als logische Konsequenz betrachtet. Eigentlich ist genau das Gegenteil der Fall: In Ortsnetzstationen existiert praktisch kein physischer Zugriffsschutz, zusätzlich sind die Anlagen in hoher Quantität örtlich weit verteilt. Dementsprechend muss hier sogar ein höheres Maß an Security angesetzt werden.

Sind sich die Netzbetreiber dieser Gefahren hinreichend bewusst?

In den meisten Projekten, die ich kenne, sind Security-Fachleute fixer Bestandteil des Projektteams. Ist dies nicht der Fall, kann es zu solchen Fehleinschätzungen hinsichtlich der Risiken kommen.

Wo genau liegen Schwachstellen?

Die maßgeblichen Schwachstellen würde ich gar nicht an der Technik aufhängen. Natürlich gibt es keine 100%-ig schwachstellenfreien Produkte, egal in welcher konkreten Domäne. Die damit verbundenen Risiken sind allerdings – sofern bekannt – quantifizierbar und auch handhabbar. Viel kritischer ist der Faktor Mensch: Fehlendes Bewusstsein für Cyberrisiken kann sehr rasch zu großem Schaden führen. Man denke da etwa an gefälschte Mails mit möglicherweise schadhaften Anhängen: Unvorsichtige Mitarbeitende, die solche öffnen, können sehr schnell ein signifikantes Risiko bis hin zu echten Schäden für das Unternehmen erzeugen.

Welche Schutzkonzepte werden in der Praxis umgesetzt und wie bewerten Sie diese?

Die Schutzkonzepte sind sehr stark durch das BDEW Security Whitepaper geprägt, dieses hat sich hier klar als Standard etabliert. Ich persönlich begrüße diese Entwicklung, da so ein gemeinsames Verständnis für die Umsetzung von Security in Energieanlagen entstanden ist.

Wo müssen wirksame Schutzmaßnahmen ansetzen und wie sehen diese konkret aus?

Bei Schutzmaßnahmen müssen alle Systemebenen miteinbezogen werden. Das reicht von den Mitarbeitenden, über Sicherheitsmaßnahmen in den allgemeinen IT-Umgebungen, über die Netzwerktechnik, welche in die Energieanlagen führt, bis hin zu den digitalen Lösungen innerhalb der Anlagen. Isolierte Schutzmaßnahmen in Teilen dieser Betrachtung mögen vielleicht einzelne Risiken reduzieren. Gesamthaft kann jedoch ein Unternehmen Security nur leben, wenn diese Sicherheitsbetrachtungen über alle Ebenen gezogen werden und die einzelnen Maßnahmen aufbauend und ineinandergreifend funktionieren. Defence-in-Depth ist hier der entscheidende Begriff.

Welche Vorgehensweise empfehlen Sie Netzbetreibern – speziell auch mit Blick auf die Nachrüstung der digitalen Infrastruktur?

Nach einigen Jahren ist die Branche mittlerweile an einem positiven Punkt, an dem bereits etablierte Vorgehensweisen und auch umgesetzte Security-Konzepte existieren. Alle Netzbetreibenden sind gut beraten, untereinander oder in Verbänden die Best-Practice-Beispiele einzuholen, oder auch einfach von ihren Lieferfirmen derartige Informationen einzufordern. Wir haben an allen Standorten Security-Fachleute aufgebaut, welche nicht nur operativ die Produkte und Anlagen absichern, sondern auch gemeinsam mit den Kunden die jeweils praktikabelste Security-Lösung erarbeiten. (pq)

Sprecher Automation GmbH, Dr. Stephan Hutterer,
A-4020 Linz, stephan.hutterer@sprecher-automation.com

CYBER-SECURITY

SICHERHEIT IN KOMPLEXEN NETZWERKEN

Versorger wie die LEAG und die RheinEnergie AG haben mit Unterstützung des Cybersecurity-Unternehmens secunet ein Informationssicherheitsmanagementsystem (ISMS) umgesetzt. Das System kann dabei als Ausgangspunkt für intelligentes Monitoring dienen.

Bild: LEAG; deepadesigns / Shutterstock.com

Cyberangriffe auf kritische Infrastrukturen werden immer vielfältiger und professioneller. Sie bedrohen nicht nur Betriebsgeheimnisse, sondern können auch messbare, physische Schäden anrichten und zum Beispiel die Energieversorgung der Bevölkerung gefährden. Gemäß dem IT-Sicherheitsgesetz sowie den IT-Sicherheitskatalogen der Bundesnetzagentur müssen KRITIS-Betreiber wie etwa Energieversorger deshalb ein ISMS aufsetzen und betreiben. Das Cybersecurity-Unternehmen secunet hat unter anderen auch die LEAG und die RheinEnergie AG bei der Umsetzung der gesetzlichen Vorgaben unterstützt und begleitet.

LEAG

Die Lausitz Energie Kraftwerke AG (LEAG) mit Sitz in Cottbus ist einer der größten deutschen Energieversorger. Zur Implementierung eines Informationssicherheitsmanagementsystems (ISMS) startete die LEAG ein Projekt mit Unterstützung von secunet. Es sollte die bestehenden Konzepte für Arbeitsschutz, Umweltschutz und Qualitäts- und Energiemanagement sinnvoll ergänzen. „Des Weiteren wird das Personal im Bereich der Informationssicherheit stetig weiterqualifiziert“, erläutert Steffen Heyde, Division Industry, secunet Security Networks AG.

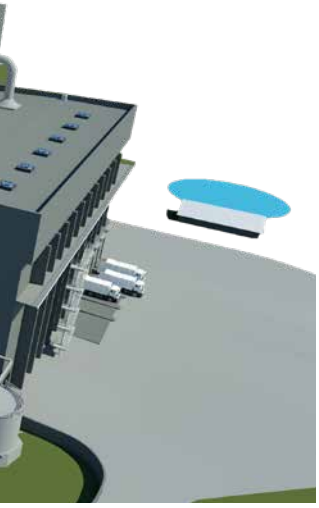
RHEINENERGIE AG

Der Kölner Regionalversorger RheinEnergie AG ging über die gesetzlichen Anforderungen hinaus: Obwohl lediglich einzelne Hauptabteilungen der RheinEnergie AG in den gesetzlichen Geltungsbereich für das ISMS fallen, entschied sich das Unternehmen, das System unternehmensweit auszurollen. „Dafür wurde zunächst ein übergeordnetes Rahmen- und Regelwerk gemeinsam mit secunet definiert, um anschließend die Prozesse in den einzelnen Hauptabteilungen zu etablieren“, berichtet Heyde. Darüber hinaus wurden Mitarbeiter und Führungskräfte für das Thema Informationssicherheit sensibilisiert und so eine Sicherheitskultur etabliert, die von der Belegschaft mitgetragen wird.

ISMS WEITERGEDACHT

Das IT-Sicherheitsgesetz fordert angemessene Maßnahmen nach dem „Stand der Technik“. Dazu gehört, die Cybersicherheitslage in den IT- und OT-Netzwerken einschätzen zu können. Auch für die unternehmensinterne Berichterstattung zur Gesamtsicherheitslage sind solche Maßnahmen wichtig: In dem Bericht des IT-Sicherheitsbeauftragten oder Chief Information Security Officer (CISO) an die Unternehmensleitung sollten neben Auswertungen aus dem (IT-)Risikomanagement auch erhobene Daten aus den operativen Bereichen berücksichtigt werden. „Dazu ist es sinnvoll, zentrale Kennzahlen (KPIs) auszuwerten, die unter anderem aus Beobachtungen der IT- und OT-Netzwerke resultieren“, sagt Steffen Heyde. Nicht zuletzt sind KRITIS-Betreiber verpflichtet, IT-Sicherheitsvorfälle an die zuständigen Aufsichtsbehörden wie das BSI zu übermitteln – auch deshalb ist es wichtig, sie frühzeitig zu erkennen.

Hier bietet das ISMS laut Steffen Heyde ausgezeichnete Ansatzpunkte: „Nach und nach lässt es sich um weitere sinnvolle Bausteine ergänzen. Ein IT-Sicherheitsmonitoring etwa liefert Real-Time-Analysen, mit denen der ISMS-Ansatz mit Daten unterfüttert werden kann. Damit lässt er sich quantifizieren und mit exakten Key Performance Indicators (KPIs) verbinden.“ Zudem unterstütze ein technisches Sicherheitsmonitoring die Verantwortlichen dabei, ein



Lagebild zu erstellen und potenzielle Sicherheitsvorfälle schnell zu sichten, einzuordnen, einzudämmen oder zu unterbinden – auch, wenn noch kein Schaden eingetreten ist. Zusätzlich erleichtert es die Bewertung durch das Management und die zuständigen Behörden. Unternehmen werden damit auch in die Lage versetzt, Strategien und Maßnahmen sehr zielgerichtet zu entwickeln und umzusetzen.

LAGEBILD-TOOL

Ein wirksames IT-Sicherheitsmonitoring sollte über ein Sicherheitslagebild-Tool verfügen. secunet hat deshalb die Lösung secunet monitor entwickelt, die modulare Tools für Netzwerkanalyse, Detektion, Compliance und Prävention bietet.

NETZWERKANALYSE

Durch die fortschreitende Integration von OT-Netzen in die IT stehen die IT-Verantwortlichen vor der Herausforderung, dass sie nun auch diese verstehen und verwalten müssen. Steffen Heyde: „Eine passende Monitoring-Lösung, die über eine automatisierte Real-Time-Analyse gängiger Protokolle aus der IT- und OT-Welt verfügt, bietet die Möglichkeit, ohne viel Mehraufwand und mittels der gewohnten Werkzeuge Transparenz in der OT zu erlangen.“ Im Gegensatz dazu könnten spezialisierte OT-Sicherheitsmonitoring-Lösungen oft nur die OT-Protokolle verstehen und seien den bekannten Gefahren aus der IT, die nun immer mehr in die OT übergreift, nicht gewachsen. „Wichtig ist ferner, dass die Netzwerkanalyse standardmäßig rein passiv durchgeführt wird und keinen Einfluss auf die Produktionsnetze nimmt. So wird die Funktionsfähigkeit der jeweiligen Anlage nicht gestört“, führt er aus. Da dabei alle kommunizierenden Komponenten (Assets) erkannt, identifiziert und inventarisiert werden, leistet die Software auch einen wesentlichen Beitrag zum Asset-Management im Rahmen des ISMS.

Der secunet monitor

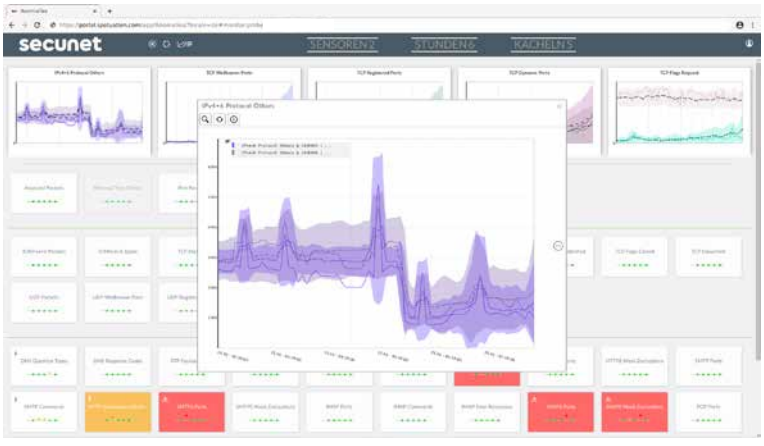


Bild: secunet

ANGRIFFSERKENNUNG (DETEKTION)

IT-Sicherheitsmonitoring entdeckt Verhaltensauffälligkeiten (Anomalien) und erkennt Hinweise auf zielgerichtete Angriffe im Netzwerk. „Werden diese sichtbar, sind sie oft auch behandelbar. Die Unternehmen können schnell reagieren, Schäden reduzieren und eine weitere Ausbreitung oder gar eine Eskalation verhindern“, erläutert der secunet-Fachmann.

SCHWACHSTELLENANALYSE (COMPLIANCE)

Viele Systeme und Protokolle weisen Schwachstellen auf – und oft ist nicht einmal bekannt, wo diese kompromittierten Systeme und Protokolle überall zum Einsatz kommen. Lösungen wie secunet monitor decken automatisiert Schwachstellen auf – etwa die Nutzung älterer SMB-Protokolle oder schwacher Verschlüsselungsalgorithmen – und erzeugen einen Bericht zu deren weiterer Behandlung. Zusätzlich identifizieren sie auch unbekannte Kommunikationsverbindungen und analysieren sie. Diese Informationen können in einen automatisiert erstellten Management-Report einfließen.

IDS/IPS (PRÄVENTION)

Wie Steffen Heyde berichtet, lässt sich das IT-/OT-Sicherheitsmonitoring auch mit Industrie-4.0-Sicherheitslösungen kombinieren, um weitergehende Sicherheitsmaßnahmen aufzubauen. „Beispielsweise bietet die Lösung secunet edge zusammen mit secunet monitor ein Intrusion Detection & Prevention System (IDS/IPS). Diese Funktion verhindert die Ausbreitung von Angriffen und sichert die Funktionsfähigkeit des Netzwerks.“

Eine leistungsfähige Monitoringlösung erweist sich damit offenkundig als sinnvolle Ergänzung zum vorgeschriebenen Informationssicherheitsmanagementsystem. Anwender können Ereignisse, die sich zu Sicherheitsvorfällen entwickeln könnten, frühzeitig erkennen, schnell reagieren und ähnlichen Fällen vorbeugen. Das System bereitet Daten so auf, dass sie dem Management sofort zur Verfügung gestellt werden und im Rahmen der Governance-, Risikomanagement- und Compliance-Prozesse genutzt werden können. So lassen sich deutlich schneller und präziser Entscheidungen ableiten, Maßnahmen genehmigen und deren Erfolg prüfen – und damit letzten Endes eine sichere Energieversorgung gewährleisten. (pq)

secunet Security Networks AG, Steffen Heyde,
45138 Essen, steffen.heyde@secunet.com

Foto: Anel Alijagic / Shutterstock.com

MENSCHEN FÜR DIE DIGITALISIERUNG

Eine Neuausrichtung der Versorgungswirtschaft erfordert nicht nur einen technologischen Umbau, sondern auch Menschen im Unternehmen, die diesen Prozess gestalten. Volker Aumann, Personalberater für die Versorgungsbranche, erläutert die Anforderungen.

Auch bei den Stadtwerken und Energieversorgern ist die Corona-Pandemie zum Treiber der Digitalisierung geworden. Viele Unternehmen erkennen die Notwendigkeit und die Chancen, eigene Prozesse zu optimieren, Kunden neue Kommunikationswege zu bieten, und vielleicht auch Leistungen anzubieten, die bislang nicht zum klassischen Portfolio eines Stadtwerks gehören. Volker Aumann, Geschäftsführer bei der Personalberatung aumann & metzen GmbH, kennt die Herausforderungen, die diese Neuorientierung für das Recruiting mit sich bringt. „Nur, wenn an den entscheidenden Stellen auch die richtigen Leute sitzen, kann ein Energieversorger seinen strategischen Kurs wirksam verfolgen und nachhaltig erfolgreich sein."

ORGANISATION ENTWICKELN

Doch um die „richtigen" Fach- und Führungskräfte an Bord zu holen, müssten die lokalen Energieversorger wohl in mancher Hinsicht umdenken. „Viele Jahre war es üblich, die Steuerung eines Versorgers auf eine kaufmännische und eine technische Geschäftsführung aufzuteilen, die dann Betriebswirte und Ingenieure gemäß Ihres Erfahrungs- und Ausbildungshintergrunds übernahmen. Heute sind fast alle Entscheidungen, sowohl in der Technik als auch im betriebswirtschaftlichen Bereich von digitalen Fragestellungen überlagert", erläutert der Personalberater. Das setze nicht nur die Anforderungsprofile, sondern auch die alten Strukturen unter Druck. „Die Möglichkeit, in unterschiedlichen Bereichen seine Idee einzubringen, mit wechselnden Kollegen an immer neuen Aufgabenstellungen zu arbeiten, mal in einem Projekt die Leiterin zu sein und in einem anderen nur mitzuarbeiten – das ist in vielen Unternehmen schon

seit Jahren gelebte Realität“, sagt Aumann. Menschen, die aus einer solchen Arbeitskultur kommen, sei nur schwer zu erklären, dass sie für die Veröffentlichung eines Social Media-Posts erst die Genehmigung von drei Vorgesetzten benötigen.

Gerade für die lokalen Versorger, die keine kompletten Abteilungen für Elektromobilität, Quartierslösungen oder Mieterstrom aufbauen können, sind solche „agil“ arbeitenden Menschen jedoch unverzichtbar: Hochqualifizierte Generalisten auf der Team- oder Abteilungsleiterebene, die über die Bereichsgrenzen hinaus die vielfältigen Möglichkeiten des Marktes in moderne Geschäftsmodelle transformieren können. Hier sieht Aumann auch den größten Bedarf an qualifizierter energiewirtschaftlicher Personalberatung: „Die Zukunftsfähigkeit eines kleinen Versorgers entscheidet sich meist an der Innovationsfähigkeit ganz weniger Führungspersonen in der zweiten und dritten Ebene dieser Organisationen.“ Doch wie gewinnt man solche Mitarbeiter und Mitarbeiterinnen?

„In den nächsten Jahren wird im Zuge der demografischen Entwicklungen eine Vielzahl der Führungskräfte die Energieversorgungsunternehmen verlassen. Dies birgt Chancen für eine strategische und organisatorische Neuausrichtung.“

Volker Aumann, Geschäftsführer aumann & metzen GmbH
Foto: aumann & metzen GmbH

BEWEGLICHER WERDEN

Eine Stellenausschreibung in einem Fachmagazin oder Internetportal zu schalten und zu beten, dass sich jemand Passendes bewirbt – unter Personalern wird dieses Verfahren oft auch post and pray genannt – reicht hier vermutlich nicht mehr aus. Auf diesem Weg erreicht man meist nur diejenigen, die aktuell intensiv einen Job suchen, und das sind nicht immer die Besten.

Viele Energieversorger sind in der Stellenausschreibung schon sehr innovativ unterwegs und testen neue Formen der Mitarbeitergewinnung, etwa über TikTok oder Clubhouse. Doch Aumann warnt: „Bewerber, die auf diese Art gewonnen werden, erwarten natürlich auch eine entsprechende Kultur im Unternehmen. Wenn sie dann in jedem Meeting auf ihre Haarfarbe, ihr Piercing, ihre sexuelle Orientierung oder ihr Ernährungsverhalten angesprochen werden, sind sie vermutlich schnell wieder weg.“ Rein organisatorisch sollten Unternehmen auf einen schnellen und kommunikativen Ablauf der Bewerbungsverfahren achten, denn schon in dieser Phase vermitteln sich die Kultur und das Selbstverständis eines Arbeitgebers.

Auch darüber hinaus wandeln sich die Anforderungen der Bewerber, weiß Personalberater Aumann: „Der nahezu unkündbare Arbeitsvertrag, die wohnortnahe Beschäftigungsmöglichkeit, Altersvorsorge, die Kantine und der Parkplatz mit eigenem Namensschild waren vielleicht im letzten Jahrtausend ein wirkliches Pfund in der Bewerberakquisition. Heute sind mit diesen Angeboten kaum noch gut ausgebildete Talente zu gewinnen.“

STÄRKEN AUSSPIELEN

Dabei haben die Stadtwerke durchaus auch für Spitzenkräfte einiges zu bieten, denn gerade jüngere Fachkräfte möchten heute mit ihrer Arbeit etwas Positives bewirken. Mit Themen wie Klimawandel und öffentliche Daseinsvorsorge haben die lokalen Versorger hier genau das Aufgabenfeld, das diese Menschen suchen. Das, so Aumann, gelte es, in der Kommunikation mit den Bewerbern noch stärker nach vorne zu bringen.

Zudem hätten es die öffentlichen Arbeitgeber stets verstanden, die Mitarbeitenden auch über unterschiedliche Lebensphasen hinweg optimal zu begleiten. „Darauf gilt es meiner Meinung nach aufzubauen und hier flexible Angebote zu entwickeln“, rät der Recruiting-Fachmann. So mag der jüngere Mitarbeiter mehr Urlaubszeit, einen späteren Arbeitsbeginn am Montag und ein Dienstfahrrad favorisieren, wogegen für andere ein Kitaplatz, Vertrauensarbeitszeit oder ein Arbeitsbeginn vor 07:00 Uhr ein hoher Anreiz ist. Viele dieser Angebote sind mit gutem Willen umsetzbar. Aumann: „Wenn der lokale Energieversorger schon hinsichtlich der Gehälter nicht mit den Großen der Branche und mittlerweile auch mit vielen Arbeitgebern vor Ort nicht mehr mithalten könne, so sollte er seine Stärken bei den Arbeitsbedingungen, beim Arbeitsklima und den nicht-monetären Gehaltsbestandteilen ausspielen.“

Sein Fazit: „Es ist heute möglich, eine Vielzahl innovativer Tools im Recruiting einzusetzen und an vielen Stellen in Systeme, Employer Branding, Direct Search, Eignungsdiagnostik und natürlich auch Dienstleister wie uns Personalberater zu investieren. Dies entlastet die Organisationen indes nicht darin, anspruchsvolle und attraktive Arbeitsumgebungen zu schaffen, zeitnahe Vorstellungsgespräche zu realisieren und die richtigen Einstellungsentscheidungen zu treffen.“

PERSONALBERATUNG IN DER ENERGIEWIRTSCHAFT

Für Volker Aumann bedeutet Personalberatung immer den bestmöglichen Mitarbeitenden für eine Aufgabe in einem bestimmten Unternehmen zu finden. Dabei werde es immer wichtiger, über den Tellerrand der Branche hinauszublicken: „Eine Personalberatung, die nur die Energieversorger und andere öffentliche Unternehmen im Blick hat, verliert im Zeitalter der Digitalisierung schnell den Anschluss. Viele Ideen und Möglichkeiten werden zuerst in anderen Branchen realisiert, viel Wissen in anderen Kontexten zusammengetragen. Die Integration dieser Wissensträger in die Energiewirtschaft ist entscheidend für die Weiterentwicklung der Unternehmen.“ (pq)

aumann & metzen GmbH
Volker Aumann, 45127 Essen, va@aumannmetzen.de

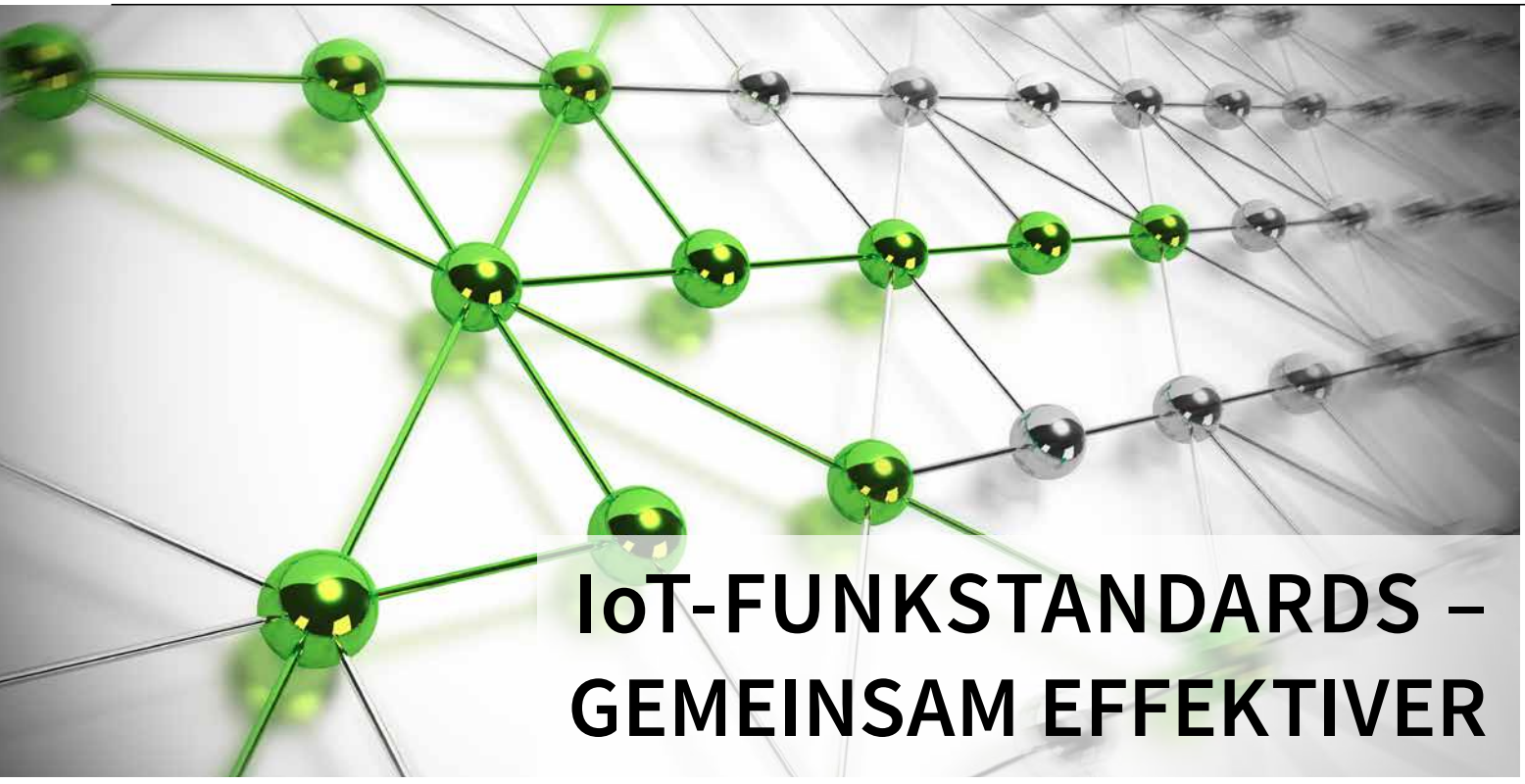


Foto: Olivier Le Moal /Shutterstock.com

IoT-FUNKSTANDARDS – GEMEINSAM EFFEKTIVER

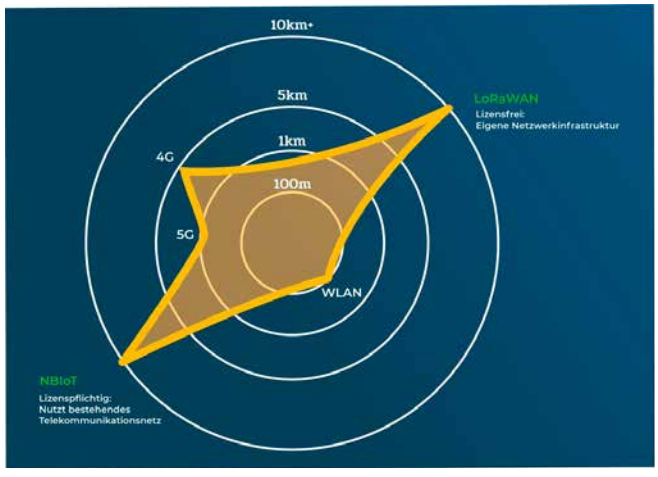
LPWAN-Technologien wie LoRaWAN und NB-IoT können sinnvoll kombiniert werden, um Potenziale im digitalen Messwesen zu heben.

Neben Stadtwerken und Wohnungsunternehmen stellen auch Gewerbe und Industrie zunehmend auf die digitale Erfassung von Zählerständen um. Abgesehen von der gesetzlichen Verpflichtung durch das Messstellenbetriebsgesetz (MsbG) bedarf es moderner Messeinrichtungen und intelligenter Messsysteme, um Verbrauchsdaten erheben und analysieren sowie Verbrauchsflüsse transparent darstellen und steuern zu können. Für die Übertragung der zunehmenden Mengen dezentral erfasster Daten an entsprechende Plattformen oder Backend-Systeme sind geeignete Funkstandards notwendig.

Für die Kommunikation kleiner Datenpakete, die typischerweise von Sensoren oder Messgeräten generiert werden, gibt es aktuell verschiedene Lösungen: Die wichtigsten Technologien auf dem Markt sind bekanntermaßen wireless und kabelgebundenes M-BUS, LoRaWAN (Long Range Wide Area Network) und NB-IoT (Narrow-Band-IoT). „Bislang stand zumeist die Frage im Mittelpunkt, welche Technologie die beste ist und warum. Dabei weist jede Lösung ihre jeweiligen Vor- und Nachteile auf. Warum also nicht die Vorteile unterschiedlicher Netzwerklösungen kombinieren?“, fragt Jan Bose, Geschäftsführer von Alpha-Omega Technology & Co. KG. Das Technologieunternehmen entwickelt IoT-Anwendungen, die auf Low-Power-Netzwerken wie LoRaWAN basieren, und realisiert die IoT-Netzwerke für Kommunen und Unternehmen.

FUNKSTANDARDS VORTEILHAFT KOMBINIEREN

Welches Potenzial sich entfalten kann, wenn Funkstandards miteinander kooperieren und – parallel eingesetzt – ihre jeweiligen Vorteile in einem IoT ausspielen können, erläutert Thomas Nickel am Beispiel der beiden miteinander kompatiblen Netzwerklösungen LoRaWAN und NB-IoT. Er ist Area Manager DACH bei Elvaco AB, einem schwedischen Lösungsanbieter für Energiemessung. „Beide Standards haben gemeinsam, dass sie zur Gruppe der Low Power Wide Area (LPWA) Technologie gehören. Diese zeichnet sich durch niedrige Kosten, geringen Energieverbrauch und hohe Gebäude-



Da NB-IoT das bestehende Telekommunikationsnetz nutzt, kann es an fast jedem Ort betrieben werden und eignet sich daher als Ergänzung zu einem vorhandenen LoRaWAN-Netzwerk. (Grafik: Alpha-Omega Technology GmbH & Co. KG)

Der Einsatz von NB-IoT ermöglicht es, auch abgelegene Liegenschaften in ein LoRaWAN-Netzwerk einzubinden.
(Grafik: Alpha-Omega GmbH & Co. KG)

durchdringung aus. Damit eignen sich beide Lösungen gut für die Anforderungen der Fernauslesung von Verbrauchszählern und des Smart Metering“, so Thomas Nickel. Anwender, die die Unterschiede der beiden Technologien intelligent kombinieren, könnten auf diese Weise also noch mehr aus ihrer IoT-Infrastruktur herausholen.

LORAWAN: LIZENZFREI FUNKEN, SENSIBLE DATEN SCHÜTZEN

Im Vergleich zu anderen Funktechnologien wie M-Bus oder NB-IoT kann der Anwender beim Einsatz von LoRaWAN entscheiden, ob er einen vorhandenen Netzwerkbetreiber wählt oder die Netzwerkinfrastruktur selbst aufbaut. Durch die Wahlfreiheit und die potenzielle Unabhängigkeit von einem Netzbetreiber eignet sich die Lösung für lokal begrenzte Projekte. Nutzer von M-Bus müssen eine eigene Infrastruktur aufbauen, bei NB-IoT ist man auf externe Provider angewiesen. Zudem behält der Anwender im LoRaWAN-Netz die volle Kontrolle über seine Daten, so dass sensible Informationen nicht von Drittanbietern verarbeitet werden, wie Jan Bose ausführt: „Ein Stadtwerk beispielsweise steht in einer großen Verantwortung hinsichtlich der Datensicherheit und damit der Privatsphäre der Bürger. LoRaWAN bietet hier eine sichere Grundlage. Denn das Protokoll arbeitet mit einer zweistufigen symmetrischen Verschlüsselung. Zudem wird der Schlüssel niemals per Funk übertragen.“

NB-IOT ALS ERGÄNZENDE TECHNOLOGIE

Mit dem Funkstandard NB-IoT muss der Anwender keine zusätzlichen LoRaWAN-Gateways aufbauen. Thomas Nickel: „Einem Stadtwerk zum Beispiel bietet das eine kostengünstige Lösung, um eine weit von der Ortschaft entfernte Liegenschaft mit in das IoT einzubinden. Im Durchschnitt liegen beim Metering bis zu fünf Prozent der Zähler außerhalb der bestehenden Funkreichweite. Diese letzten Prozente zu erreichen, verursacht den Betreibern vergleichsweise hohe Kosten. Der kombinierte Einsatz von LoRaWAN und NB-IoT löst dieses Problem.“

Ein Beispiel hierfür ist ein Bahnhof in der Innenstadt, dessen Kellerräume in ein bestehendes LoRaWAN-IoT eingebunden werden sollen. Sind die Wände sehr stark abgeschirmt, kann LoRaWAN sie unter Umständen nicht vollständig durchdringen. Ein NB-IoT-Modul kann in beiden Fällen ergänzend zum LoRaWAN Abhilfe schaffen. Das Stadtwerk nutzt hierbei die bestehende NB-IoT-Infrastruktur der großen Anbieter, mit denen zumeist bereits Verträge bestehen, und muss keine zusätzlichen Gateways installieren.

VIELFÄLTIGE EINSATZMÖGLICHKEITEN

In größeren Wohnhäusern oder in Gebäudekomplexen wie Büros oder Einkaufszentern können mit einem sensorgestützten IoT-Netzwerk erweiterte Metering-Dienstleistungen angeboten und Energieeffizienz-Potenziale gehoben werden.

Laut den beiden Experten gehen die Anwendungsmöglichkeiten von LoRaWAN und NB-IoT indes weit über das Ziel der Energieeinsparung hinaus und schließen Smart Buildings und auch Smart Cities mit ein. „In moderne Fernablese-Systeme lassen sich außer der Messtechnik für Wärme, Strom und Wasser viele weitere mit Sensoren ausgestattete Geräte in Wohngebäuden oder Produktionsstätten einbinden. Vernetzte Wärmemengenzähler geben Energieunternehmen beispielsweise Auskunft über Volumen, Durchfluss und die Vor- und Rücklauftemperatur. Auf Grundlage der gewonnenen Daten lässt sich das Netzwerkmanagement optimieren und eine vorausschauende Wartung realisieren“, skizziert der Alpha-Omega Technology-Geschäftsführer weitere Anwendungsfälle.

„Ein weiteres Beispiel sind Rauchmelder oder Temperatur- und Feuchtesensoren in öffentlichen Liegenschaften sowie Wohn- und Geschäftsgebäuden, um beispielsweise Schimmelbildung entgegen zu wirken. Die Überwachung durch IoT-Sensoren kann dafür sorgen, dass ein Zustand der Gebäude- oder Gesundheitsgefährdung durch Feuchtigkeit oder Schimmel gar nicht erst entsteht“, ergänzt Thomas Nickel. Weitere Beispiele sind Services für eine intelligente sensorgestützte Straßenbeleuchtung, ein Parkraummanagement oder Lösungen zur Verbesserung der eigenen Prozesse, etwa im Bereich der Abfallentsorgung, des Winterdienstes und vieler anderer Aufgaben. (ds)

LORAWAN UND NB-IOT

LoRaWAN steht für Long Range Wide Area Network. Der lizenzfreie Funkstandard überträgt Mess- und Sensordaten kontinuierlich auch über große Distanzen. LoRaWAN-Sensoren sind einfach konstruiert. Das macht sie preiswert und flexibel einsetzbar, bei langen Batterielaufzeiten von fünf bis teilweise sogar über zehn Jahren.

NB-IoT nutzt das bestehende Netz der großen deutschen Mobilfunkanbieter und kann daher fast überall betrieben werden. So kann NB-IoT das Netz an solchen Einsatzorten ergänzen, an denen LoRaWAN nicht verfügbar ist.

Alpha-Omega Technology & Co. KG, Jan Bose,
37308 Schimberg, info@alpha-omega-technology.de

Elvaco AB, Thomas Nickel,
434 37 Kungsbacka, Schweden, thomas.nickel@elvaco.de

IOT-DIENSTE MIT M-BUS-ZÄHLERN

M-Bus Pegelwandler können für Stadtwerke und kommunale Unternehmen ein Lösungsweg sein, um Smart Metering und Submetering in städtischen Liegenschaften umzusetzen.

M-Bus-Systeme finden bevorzugt in Liegenschaften Verwendung, in denen die Nutzung eines Funksystems aufgrund baulicher oder infrastruktureller Gegebenheiten nicht möglich oder unwirtschaftlich ist. Wenn Unternehmen ihre M-Bus-fähigen Strom-, Gas-, Warm- oder Kaltwasserzähler auch im Rahmen ihrer IoT- und Digitalisierungsstrategie weiter nutzen möchten, können sie mit dem Open Metering System (OMS) auf eine gesetzeskonforme Lösung zur Zählerfernauslesung zurückgreifen. Wenn Unternehmen jedoch einen direkten IP-Zugang zu den Zählern haben möchten, braucht es nach Ansicht von Markus Hühn, Geschäftsführer von STV Electronic, mehr als lediglich die Möglichkeit der Auslesung von Zählerdaten. STV Electronic ist ein mittelständischer Hardware- und Software-Hersteller für Lösungsplattformen, deren Pegelwandler als Auslesepunkte zur Abfrage einer M-Bus-Anlage auch im kommunalen Umfeld, z.B. in den städtischen Liegenschaften der Stadtwerke Detmold sowie bei den Stadtbetrieben Schwäbisch Hall, zum Einsatz kommen. „M-Bus angebundene Zähler konnten zwar schon immer ihre Daten liefern, die Liegenschaftsverwalter und Versorger zur Abrechnung oder zum Energiemonitoring benötigen. Es war bislang jedoch immer eine Insellösung, die nicht standardisiert war und einer ganz spezifischen Gateway-Lösung vor Ort bedurfte."

IP-BASIERTER ECHTZEIT-ZUGRIFF

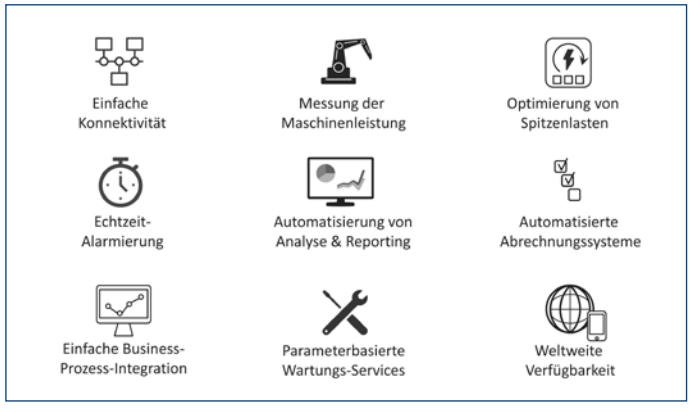
Der Ingenieur ist überzeugt, dass Energieeinsatz und -verbrauch sowie Lastgang möglichst einfach, barrierefrei und von jeder berechtigten Instanz aus IP-basiert erfassbar sein sollten. Dafür greift man typischerweise auf Cloudlösungen zurück, die Daten aus verschiedensten Quellen zusammenführen. So können beispielsweise aus dem Energieverbrauch (Quelle Zählercloud) und den Stückzahlen der Produktion (Quelle z.B. ERP-System) passende Kennzahlen ermittelt werden, um die Effizienz von einzelnen Maschinen oder Fertigungsprozessen zu vergleichen und Optimierungen durchzuführen – auch was Lastspitzen betrifft. „Auf die gleichen Daten greifen heute auch Cloud-Dienste für den optimierten Wartungs-Service von Maschinen und Anlagen zu, da man die Betriebsstunden einer Anlage auch aus dem Stromverbrauch ziehen kann. Selbstverständlich sind es auch Verbrauchsanzeigesysteme und letztlich auch Abrechnungssysteme, die auf diese Daten möglichst barrierefrei zugreifen wollen", erläutert Markus Hühn. Einen IP-basierten Echtzeit-Zugriff auf die verteilten M-Bus Zähler ermögliche das MQTT Protokoll, dessen Cloud-Service zur Sammlung von Daten in jedwede Linux-basierte Umgebung mit wenigen Klicks implementiert werden könne.

Die MPW-IP Pegelwandler von STV Electronic unterstützen 16 bis 128 Standardlasten.
(Bilder: STV Electronic GmbH)

DE-FACTO-STANDARD FÜR DIE IOT-ANBINDUNG

Das Kürzel MQTT steht für Message Queuing Telemetry Transport. Es handelt sich um ein Protokoll der TCP/IP-Anwendungsschicht, das für die Kommunikation von einfachen Geräten und Anwendungen

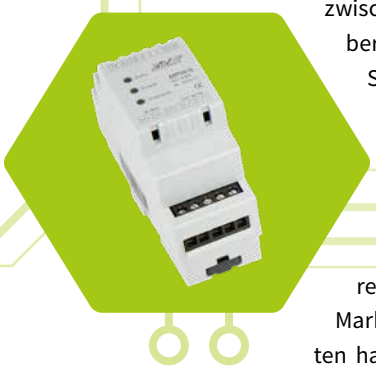
Nutzen der IP-basierten Digitalisierung von Zählerständen

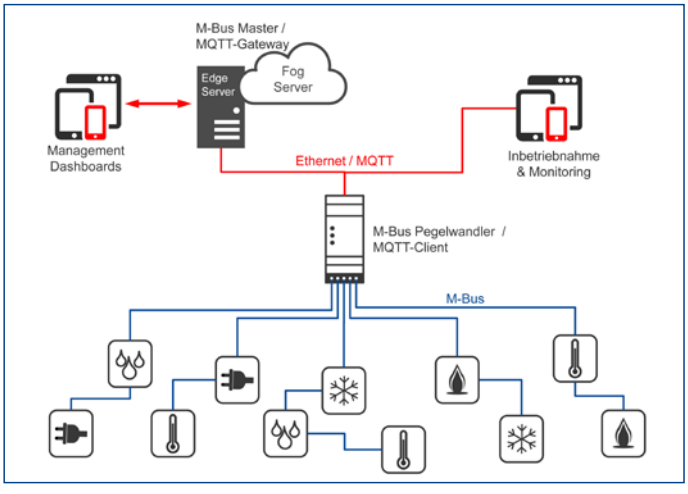


Grafik: STV Electronic GmbH

in vernetzten IoT-Applikationen zugeschnitten wurde. Es ist speziell dafür ausgelegt, kleine Datenpakete zu übertragen und dies selbst in großen Installationen mit tausenden verteilten Geräten effizient umzusetzen. „Der große Vorteil von MQTT besteht in solchen Anwendungsszenarien darin, dass die Geräte und Sensoren, die Informationen liefern, von den Anwendungen oder verarbeitenden Systemen, die die gelieferten Informationen abfragen, entkoppelt sind, was die Komplexität der Kommunikation reduziert“, schildert der STV Electronic-Geschäftsführer.

Diese sogenannten Publisher und Subscriber kommunizieren nicht direkt miteinander. Der Austausch läuft über einen zwischengeschalteten MQTT-Broker ab, der als zentraler Datenumschlagplatz agiert. Der Broker sammelt alle von den Publishern gelieferten Daten zu einem bestimmen Thema und stellt sie allen am jeweiligen Thema interessierten Subscribern in Form eines digitalen Broadcasts zur Verfügung. Alle zwischen Publisher, Broker und Subscriber übertragenen Daten können per SSL verschlüsselt werden. Zusätzliche Features wie Retained Messages, Last-Will-and-Testament, Persistent Sessions und QoS Level machen es Entwicklern leicht, Applikationen zu entwickeln, die resilient und einfach wartbar sind. Markus Hühn: „Mit diesen Eigenschaften hat sich MQTT als Defacto-Standard bei der professionellen Anbindung von Geräten an das Internet der Dinge etabliert und lässt sich auch für die Anbindung des M-Busses und damit seinen angeschlossenen Zählern nutzen.“





Die M-Bus-Pegelwandler der MPW-Serie von STV Electronic haben eine IPv4/IPv6 kompatible Ethernet-Schnittstelle und unterstützen das MQTT-Publishing von M-Bus-Geräte-Variablen.
(Grafik: STV Electronic GmbH)

M-BUS WIRD MQTT-FÄHIG

Zur Anbindung des M-Busses an die MQTT-Kommunikation hat STV Electronic seine Pegelwandler, die alle Variablen von M-Bus-Geräten lesen und bislang nur auf serielle Schnittstellen umwandeln konnten, um eine Lösung mit IPv4 und IPv6 unterstützender Ethernet-Schnittstelle und einen integrierten Webserver mit MQTT-Support erweitert. Der Pegelwandler wird so zum MQTT-Client mit Publisher Funktion und kann damit von MQTT-Brokern gelesen werden, sodass die bereits installierte M-Bus-Infrastruktur durch die Integration eines solchen Pegelwandlers einen IP-Anschluss erhält, wie Markus Hühn ausführt: „Die neuen Pegelwandler der MPW-IP Serie können bis zu 16, 32, 64 oder 128 M-Bus-Standardlasten à 1,5 mA verwalten, sodass selbst die komplexesten M-Bus Netze mit Spannung von 37 bis 40 Volt angebunden werden können.“

ENERGIEMANAGEMENT ERLEICHTERN

Mit M-Bus-Übertragungsraten von 300 bis 38.400 Baud sind die Pegelwandler auch für schnelle M-Bus-Geräte geeignet. Eine solche IP-basierte Anbindung des M-Busses erleichtert das Energiemanagement, da man so den Ressourcenverbrauch jederzeit und überall IP-basiert unter Kontrolle hat und Anlagen und Gebäude auch aus der Ferne sehr effizient betreiben kann. Die Installation der MPW-IP-Wandler läuft dabei über ein Web-Menü, das eine Parametrieroberfläche zur Einstellung der M-Bus-Baudrate inklusive Diagnosefunktionen zu den anliegenden Pegeln und Standardlasten bereithält. Die SSL-fähige Anbindung des Pegelwandlers erfolgt dann in der Regel über einen beliebigen MQTT-Broker unter Angabe des User-Namens und Passworts des Pegelwandlers. Beide Parameter können über den Webserver des Pegelwandlers individuell festgelegt werden.

„Eine M-Bus-Strecke kann bei guter Leitungsqualität eine Länge bis zu zehn Kilometer annehmen. Die Endgeräte können über den Bus mit Strom versorgt werden, sind verpolungssicher und geräteseitig fallen keine Lizenzkosten an. Zudem sind keine speziellen Kabel notwendig, denn auch ungeschirmte und unverdrillte Leitungen sind möglich. Wireless Lösungen wie NB-IoT, LoRa oder Sigfox können hier vor allem auf lange Sicht nicht mithalten, denn irgendwann ist auch bei ihnen ein Batteriewechsel erforderlich“, zieht Markus Hühn einen abschließenden Vergleich. (ds)

Grafik: Shutterstock

STV Electronic GmbH, Markus Hühn,
33758 Schloß-Holte, info@stv-electronic.de

ÜBERWACHUNG UND STEUERUNG MIT EINEM KLICK

Die Leitstelle für das Mittelspannungs- und Wassernetz beim kommunalen Verteilnetzbetreiber ovag Netz GmbH stammte aus dem Jahr 1997. Nach einer kompletten Modernisierung durch die Jungmann Systemtechnik GmbH & Co. KG (JST) arbeiten die Mitarbeiter nun an zwölf ergonomischen Arbeitsplätzen mit einer speziellen MultiConsoling-Technik.

Die alte Leitstelle wurde etwa 20 Jahre lang im 24/7-Betrieb genutzt. (Foto: ovag Netz GmbH)

Rund 20 Jahre wurde die Netzleitstelle der mittelhessischen ovag Netz GmbH im 24/7-Betrieb genutzt, doch schon seit längerem war klar, dass sie den zunehmenden Ansprüchen an Ergonomie und Arbeitskomfort nicht mehr genügte. Christian Weber, Sachgebietsleiter Netzführung bei der ovag Netz GmbH: „Wir hatten beispielsweise sehr ansprechend designte Aluminiumpulte, die nicht verschiebbar waren und nur wenig Beinfreiheit boten.“ Der 200 m² große Leitstellenraum beherbergte ursprünglich drei Arbeitsplätze, die im Quadrat standen, so dass die Netzführer mit dem Rücken zueinander und in großem Abstand saßen. Am Ende befanden sich vier Arbeitsplätze, die konzeptionell vorgesehen waren, in der Leitstelle sowie zwei weitere, die aus Platzgründen hinzugefügt wurden. An den Hauptarbeitsplätzen befanden sich bis zu vier Systeme und acht bis zehn Monitore, die schwierig zu überblicken waren. „Außerdem hatten wir keinen Krisenraum in Leitstellennähe – dieser befand sich unpraktischerweise in einem anderen Gebäude – und die drei Leitsystem-Administratoren waren in einem Nebenraum untergebracht, der eigentlich zu klein war“, erläutert Weber. „Diese Situation hat schließlich dazu geführt, dass wir uns entschieden haben, die Warte komplett zu erneuern.“ Beauftragt wurde die Jungmann Systemtechnik GmbH & Co. KG (JST) aus Buxtehude.

Nach der völligen Neugestaltung gibt es nun insgesamt zwölf Arbeitsplätze, die auf unterschiedliche, neu konzipierte Räume verteilt sind. Ergonomisches Kontrollraummobiliar, stabile, höhenverstellbare Stratos X11-Kontrollraumpulte und auch die neu eingebaute Videowall unterstützen die Arbeitsprozesse.
(Fotos: Jungmann Systemtechnik GmbH & Co. KG)

NEUE RAUMAUFTEILUNG UND ERGONOMISCHES MOBILIAR

Nach der völligen Neugestaltung gibt es nun insgesamt zwölf Arbeitsplätze, die auf unterschiedliche, neu konzipierte Räume verteilt sind: „Neben dem eigentlichen Wartenraum mit sechs Arbeitsplätzen gibt es nun einen Krisenraum mit einem Arbeitsplatz, ein angemessen großes Systemadministratorenbüro mit drei Arbeitsplätzen und ein Sachgebietsleiterbüro mit einem Arbeitsplatz“, so JST-Berater Oliver Bender, der das Projekt betreut hat. „Hinzu kommt ein in die Warte integrierter, aber separater Backoffice-Bereich mit einem Arbeitsplatz, der für Abschaltungsplanung und administrative Aufgaben genutzt wird.“ Die Räume sind mit ergonomischem Kontrollraummobiliar ausgestattet, zum Beispiel mit höhenverstellbaren Stratos X11-Operatorpulten. „Dadurch können die Kollegen nun je nach Wunsch im Sitzen oder im Stehen arbeiten, die Klagen über Rückenprobleme haben deutlich abgenommen“, erklärt Weber.

Zum ergonomischeren Arbeiten trägt auch die neu installierte Großbildwand bei. „Sie wird verwendet, um Bilder vergrößert anzuzeigen oder Informationen allen Netzführern zur Verfügung zu stellen“, so der Sachgebietsleiter Netzführung. „Wir haben beispielsweise unterschiedliche Alarmlisten im Strom- und Wasserbereich, die dort vorne platziert und nicht mehr separat am eigenen Pult angezeigt werden.“ Jeweils vier der insgesamt zwölf Bildschirme der DisplayWall werden dabei von den beiden Hauptarbeitsplätzen genutzt, die übrigen vier Mitarbeiter teilen sich die verbleibenden vier Monitore in der Mitte. Dadurch konnte die Anzahl der Monitore an den Arbeitsplätzen auf maximal vier reduziert werden.

Überdies sollten die Rechner sämtlicher Systeme aus dem Leitstellenraum ausgelagert werden. „Dies war aus IT-Sicherheitsgründen notwendig, da unsere Warte nach KRITIS-Maßstäben bewertet wird“, so Weber. „Auch das konnte mit JST problemlos realisiert werden und hat sich außerdem positiv auf die Wärmeentwicklung und Akustik im Raum ausgewirkt.“ Darüber hinaus plante JST neben einer Grundbeleuchtung – nur diese hatte es in der alten Warte gegeben – auch Arbeitsplatzleuchten ein, die sich über das Bedienpanel am Kontrollraumpult individuell steuern lassen.

MULTICONSOLING SPART MONITORE UND SYSTEME

Eine ganz wesentliche Anforderung der ovag Netz war es, mehrere Systeme an einem Arbeitsplatz bündeln zu können. „Wir haben verschiedene Systeme, die nur ein- oder maximal zweimal vorhanden sind“, erklärt Weber. „Seit dem Umbau ist jedes dieser Systeme an sämtlichen Arbeitsplätzen in der Leitwarte verfügbar. Der Netzführer muss beim Auftreten einer Störmeldung nicht zu einem anderen Pult laufen, dort nachschauen und etwas quittieren oder steuern, wie es in der alten Warte der Fall war.“ Dies ist für die Mitarbeiter von Vorteil und erspart dem Unternehmen künftig die doppelte Anschaffung weiterer Systeme. Konkret konnte die ovag Netz unter anderem bereits eines von drei Systemen für die Steuerung von Straßenbeleuchtungen oder Nachtspeicheröfen mittels Tonfrequenzrundsteueranlage einsparen.

Möglich wurde dies durch eine spezielle, von JST entwickelte Hard- und Software zur Steuerung von Arbeitsplätzen und Großbildsystem: Das sogenannte MultiConsoling erlaubt es, Monitore zu korrelieren, so dass der Netzführer im-

JST installierte eine spezielle Multi-Consoling-Technik, mit der auf der DisplayWall und den Arbeitsplatzmonitoren flexibel verschiedene Systeme aufgerufen werden können. (Foto: Jungmann Systemtechnik GmbH & Co. KG)

mer die Anzeige auf einen der eigenen Bildschirme schalten kann, die er gerade benötigt. Auch die Anzahl der Monitore ließ sich so reduzieren. „Jeder Arbeitsplatz in der ovag Netz-Leitstelle ist mit einer solchen Multikonsole bestehend aus maximal vier Bildschirmen sowie jeweils einer Tastatur und Maus ausgestattet“, erklärt Bender. „Die Gefahr, verschiedenen Systemen zugeordnete Tastaturen und Mäuse zu verwechseln, gibt es nun nicht mehr.“ Auf die Multikonsole kann jeder Mitarbeiter je nach Arbeitsverteilung oder Arbeitsaufwand individuell die benötigten Systeme aufschalten. Die Bilddarstellung und Tastatur-/Maus-Bedienung erfolgen dabei in Echtzeit. Bei der ovag Netz sind drei der vier Bildschirme an den Hauptarbeitsplätzen in der Regel mit dem Leitsystem belegt. Auf dem vierten Bildschirm werden je nach Bedarf Büro-PC, Internet-PC, Tonfrequenzsteuerungs-PC oder die Gebäudeleittechnik aufgeschaltet. Für das Umspringen zwischen diesen Systemen reicht ein Tastendruck auf der Shortcut-Bedienleiste des Kontrollpults.

Die Netzführer nutzen vordefinierte Szenarien, sogenannte myActions, die über Knöpfe auf der Bedienleiste am Kontrollraumpult – dem CommandButton – in Sekunden aufgerufen werden können. (Foto: Jungmann Systemtechnik GmbH & Co. KG)

INTUITIVES HANDLING DURCH MYGUI-BEDIENOBERFLÄCHE

„Ganz grundsätzlich macht die Technik von JST die Bedienung aller Systeme nahezu selbsterklärend“, so Christian Weber. Die myGUI-Bedienoberfläche, die die Lenkung der gesamten Infrastruktur in der Leitstelle ermöglicht, spielt hierbei eine zentrale Rolle. „Dabei handelt es sich um eine graphische Bedienoberfläche, mit der sich auch sehr komplexe Kontrollraumtechnik schnell, sicher und intuitiv steuern lässt“, erklärt Bender. In dieser MultiConsoling-Komponente werden die Monitore der Arbeitsplätze und die Großbildwand als „3D-Kontrollraumbild“ dargestellt. Alle benötigten Quellen sind links an der Seite abgebildet und können über ihre individualisierbaren Icons einfach auf die Multikonsole gezogen und bedient werden. Zudem nutzen die Netzführer sogenannte myActions, vordefinierte Szenarien, die über Bedienknöpfe auf der Bedienleiste am Kontrollraumpult in Sekunden aufgerufen werden können. „Bei der Aufschaltung der Gebäudeleittechnik auf einen der Monitore am Arbeitsplatz handelt es sich um eine solche myAction“, erläutert Bender. „Eine echte Hilfe ist dieses Werkzeug insbesondere dann, wenn im Falle einer zeitkritischen Störung unverzüglich alle notwendigen Systeme zur Verfügung stehen müssen. Über das Auslösen der Buttons und der damit verknüpften Anwendungen kann kostbare Zeit gespart werden.“

Die neue Leitwarte wurde ab Mai 2019 während des laufenden 24/7-Betriebs installiert. (pq)

ovag Netz GmbH
Christian Weber, 61169 Friedberg,
christian.weber@ovag-netz.de

Jungmann Systemtechnik GmbH & Co. KG
21614 Buxtehude, info@jungmann.de

INTERVIEW

Olaf Erber, Vertriebsleiter depsys GmbH
(Foto: depsys GmbH)

Fotojahr 2021: Mieten statt kaufen

Kleine Netzbetreiber mit unter 30.000 Kunden können das aktuelle Basisjahr (Fotojahr) für Investitionen nutzen, um Kosten für die Jahre 2024 bis 2028 geltend zu machen. Anbieter empfehlen daher, 2021 zu nutzen, um die Verteilnetze aufzurüsten. Wir sprachen mit Olaf Erber, Vertriebsleiter der depsys GmbH in Essen.

Herr Erber, Sie werben dafür, jetzt zu investieren. Warum?

Das Jahr 2021 ist das Basisjahr – auch Fotojahr genannt – für die Zeitspanne 2024 bis 2028. Das heißt, die Bemessung der Netzentgelte in diesem Fünf-Jahres-Zeitraum stützt sich auf die Kosten und Erlöse in diesem Jahr. Besonders profitieren die kleinen Verteilnetzbetreiber mit unter 30.000 angeschlossenen Kunden, denen ein einheitlicher Effizienzwert zugewiesen wird. Das macht es kleinen Netzbetreibern leichter, die Kosten geltend zu machen. Allerdings gilt das nur für laufende Kosten zur Aufrechterhaltung der Geschäftsprozesse, also OpEx [Operational Expenditures]. Die sogenannten CapEx [Capital Expenditures] werden nicht berücksichtigt.

Was ist dabei zu beachten?

Wichtig ist, dass die Kosten laufend anfallen. Das kann für Software-Miete sein, für laufende Dienstleistungen oder ähnliches. Um es am Beispiel depsys zu verdeutlichen: Wer 2021 in eine Smart-Grid-Lösung wie GridEye investieren möchte, sollte seine Lösung lieber mieten, statt sie zu kaufen. Die Software-Lizenzen sind bei uns ohnehin jährlich zu zahlen, bei der Hardware bieten wir Kauf oder Miete an. Aber meiner Meinung nach ist dieses Jahr in Deutschland das Rental-Modell die bessere Lösung.

Ist es tatsächlich so einfach?

Fast. Die Investoren müssen begründen können, warum die OpEx anfallen. Wer sich Transparenz verschaffen möchte, um bestehende Betriebsmittel noch besser zu nutzen und Investitionen in eine Netzverstärkung zu vermeiden, hat sicherlich ein gutes Argument.

Ist eine Mietlösung auf Dauer nicht teurer?

Nun, wenn Sie die Hardware kaufen, können Sie als kleiner Netzbetreiber die Vorteile der Anreizregulierung nicht ausschöpfen. Und es gibt noch ein Argument für das Mieten: Sie können die Lösung risikoarm ausprobieren. Und wenn Sie zufrieden sind, und nach 2021 weitere Hardware hinzufügen möchten, haben Sie ja wieder die Wahl zwischen Kaufen und Mieten. (pq)

depsys GmbH, Olaf Erber,
45131 Essen, olaf.erber@depsys.com

Anzeige

Von Einspritzung bis Elektromobilität

automotive engineering iav

Wir bringen CO_2-Ziele zur Serienreife

www.iav.com

MESSEN IM INTELLIGENTEN VERTEILNETZ

Die Situation in den Verteilnetzen wandelt sich mit hoher Dynamik. In Erlangen, Stuttgart und Düsseldorf haben die Netzbetreiber schon sehr frühzeitig gemeinsam mit Janitza messtechnische Konzepte für unterschiedliche Aufgabenstellungen umgesetzt.

Echtzeitmessungen im Stadtteil „Am Anger" lieferten den Stadtwerken Erlangen die Grundlage für Simulationen des städtischen Netzes. (Fotos: Martin Witzsch)

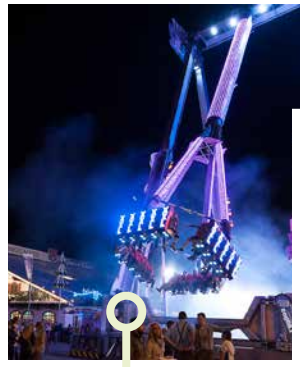
Standardlastprofile, Schleppzeigerinstrumente und viel Erfahrung waren lange Zeit die wichtigsten Werkzeuge eines Verteilnetzbetreibers. Doch mit der Zunahme volatiler Einspeiser und neuartiger Lasten reicht das nicht mehr aus. „Ohne digitale und vernetzte Messtechnik sind die Verteilnetze kaum noch zu planen und zu betreiben", sagt Rudolf Müller, Geschäftsführer der Janitza electronics GmbH, die als Lösungsanbieter zahlreiche Netzbetreiber in diesem Segment betreut. Die Herausforderungen sind dabei sehr vielfältig.

WENIGE DATEN FÜR HOHE TRANSPARENZ

So suchten die Stadtwerke Erlangen nach Lösungen, um mit einem Minimum an Messdaten ein möglichst genaues Bild des städtischen Netzes zu erhalten. Gemeinsam mit dem Lehrstuhl für Elektrische Energiesysteme (EES) verfolgten die Erlanger Stadtwerke (ESTW) einen innovativen Ansatz: Anhand hochauflösender Messdaten eines Stadtteils wurden Verfahren entwickelt, um mit wenigen, geschickt gewählten Messpunkten und entsprechenden Algorithmen den Zustand des gesamten Netzes hinreichend genau zu simulieren.

Für das Pilotprojekt wurde der Stadtteil „Am Anger" gewählt. Neben Mehrfamilienhäusern einer Wohnungsbaugesellschaft gibt es dort überdurchschnittlich viele PV-Anlagen und einige besondere Verbraucher: eine Tankstelle, ein Studentenwohnheim und die Straßenbeleuchtung. Der Peak der PV-Anlagen im Sommer ist mit 820 kW fast genau so groß wie die Lastspitze von 834 kW im Winter. An sonnigen Tagen treten Rückspeisungen bis in die übergeordnete Netzebene auf. „Dies unterstreicht die Bedeutung der ganzjährigen und kontinuierlichen Messung", sagt Rudolf Müller. „Die klassische Netzplanung auf Basis der Winterstarklast ist für Netze heutzutage nicht mehr ausreichend."

Um das Gebiet genau zu erfassen, verbaute die ESTW nicht nur in den Trafostationen geeignete Messtechnik, wie den UMG 511 Netzanalysator als Master und UMG 103 als Slave-Geräte. Auch sämtliche Kabelverteilerschränke wurden mit einem zusätzlichen Messschrank ausgerüstet. Die Abgriffe an Wandlern wurden über Sicherungen geführt und durch ein Rohr an der Rückseite des Schrankes in den Messschrank geleitet.



Mit dieser Technik wurden die Lastflüsse von zwei Jahren lückenlos im Minutentakt erfasst - so waren selbst kurze Schwankungen in der PV-Einspeisung, etwa bei bewölktem Himmel, aufzulösen. Im Ergebnis standen aussagekräftige Datensätze als Ausgangspunkt für exakte Simulationen des Geschehens im Netz und die Identifikation repräsentativer Messstellen für die Zustandsbewertung.

ENERGIEERFASSUNG TO GO

Auch die Stuttgart Netze Betrieb GmbH wollte genaue Informationen über das Verteilnetz gewinnen. Im Fokus stand dabei zunächst der Cannstatter Wasen, eines der größten Volksfeste Europas mit einem Verbrauch von 1.760.000 kWh elektrischer Energie. Kritische Verbraucher sind hier speziell die großen Fahrgeschäfte, die nicht nur viel Energie benötigen, sondern das Netz zusätzlich mit Blindleistung, Oberschwingungen und Rückspeisung belasten. Um die vorhandenen Kapazitäten im Netz optimal zu nutzen, führte die Stuttgart Netze Betrieb GmbH schon 2015 eine genaue Echtzeit-Analyse der Energieflüsse durch.

Für Stuttgart Netze entwickelte Janitza eine mobile Messlösung, mit der sämtliche Energieflüsse, Blindleistung, Oberschwingungen und Rückspeisungen in Echtzeit erfasst werden können: Erstmals angewandt wurde die Lösung beim Volksfest Cannstadter Wasen. (Fotos: Martin Witzsch)

Dazu entwickelten die Stuttgart Netze und Janitza gemeinsam mobile Messboxen. Diese erfassten sekundengenau sämtliche Lastflüsse in den zehn Ortsnetzstationen des Festgeländes, auf der einen Seite an der Einspeisung vom Trafo zur Sammelschiene, auf der anderen Seite an den Niederspannungsabgängen – bei letzteren vierpolig. Das ist wichtig, denn nur durch die Messung am PEN-Leiter lassen sich Blindströme beziehungsweise Rückspeisungen identifizieren.

Alle Messungen erfolgten über Klappwandler, die sich im laufenden Betrieb ohne eine Unterbrechung des Leiters sicher montieren und wieder entfernen lassen. Herzstück jedes Messkoffers ist wahlweise ein Klasse A Messgerät UMG 512 Pro oder ein UMG 96RM-E. Mit diesen lässt sich die Spannungsqualität im Netz erfassen sowie alle Daten dokumentieren. Unter dem Hauptgerät sind zwei Messgeräte vom Typ UMG 20CM eingebaut, die über je 20 Stromeingänge verfügen.

Die Technologie und die gewonnenen Messdaten erwiesen sich als sehr wertvoll sowohl für die Stabilität des Mittel- und Niederspannungsnetzes als auch für die Wiederversorgung: Drohende Engpässe lassen sich genauso erkennen wie akute technische Probleme oder schleichende Veränderungen. Auch die Bierzeltbetreiber waren an den Daten interessiert und bereit, dafür zu zahlen. Da die Zelte ohnehin einen eigenen Abgang in der Umspannstation benötigen, konnte die Stuttgart Netze ihnen diesen Service bieten. Mittelfristig planen Stuttgart Netze und die Netze BW, die Messtechnik flächendeckender einzusetzen.

EFFIZIENTER SERVICE FÜR TRAFOSTATIONEN

In Düsseldorf waren vor allem Entstörungsprozesse und Zustandsschätzungen die Treiber für die messtechnische Aufrüstung. Von den rund 2.500 Netzstationen in Düsseldorf sind 1.500 so genannte Kellerstationen in Wohngebäuden. Fällt ein Strang aus, betrifft das ein halbes Dutzend oder mehr Stationen. Sind diese noch mit Kurzschlussanzeigern ohne Fernübertragung

In Düsseldorf unterstützt die digitale Messtechnik in 350 ONS die Wartungs- und Serviceprozesse des Netzbetreibers. (Fotos: Martin Witzsch)

ausgerüstet, muss der Schaltmeister eine Station nach der anderen abfahren, bis er die angesprochenen Anzeiger findet. Eine digitale und vernetzte Messtechnik würde den Entstörungsprozess erheblich beschleunigen.

Im Jahr 2015 starteten die Düsseldorfer daher ein größeres Erneuerungsprogramm: 250 Stationen sollten mit neuer Messtechnik ausgestattet werden. Für die Hardware fiel die Wahl auf Janitza Messgeräte des Typs UMG 96RM-E. Neben der Messtechnik waren für diesen Einsatz besonders die Schnittstellen interessant: auf der einen Seite Modbus für den Anschluss an das Kommunikationsmodem, auf der anderen Seite ein direkter Eingang für analoge Kurzschlussanzeiger. Zur Infrastruktur gehören auch ein Kommunikationsschrank für ein Modem, die 24V-Spannungsversorgung und eine Pufferbatterie, die einen Netzausfall von einer Stunde überbrücken kann.

Inzwischen sind rund 350 Messgeräte von Janitza installiert. Die Netzgesellschaft Düsseldorf treibt den Ausbau voran und erwägt weitere Anwendungen, wie beispielsweise den Temperaturverlauf des Trafos über den PT100-Eingang zu erfassen. Daraus könnte man beispielsweise Rückschlüsse auf das Alterungsverhalten erzielen.

Die neue Messtechnik bringt auch Vorteile in der Netzplanung, die sich durch die Interpretation von Einzelstromwerten verbessern lässt. Wenn eine Station bei einer Wartungsschaltung die Leistung einer anderen mit übernimmt, hat sie rasch anstatt der normalen 200 kVA plötzlich 600 kVA. Bei digitalen Geräten mit Speichern lässt sich anhand der Historie einer Station erkennen, ob ein Peak mit so einer Wartungsschaltung zusammentrifft oder zyklisch auftritt, etwa durch ein Volksfest.

Durch Digitalisierung der Netzstationen bekommt die Netzgesellschaft Düsseldorf die nötigen Informationen und ist für die unterschiedlichsten Szenarien gerüstet.

TREIBER DER ENTWICKLUNG

„Die Beispiele zeigen, wie vielfältig die Anforderungen sind, die an Janitza herangetragen werden“, fasst Geschäftsführer Müller zusammen. „Und wir reagieren nicht nur, sondern treiben die Technologie aktiv voran.“ Die Software GridVis wird ständig erweitert, um die gewonnenen Daten auszuwerten, zu verteilen und zu dokumentieren. Zum Thema EEG-Umlage beraten Techniker und spezialisierte Juristen die Anwender in Seminaren, Präsenzveranstaltungen und Webinaren. Und last but not least wird das Produktspektrum in Richtung Blindleistungskompensation ausgebaut. (pq)

Janitza electronics GmbH, 35633 Lahnau, info@janitza.de
Martin Witzsch (freier Journalist), 91056 Erlangen, info@witzsch.com

ALLZEIT BEREIT

Um Störungen im Versorgungsnetz schnellstmöglich zu beheben, sind die Mitarbeiter in der Rufbereitschaft auch in den Abend- und Nachtstunden gefordert. (Foto: picture alliance / AP Images)

Die Rufbereitschaft im Entstörungsmanagement gehört zu den kritischsten Arbeitsbereichen der Versorgungswirtschaft. Ein Berliner Experte hat die aktuelle Situation empirisch untersucht und Lösungsansätze für eine effektivere Arbeitsorganisation entwickelt.

Eine Störung im Strom-, Gas-, Wärme- oder Wassernetz ist im besten Fall lästig, im schlimmsten Fall erwächst daraus ein Notfall mit dramatischen Konsequenzen. Um das zu verhindern, sind die Mitarbeiter in der Rufbereitschaft gefordert, die neben der eigentlichen Vollarbeit in solchen Fällen erreichbar sind. Statistisch tritt in jedem Netz pro Tag in der Rufbereitschaft eine Störung auf. Mit zunehmender Dezentralität und Komplexität des Energiesystems wird die Störanfälligkeit der Netze in Zukunft eher zunehmen.

Heiko Hausrath ist im Hauptberuf Referent der Geschäftsführung beim Kompetenzzentrum Kritische Infrastrukturen (KKI) in Berlin, das Stadtwerke, Netzbetreiber und Kommunen bei der Organisation ihres Bereitschaftsdienstes unterstützt und berät.

Er hat das Thema wissenschaftlich beleuchtet. Unter anderem befragte er für seine Untersuchung 653 Experten aus der Führung und der operativen Ebene sowie sechs Interviewpartner.

ZEITLICHE UND PSYCHISCHE BELASTUNG

Grundsätzlich bewerten die befragten Experten die Gesamtorganisation des Entstörungsmanagements in ihrem Unternehmen als gut, gleichwohl wird auf vereinzelt auftretende organisatorische Engpässe sowie die hohe Arbeitszeitbelastung hingewiesen. Wie die Untersuchung ergab, arbeiten tatsächlich 90 Prozent der Mitarbeiter im Entstörungsmanagement täglich über acht Stunden. Ein Großteil der Störungen tritt im Tagesgeschäft der Vollarbeit (7-16 Uhr) auf. Ein wesentlicher Teil fällt auch in das Zeitfenster 16-0 Uhr in der Rufbereitschaft; teilweise bis zur Hälfte des Tagesaufkommens. Dies führt überdies dazu, dass drei Viertel der Befragten unter 11 Stunden Ruhezeit hat. Rund ein Viertel gibt an, sogar weniger als acht Stunden Ruhezeit täglich zu haben. Die Interviewpartner betonen darüber hinaus, dass die Rufbereitschaft einen massiven Eingriff in die Freizeit und eine hohe Belastung darstellt, da die Mitarbeitenden jederzeit „auf Abruf“ sind und zu einer Störung gerufen werden können. Mangelnde Tauschmöglichkeiten, unter anderem bedingt durch nicht ausreichende Personalkapazitäten, und die psychische Belastung werden öfters als negative Aspekte in der Umfrage genannt.

Einige Experten heben hervor, dass die Mitarbeitenden während der Rufbe-

reitschaft im Regelfall auf sich allein gestellt sind. Gleichwohl ist meistens die telefonische Erreichbarkeit der Kollegen und Führungskräfte auf freiwilliger Basis gewährleistet, um Störungsbilder auszuwerten und Maßnahmen abzustimmen. Insgesamt wird der Fachkräfte- und Personalmangel als fortwährende Herausforderung genannt.

Vor diesem Hintergrund widmet sich Heiko Hausrath in seiner Masterarbeit auch der Frage, wie die Rufbereitschaft technisch und organisatorisch entlastet werden könnte.

PERSONALORGANISATION UND WISSENSTRANSFER

Um das Arbeitsaufkommen in der Rufbereitschaft zu reduzieren, empfiehlt Hausrath, dass die Bearbeitung von Störungen weitmöglichst im Rahmen der Vollarbeit bewältigt werden sollte. Ein Ansatz wäre es, auf flexible Arbeitszeiten in der Vollarbeit zu setzen, um die Rufbereitschaft zu entlasten. Eine Erhöhung der personellen Ressourcen könnte darüber hinaus die Planungssicherheit für die Mitarbeitenden erhöhen und im Bedarfsfall bessere Tauschmöglichkeiten eröffnen, um allen Mitarbeitenden ausreichend Zeiten ohne Rufbereitschaft gewähren zu können.

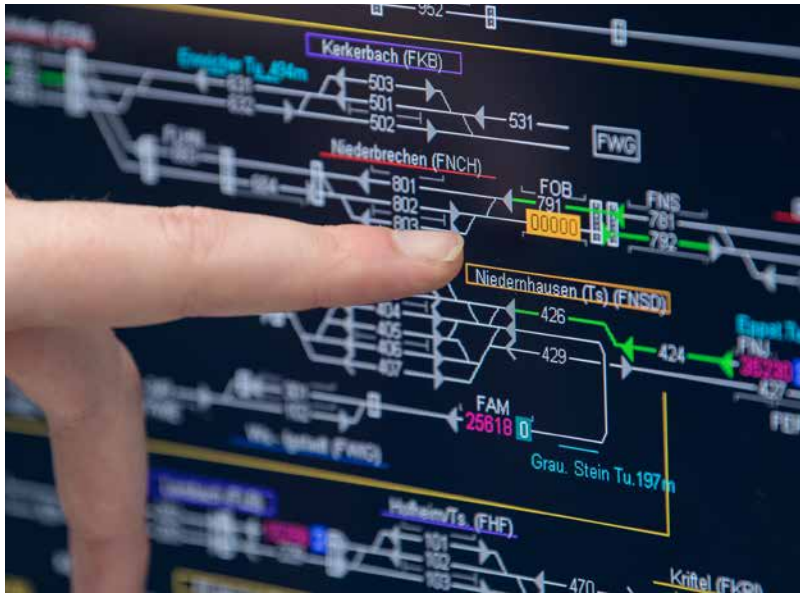
Ein Denkansatz vor dem Hintergrund des demografischen Wandels und des Fachkräftemangels könnte unter Berücksichtigung der Netzbesonderheiten eine Kooperation mit benachbarten Versorgern oder Dienstleistern sein – insbesondere, da die meisten Versorger die Rufbereitschaft spartenspezifisch organisieren.

Viele der befragten Experten in der Studie kritisieren einen unzureichenden Wissenstransfer, da Neueinstellungen nach dem Ausscheiden von Mitarbeitenden oft sehr viel später oder gar nicht erfolgen. Dementsprechend empfiehlt Hausrath, die Schulung und Qualifizierung der Mitarbeitenden verstärkt auch zu nutzen, um neben nicht niedergeschriebenem Wissen auch Erfahrungswerte der langjährigen Fachkräfte systematisch weiterzugeben.

STÖRUNGSBEWERTUNG VERBESSERN

Eine systematische Auswertung von Störungen könnte darüber hinaus helfen, den Einsatz vorhandener Ressourcen besser zu planen. Konkret müssten dabei folgende Fragen beantwortet werden können: Welche Störungsmeldungen treten auf und welche Auswirkung haben sie? Zu welcher Uhrzeit treten wie viele Störungen auf? Wie lange dauert die durchschnittliche Bearbeitung von Störungen? Zu berücksichtigen wären Hausrath zufolge überdies jahreszeitliche

Foto: wvgw Wirtschafts- und Verlagsgesellschaft Gas und Wasser mbH



Auf Basis qualifizierter Meldebilder sollen Einsätze besser planbar sein.
(Foto: picture alliance / Fabian Sommer)

Schwankungen, Heizperioden, verbrauchsstarke Kunden oder angeschlossene kritische Infrastrukturen wie Krankenhäuser.

Die Störungsbewertung weiterzuentwickeln, könnte nach Hausraths Einschätzung ebenfalls erheblich zu einer effektiveren Arbeitsorganisation beitragen. Auf Grundlage qualifizierter Meldebilder seien Einsätze besser planbar, für die Durchführung würden nur die tatsächlich benötigten Kräfte aktiviert. Solche Meldebilder müssten bereits bei der Annahme der Störung systematisch erfasst werden. Dazu empfiehlt der Experte unter anderem, Mitarbeitende verstärkt in der Störungsbewertung auszubilden, damit sie frühzeitig einschätzen können, ob und inwiefern eine gemeldete Störung zu einer Krise führen könnte.

DIGITALISIERUNG NUTZEN

Im Einsatzfall könnte eine Visualisierung durch technische Hilfsmittel wie Bilderversand per E-Mail oder eine geeignete Softwarelösung, aber auch Videotelefonie per Mobiltelefon ein besseres Verständnis schaffen und bei der Problembewältigung unterstützen. Der Mitarbeitende an der Störungsstelle und die Führungskraft an einem anderen Ort könnten so gemeinsam die Störung analysieren und bewerten, wodurch eine Fahrt der Führungskraft zur Störungsstelle überflüssig würde. Auch für die Dokumentation wäre dieses Vorgehen hilfreich.

Patentlösungen gibt es laut Heiko Hausrath aufgrund der Vielfalt der beeinflussenden Faktoren und der individuellen Voraussetzungen im Unternehmen nicht. Lösungskonzepte müssten daher im Dialog zwischen Arbeitgeber und Arbeitnehmer erarbeitet werden. (ds)

KKI – Kompetenzzentrum Kritische Infrastrukturen GmbH,
Heiko Hausrath, 10829 Berlin,
h.hausrath@kki-gesellschaft.de

Nach einem umfassenden Redesign stellt BAUR jetzt seinen neue Kabelmesswagen titron vor, der funktional und technisch einige Besonderheiten aufweist.

Heckansicht des neuen BAUR Kabelmesswagens titron.
(Bild: BAUR GmbH)

MOBILER ARBEITSRAUM

In die Neukonzeption des 3,5-Tonners mit den Namen „titron“ sind Anregungen von Anwendern aus aller Welt eingeflossen, berichtet BAUR. Im Ergebnis biete der Messwagen eine einfachere Bedienung, vornehmlich per Tastatur und Maus von einem bequemen mobilen Arbeitsplatz aus sowie eine durch viele Tools unterstützte Kabelfehlerortung, zeitoptimierte Diagnoseabläufe durch das Parallelisieren von Verlustfaktormessung und Teilentladungsmessung und eine hohe Anpassbarkeit der Prozesse. Für Betreiber von Mittelspannungsnetzen liefere der titron damit einheitliche Ergebnisse und eine geradlinige Auswertungskette – vom Kabelmesswagen bis in die Chefetage.

SCHNELLERE KABELFEHLERORTUNG

Um auch neuen Mitarbeitern die Einarbeitung zu erleichtern, biete die integrierte Software zudem eine besonders übersichtliche, schnell interpretierbare Visualisierung der Messergebnisse und sei zudem intuitiv bedienbar. Standardisierte Abläufe lassen sich einfach aufrufen und starten; bei komplexeren Messaufgaben können sich die Anwender von der Software lotsen lassen. Unterstützt durch den Smart Cable Fault Location Guide wird die Vor- und Nachortung von Kabelfehlern beschleunigt. Zudem lässt sich die Software mit der BAUR-Kabeldatenbank und einem Geographischen Informationssystem verzahnen, um Fehlerart und -ort schneller eingrenzen zu können. Auch bei der Nachortung bietet BAUR Software Hilfestellung und schont dabei sogar das Kabel: Die BAUR-App zeigt den Fehlerort auf dem Display an und ermöglicht es, den Stoßstromgenerator von der Fehlerstelle aus fernzusteuern. Das minimiert laut Hersteller den Stress für die Kabelstrecke, denn sie muss der Belastung beim Nachorten nur solange ausgesetzt werden wie gerade eben nötig.

DIAGNOSE UND ANALYSE IM MESSWAGEN

Da Prozesse wie etwa die Verlustfaktor- und Teilentladungsmessung zu einem Ablauf zusammengefasst und parallelisiert wurden, können die Messaufgaben schneller erledigt und mehr Informationen erfasst werden. Neben den Standardprozessen kann der Netzbetreiber auch eigene Vorlagen für Abläufe und Grenzwerte definieren, die dann automatisch auf allen Kabelmesswagen zum Einsatz kommen. Im neuen Kabelmesswagen ist es zudem möglich, Messwerte vor Ort zu analysieren. Die Daten werden in der BAUR Software 4 gespeichert und zu Reports aufbereitet, die dann anderen Abteilungen zugänglich gemacht werden können. Auf Basis der Verlustfaktormessung erstellt die BAUR statex statistische Restlebensdauerprognosen als Grundlage für datengestützte Asset-Management-Entscheidungen.

VERBESSERTES ARBEITSUMFELD

Auch mit Blick auf die Arbeitsbedingungen für den Außendienst wurde der neue titron verbessert: Der neue Kabelmesswagen verfügt über deutlich mehr Stauraum als sein Vorgänger, eine vergrößerte Arbeitsfläche und wandmontierte LCD-Bildschirme, um die Ergonomie zu verbessern. Kunden können den titron nach Wunsch gestalten und ihn zum Beispiel mit zwei Bildschirmen oder einer Sitzbank mit Rückenlehne ausstatten lassen. (ds)

www.baur.eu/de

FIT MIT NEUEM HERZ

SZM hat ein Online-Tool entwickelt, mit dem sich Energieversorger über die passende Modernisierungslösung (Retrofit) für ihre Schaltanlage informieren können.

Die SchaltanlagenZubehör Bad Muskau GmbH (SZM) bietet Retrofit-Lösungen für den Austausch von alten und verschlissenen Schaltgeräten, wodurch die Lebens- und Betriebsdauer der Schaltanlage mit weniger Aufwand im Vergleich zum Komplettaustausch verlängert werden könne. Das Retrofit-Konzept greift laut SZM vor allem, wenn bei alten Schaltgeräten ein erhöhter Wartungsaufwand besteht, Ersatzteile knapp werden oder eventuell Umweltaspekte wie ölarme Leistungsschalter oder SF6-Leistungsschalter ein Handeln erfordern. In diesen Fällen stellt die Nachrüstung eine wirtschaftliche Alternative dar, denn es wird nur der Schalter als die Kernkomponente der Anlage, sozusagen ihr „Herz“, erneuert. Das spart Geld und Zeit ein, denn der komplette Austausch der alten Schaltanlage könne vermieden werden.

LÖSUNGSVORSCHLAG NACH WENIGEN ANGABEN

Um die Suche nach der richtigen Lösung zu erleichtern, hat SZM nun einen Online-Konfigurator entwickelt. Darin können Kunden gezielt end-to-end-Lösungen ihrer vorhandenen Anwendungen aus den Bereichen Mittelspannung und Niederspannung mit einem vollständig plug-and-play-fähigen Produkt konfigurieren.

Das Angebot richtet sich an Energieversorger, Stadtwerke, Industrie, Ingenieur- und Planungsbüros, Schaltanlagenhersteller sowie Vertriebspartner von SZM in mehreren Ländern der Welt. Der Konfigurator soll helfen, Kunden einen ersten Überblick über bereits realisierte Lösungen zu geben sowie im Vertrieb die technische Kommunikation mit dem Kunden zu verbessern. Mit wenigen Angaben im Konfigurator zum alten Schaltgerät sowie einigen technischen Daten wie Spannung, Leistung und Stromstärke schlägt das Online-Tool eine passende Retrofit-Lösung vor. Der Konfigurator ist sowohl für den Web-Browser als auch für mobile Anwendungen (Android/IOS) ausgelegt.

Der Konfigurator ist zurzeit ausschließlich auf Englisch verfügbar. Über ein Kontaktformular hat der Nutzer die Möglichkeit, sich an die Fachleute von SZM zu wenden, um eine Beratung auf Deutsch zu erhalten.

SZM hat nach eigenen Angaben über 250 Retrofit-Lösungen entwickelt und weltweit umgesetzt. Zum Start des Konfigurators sind zunächst die bekanntesten Lösungen im Konfigurator enthalten, inklusive Bilder und Maßzeichnungen, die zum Verifizieren auch heruntergeladen werden können. Nach und nach sollen weitere Lösungen im Konfigurator hinzugefügt werden. (ds)

SchaltanlagenZubehör Bad Muskau GmbH
Thomas Schulz, 02953 Bad Muskau,
thomas.schulz@szm-gmbh.de

Eine der Modernisierungslösungen von SZM besteht darin, einen alten SCI-Schalter durch einen neuen modernen Leistungsschalter VD4 von ABB zu ersetzen. Der neue Schalter (Bild oben) wird so in die Altanlage eingepasst, dass diese wieder zuverlässig läuft und sogar eine höhere Leistung erzielt.
(Fotos: SchaltanlagenZubehör Bad Muskau GmbH)

Grafik: howcolour / M.Style / Shutterstock.com

Intelligente Park- und Ladekonzepte in Parkhäusern sollen sowohl E-Autofahrern als auch dem Stromnetz dienen. (Foto: AVG/KRET-Studios)

INTELLIGENTES LADEN IM PARKHAUS

In Frankfurter Parkhäusern sollen Künstliche Intelligenz (KI) und Datenaustausch netzdienliches Laden und die optimale Auslastung der Ladeinfrastruktur ermöglichen.

Ziel des Projekts iLaPark ist es, mehr Ladestationen in Parkhäusern zu installieren und diese bestmöglich sowohl für die E-Autofahrer als auch die elektrischen Netze zu nutzen. Unter der Leitung der SyroCon AG erarbeiten Partner aus Wirtschaft und Forschung intelligente Park- und Ladekonzepte für Parkhäuser in Frankfurt.

Parkhäuser und Ladestationen werden mit Hilfe einer Software-Plattform und App von SyroCon und der EDAG Engineering GmbH zu virtuellen Clustern zusammengeschlossen, um eine optimale Belegung der Ladestationen zu erreichen. Dies ist notwendig, damit die Lastflüsse effektiv verteilt werden können.

ANALYSE DES PARK- UND LADEVERHALTENS

Um die bedarfsgerechte Ladeinfrastruktur in Parkhäusern zu bestimmen, werden Park- und Ladeverhalten sowie das Parkhausumfeld vom Research Lab for Urban Transport (ReLUT) der Frankfurt University of Applied Sciences (Frankfurt UAS) analysiert. Über die App können Fahrer sowohl von batterieelektrischen PKW als auch von Plug-In-Hybriden alle Funktionen und Informationen der Ladeinfrastruktur in Parkhäusern nutzen. Dr. Markus Eisel, Vorstandsmitglied beim iLaPark-Konsortialführer SyroCon AG, freut sich über den Projektstart: „Es wird erstmals gezeigt, welche Vorteile KI den Fahrern von E-Autos, den Parkhausbetreibern und Netzbetreibern bringt, indem ihre Systeme miteinander vernetzt werden. Die verbesserte Nutzung von Ladestationen in Parkhäusern soll die Nutzung von E-Mobilität in der Stadt erleichtern, neue Geschäftsmodelle für Parkhäuser ermöglichen und so die E-Mobilität insgesamt voranbringen."

Hubject und Intilion entwickeln eine portable batteriegestützte Ladeinfrastruktur, die es Parkhausbetreibern ermöglicht, Ladeinfrastruktur und Konzepte ohne massiven Ausbau der elektrischen Anschlusskapazitäten zu testen. Neben den technischen Faktoren werden laut den Projektpartnern erstmals raumbezogene bzw. stadttypologische Faktoren betrachtet. Neben der Software-Plattform für Parkhausbetreiber ist der Mobility Engineering-Dienstleister EDAG als Projektpartner auch für die KI-basierte Preisfindung und Abrechnung „Parken + Laden" verantwortlich. Das House of Energy unterstützt die Projektorganisation und ist unter anderem für die Öffentlichkeitsarbeit zuständig.

FRANKFURT WIRD PILOTGEBIET

Als Modellregion wird die Innenstadt von Frankfurt betrachtet, in der sich ca. 500.000 Menschen bewegen. Innerhalb der Kernstadt befinden sich etwa 10 Parkhäuser, die zum Großteil im Besitz des assoziierten Partners PBG sind. Erfahren die E-Autofahrer über eine App, welche Ladestationen verfügbar sind, kann der Verkehr gezielt gesteuert werden. Die gewonnenen Erkenntnisse aus dem Pilotgebiet lassen sich den Projektpartnern zufolge auf vergleichbare Regionen übertragen. (ds)

SyroCon AG, Dr. Markus Eisel,
65760 Eschborn, markus.eisel@syrocon.de

Envision Digital und Telekom kooperieren bei Ladelösung

Die Deutsche Telekom und Envision Digital geben die Zusammenarbeit bei einer Ladelösung für E-Autos an privaten Stellplätzen bekannt. Envision Digital's Anwendung „Charging by EnOSTM" kombiniert Hardware, Software, Installation und einen Öko-Stromtarif.

Die Installation erfolgt bei Bedarf durch Techniker der Telekom. Das Telekommunikationsunternehmen steuert außerdem die SIM-Karte und eine IP-VPN-Lösung bei. Dieses Virtual Private Network schützt die Daten, zum Beispiel bei der Übermittlung an die AIoT-Software (Artificial Intelligence of Things) von Envision. Deren künstliche Intelligenz analysiert die Daten des Ladepunkts und optimiert sie mittels Algorithmen.

Foto: picture alliance/dpa | Horst Galuschkat

Die 11-Kilowatt-Ladebox lässt sich an der Wand befestigen. Dabei lädt die Box das Fahrzeug schneller als die herkömmliche Steckdose, darüber hinaus vermeidet sie die Gefahr einer Überlastung. Der Nutzer erhält außerdem noch Zugang zu einer Handy-App. Sie sorgt optional für die Authentifizierung und liefert aktuelle Statistiken zu den Ladevorgängen und zum Ökostrom-Verbrauch. Über Funk kommuniziert die Ladebox mit der AIoT-Plattform EnOSTM. EnOS steht dabei für Energy Operating System. Die Plattform verbindet laut Envision Digital weltweit rund 70 Millionen IoT-Sensoren (Internet of Things). Das ermöglicht die nachhaltige Verbesserung der Energie-Effizienz.

TARIFPAKETE NACH FAHRPROFIL

Die Lösung ist online per Fragebogen bestellbar. Die Installation und die Abrechnung des Verbrauchs erfolgen zu Paketpreisen. In manchen Fällen kann die häusliche Umgebung zu spezifisch für die Online-Abfrage sein. Dann können Interessenten den Vorabbesuch eines Technikers der Deutschen Telekom buchen. Er begutachtet die lokalen Gegebenheiten vor Ort und schafft damit die Grundlage für ein passgenaues Angebot.

Die Tarife der Box richten sich nach den Kilometern – von Freizeit- bis Vielfahrer. Das günstigste Monatspaket kostet 36,90 Euro, inklusive Grundgebühr, Service und 100 Kilowattstunden.

Eigentümer, Vermieter oder Mieter können einen Zuschuss von 900 Euro bei der Kreditanstalt für Wiederaufbau (KfW) beantragen. Die Lösung von Envision Digital erfüllt nach Angaben des Anbieters dafür alle Kriterien. (ds)

www.envision-digital.de
www.telekom.de

Ladeinfrastruktur an Supermärkten

Der Energieversorger EnBW stattet 100 neue Standorte der Immobilien-Plattform x+bricks mit High Power Charging (HPC)-Ladepunkten aus. x+bricks ist auf den Betrieb von Gewerbeimmobilien im Lebensmittelbereich, beispielsweise Supermärkte, im gesamten Bundesgebiet spezialisiert.
Durch die Kooperation beziehen die Kunden der Lebensmitteleinzelhändler an den EnBW-Ladepunkten ausschließlich Ökostrom und können laut dem Energieversorger je nach Fahrzeugkonfiguration 100 Kilometer Reichweite in fünf Minuten laden. Wie an allen Ladepunkten im EnBW HyperNetz zahlen E-Autofahrer auch hier einen einheitlichen Preis je Kilowattstunde. (ds)

www.enbw.com
https://xandbricks.de

EnBW stattet über 100 Immobilien von x+bricks mit HPC-Ladepunkten aus.
(Foto: EnBW Energie Baden-Württemberg AG, Fotograf: Endre Dulic)

WERTSCHÖPFUNG AUS DER GEMEINSCHAFT

Foto: picture alliance ROPI | Antonio Pisacreta

Eine steigende Zahl von Energiekunden möchte eine aktivere Rolle im Energiesystem spielen – und wünscht sich passende Angebote der Versorger. Digitale Community-Lösungen bieten hier interessante Ansatzpunkte für neue Formen der Kundenbindung.

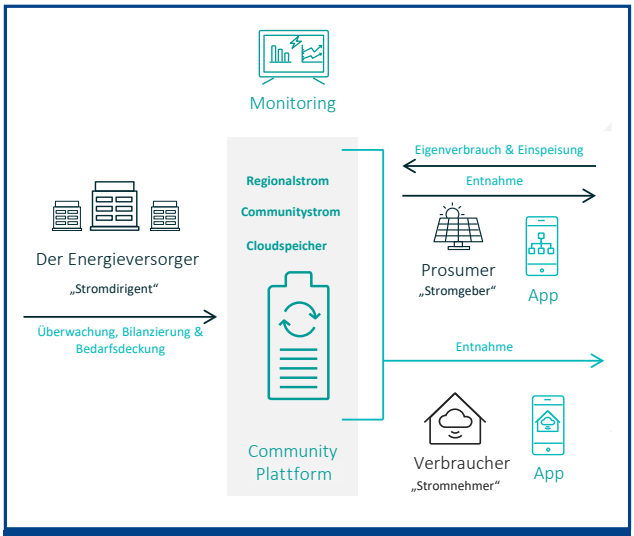
Rund 1,9 Millionen PV-Anlagen sind aktuell in Deutschland installiert, knapp ein Drittel davon befindet sich nach Erhebungen der Agentur für Erneuerbare Energien im Besitz privater Eigentümer – Tendenz steigend. Treiber dieser Entwicklung sind heute nicht mehr in erster Linie wirtschaftliche Erwägungen, sondern vielmehr der Wunsch nach Autonomie in der Versorgung und einer aktiven Beteiligung an der Energiewende. Diese Bedürfnislage ist bezeichnend für viele Energiekunden, sagt Tina Hadler von der coneva GmbH. Als Produktmanager Energy Communities in der Tochtergesellschaft der SMA Solar Technology AG hat sie sich intensiv mit den aktuellen Marktentwicklungen beschäftigt: „Stromkunden wünschen sich im privaten Umfeld heute mehr Kontrolle über ihre Versorgung und ihre Energieflüsse. Gleichzeitig möchten sie sich mit Gleichgesinnten vernetzen und neue Potenziale erschließen, sich aber auch als Teil einer größeren, verlässlichen Gemeinschaft erleben“, führt sie aus. Versorger und Stadtwerke, die diese Kunden langfristig binden und ihre Wertschöpfungsketten dezentralisieren wollen, müssten diese Trends berücksichtigen.

In Schönau im Schwarzwald erprobt die EWS Schönau in einem Modellversuch eine digitale Stromgemeinschaft. Die coneva GmbH liefert die Software und wichtige Hardwarebausteine. (Foto: coneva GmbH)

ENERGIE-COMMUNITIES

Das kann beispielsweise über Energie-Communities geschehen, die den Kunden Transparenz und Mitwirkung innerhalb eines definierten lokalen Energiesystems eröffnen – und das auf beiden Seiten des Netzanschlusspunkts. Das Spektrum möglicher Anwendungen, die innerhalb solcher Gemeinschaften umsetzbar sind, reicht von intelligenten Energieeffizienz- und -management-Lösungen, über flexible Tarife zur netzdienlichen Einbindung steuerbarer Lasten bis hin zum

regionalen Energiehandel zwischen Erzeugern und Verbrauchern, welcher wiederum das Portfoliomanagement und die Verteilnetze entlasten kann. Das klingt sehr aufwendig, doch Tina Hadler beruhigt: „Ein Versorger benötigt dazu lediglich eine digitale Infrastruktur, in der die gewünschten Prozesse weitgehend automatisiert ablaufen. Er kann sich auf seine Rolle als ‚Stromdirigent' beschränken, der die Energieflüsse überwacht, bilanziert und nötigenfalls ausgleicht." Ein sicherer Kommunikationskanal für die Übermittlung von Mess- und gegebenenfalls Steuerdaten wird mit dem Smart Meter-Rollout über intelligente Messsysteme bereitstehen.



In Energie-Communities kann der Versorger seinen Kunden Transparenz und Teilhabe an der dezentralen Stromversorgung ermöglichen. Das erhöht die Bindung der Kunden und unterstützt neue Mehrwertangebote. (Grafik: coneva GmbH)

coneva hat sich auf die Umsetzung solcher Community-Plattformen spezialisiert und bietet neben eigenen Hard- und Software-Bausteinen auch das notwendige Integrations-Know-how für die Einbindung der Plattform in die IT-Landschaft des Versorgers.

ENERGIEGEMEINSCHAFT DER EWS SCHÖNAU

Bei der EWS Schönau, einem genossenschaftlichen Versorger im Schwarzwald, der inzwischen Kunden aus dem gesamten Bundesgebiet beliefert, wird im Rahmen eines Modellprojekts derzeit eine lokale Stromgemeinschaft umgesetzt. Das erklärte Ziel dabei ist es, eine klimafreundliche, dezentrale und bürgergetragene Energieversorgung auf Basis von digitalen Lösungen zu entwickeln. Das Modellprojekt hat derzeit rund 30 Teilnehmer. Dazu gehören PV-Anlagen, unterschiedliche Batteriesysteme, Elektroautos und einige kleine Blockheizkraftwerke. Mit Hilfe von Energiemanagern und intelligenten Messsystemen wird dieses Portfolio an heterogenen Kleinanlagenbetreibern zu einem virtuellen Bürgerkraftwerk gruppiert.

Die technische Schnittstelle zu den Community-Mitgliedern liefert der Sunny Home Manager, ein von coneva gestelltes lokales Energiemanagement-System hinter dem Netzanschlusspunkt des Kunden. In einer Weiterentwicklung kommuniziert das System über die CLS-Schnittstelle mit dem Smart Meter-Gateway. Ein entsprechender Test wurde mit Geräten der Firma Theben erfolgreich durchgeführt. Die benötigten Softwarebausteine werden dabei über das Theben Mehrwertmodul direkt in die Infrastruktur des intelligenten Messsystems integriert. „Damit schaffen wir die Voraussetzungen, um Einspeise- und Verbrauchsdaten zuverlässig zu erfassen und sicher an unsere Community-Plattform zu übermitteln sowie perspektiv auch Anlagen zu steuern", erläutert Tina Hadler.

Als aktiver EMT erfüllt die coneva die rechtlichen Voraussetzungen, um entsprechende Anwendungen – wie etwa eine Steuerung regelbarer Verbraucher – aus der Software heraus umzusetzen.

GEMEINSCHAFT DURCH TRANSPARENZ

Tatsächlich stehen die netzdienliche Steuerung der Stromflüsse respektive die Sektorenkopplung als mittelfristiges Ziel auf der Agenda der EWS Schönau. Zunächst liegt der Fokus aber darauf, eine „virtuelle Gemeinschaft aufzubauen, die für die Mitglieder sukzessive zum erlebbaren Teil ihres Alltags wird", sagt Tina Hadler. Wesentlich hierfür sei vor allem eine kundennahe Logik bei der Auswahl und Darbietung der Informationen sowie ein niedrigschwelliger digitaler Zugang per App oder Webportal. In diesem werden einerseits die Verbrauchs- und Erzeugungsdaten der Teilnehmer erfasst, zu einem virtuellen Pool zusammengefasst und praktisch in Echtzeit bilanziert. Die Visualisierung erfolgt über die Frontendlösung „Energielandschaft" und die App Energy Buddy von coneva: „Hier können die Community-Mitglieder jederzeit sehen, wieviel Strom gerade wo erzeugt und in der Summe verbraucht wird", erläutert Produktmanagerin Hadler. Gleichzeitig machen die Lösungen natürlich auch die individuellen Energieflüsse im Haushalt des Teilnehmers transparent. So können die Mitglieder jederzeit ihre persönliche Erzeugungs- und Verbrauchssituation in Beziehung zur Gemeinschaft setzen, um beispielsweise ihr Verbrauchsverhalten der Einspeisesituation anzupassen oder die Energieeffizienz ihres Haushalts zu evaluieren.

ANSÄTZE FÜR NEUE KUNDENBEZIEHUNGEN

„Für Stadtwerke, Versorger und Netzbetreiber gibt es hier zahlreiche Ansatzpunkte, um netzdienliches oder klimaschonendes Verhalten zu fördern und dabei natürlich auch vertrieblich neue, erfolgreiche Wege einzuschlagen", so Tina Hadler. So können Unternehmen die Community-Infrastruktur nutzen, um beispielsweise Newsfeeds, digitale Services sowie passende Produkte bereitzustellen, wie beispielsweise Ladestromangebote, flexible Tarife und vieles mehr.

Dass das Moment der Gemeinschaft dabei einen spürbaren Unterschied zur konventionellen Kundenkommunikation der Energiebranche machen könnte, ist angesichts aktueller Trends im Endverbrauchermarkt jedenfalls gut vorstellbar. (pq)

coneva GmbH
80336 München, sales@coneva.com

AUTOMATISCH GUT BERATEN

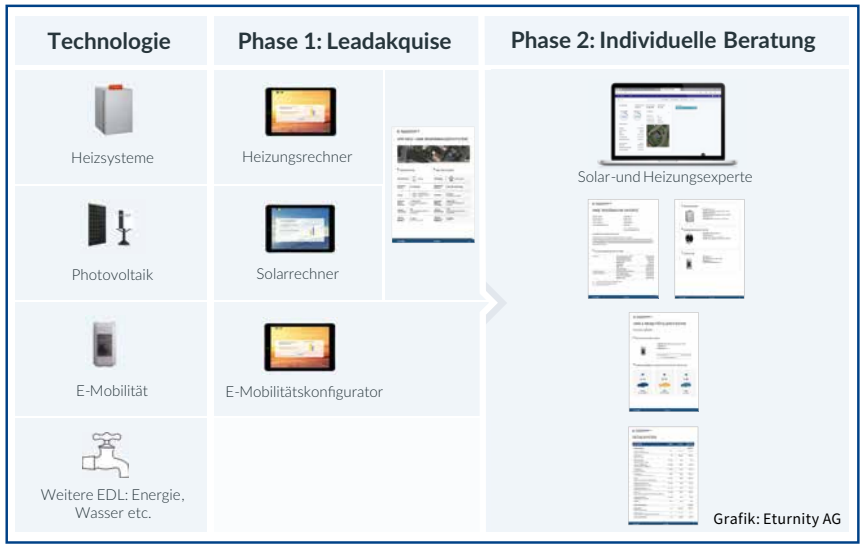
PV-Anlage, Wallbox, Wärmepumpe oder Batteriespeicher – das Interesse der Endkunden an dezentralen Energiesystemen steigt. Für Stadtwerke und Versorger ergeben sich daraus neue Vertriebsansätze. Die Schweizer Eturnity AG hat für die zugrundeliegenden Prozesse eine automatisierte Lösung entwickelt.

Die Plattform der Eturnity AG führt den Endkunden intuitiv durch den Beratungs- und Angebotsprozess. (Fotos: Eturnity AG)

Lohnt sich eine PV-Anlage für mein Haus? Könnte man diese mit einer modernen Heizung oder einer Ladestation koppeln? Was bringt ein Batteriespeicher oder ein intelligentes Energiemanagement-System? „Die Fragen, die ein interessierter Kunde stellt, sind eigentlich immer sehr ähnlich“, sagt Matthias Wiget, Mitgründer der Eturnity AG aus dem schweizerischen Chur, die sich auf digitale Beratungs- und Vertriebslösungen für dezentrale Energiesysteme spezialisiert hat. Das Problem: Die Antworten auf die Fragen der Kunden sind sehr individuell. Dementsprechend zeitaufwändig ist der Beratungs- und Angebotsprozess. So folgt auf die Anfrage des Interessenten üblicherweise ein Hausbesuch, bei dem alle erforderlichen technischen Daten aufgenommen werden. Diese müssen anschließend im Büro erfasst und verarbeitet werden, um dann die Grundlage für kundenspezifische Berechnungen und schließlich ein konkretes Angebot zu bilden. Matthias Wiget und seine Kollegen haben berechnet, dass sich die Arbeitskosten pro Anfrage auf etwa 2.000 Euro belaufen.

„Stadtwerke und Versorger könnten sich in diesem Segment – beispielsweise auch in Kooperation mit örtlichen Fachbetrieben – als kompetenter Ansprechpartner positionieren oder sogar durch entsprechende Kombiangebote neue Vertriebsansätze generieren“, ist Wiget überzeugt. In der Praxis scheitere die erfolgreiche Umsetzung allerdings vielfach daran, dass den Unternehmen die Ressourcen fehlen, um den komplexen Beratungs- und Angebotsprozess adäquat abzubilden. Ein weiteres Problem seien die niedrigen Abschlussquoten, denn die klassische Beratung sei zu technisch, dauere in der Regel zu lange und sei zu wenig kundenfreundlich.

Die Eturnity Plattform



INTUITIV ZUM ANGEBOT

Vor diesem Hintergrund entschied sich die Eturnity AG, eine Softwarelösung an den Markt zu bringen, die den Beratungs- und Abschlussprozess entscheidend vereinfachen und verbessern kann. „Durch unsere Lösung sinkt der Bearbeitungsaufwand um 80 Prozent, die Abschlussquote steigt im Gegenzug um bis zu 30 Prozent“, sagt der Eturnity-Geschäftsführer. Zu den Anwendern gehört zum Beispiel die BayWa r.e. Solar Energy Systems GmbH.

Die Eturnity-Lösung wird als SaaS (Software-as-a-Sevice) angeboten, die Interessenten per Browser durch einen individuellen Beratungsprozess führt – bis hin zum fertigen Angebot. Die digitale Reise des Kunden startet an einem Punkt, der für den Prozess erfolgskritisch ist: „Die Auslegung der PV-Anlage ist enorm wichtig für eine realistische Ertrags- und Wirtschaftlichkeitsberechnung und ein genaues Angebot. Gleichzeitig sind die dafür notwendigen Angaben im konventionellen Verfahren sehr schwer zu erheben“, berichtet Matthias Wiget. Die Eturnity-Plattform nutzt für die Berechnung Satellitendaten. Nach der Anmeldung und Eingabe seiner Adressdaten sieht der Interessent sein Haus aus der Vogelperspektive und kann geeignete Dachsegmente online markieren – die Fläche wird aufgrund des Neigungswinkels automatisch berechnet. Nun ist nur noch der jährliche Durchschnittsverbrauch einzugeben. Anhand dieser Daten ermittelt die Plattform den Energieertrag übers Jahr sowie an einzelnen Tagen, berechnet den Eigenverbrauch, die jährliche Stromkostenersparnis sowie die Rentabilität unterschiedlicher Anlagentypen und stellt die Energieflüsse im Gebäude dar. Kunden, die bereits eine ältere PV-Anlage besitzen, können den Nutzen eines nachträglich installierten Batteriespeichers berechnen lassen.

TECHNOLOGIEN KOMBINIEREN

In weiteren Schritten hat der Interessent die Möglichkeit, in der Planungswelt einen Batteriespeicher, eine moderne Heizungsanlage, ein Home Energy-Management-System sowie in Kürze auch eine private Lademöglichkeit zu integrieren und die entsprechenden Berechnungen durchzuführen – experimentieren ist, so Matthias Wiget, ausdrücklich erwünscht. „Welche Optionen dem Endkunden im Einzelfall zur Verfügung stehen, kann der Versorger in seinem Backend konfigurieren“, erläutert der Eturnity-Geschäftsführer. Dazu gehören neben Produkten und Preisen beispielsweise auch spezifische Förderprogramme für bestimmte Segmente. Die Lösung lässt sich problemlos in die vorhandene IT-Infrastruktur einbetten und arbeitet dann nahtlos beispielsweise mit ERP-, CRM- oder Abrechnungssystemen zusammen. (pq)

Eturnity AG
Matthias Wiget, CH-7000 Chur, matthias.wiget@eturnity.ch

Drei Fragen an ...

Oliver Kasper

Leiter Key Account Management, BayWa r.e. Solar Energy Systems GmbH
(Foto: BayWa r.e. Solar Energy Systems GmbH)

Welche Rolle spielt die Digitalisierung am PV-Markt und wie sind Sie aufgestellt?

Es sind unterschiedliche Ansätze von Digitalisierung im Vertrieb, dem Betrieb und der Überwachung von PV- und Speichersystemen von unterschiedlichsten Herstellern verfügbar. Wir als BayWa r.e. sind im Bereich Digitalisierung schon sehr weit fortgeschritten. Wir haben unsere Planungssoftware Solar-Planit mit unserem Onlineshop verbunden, sodass unser Kunde aus seiner Planung heraus die Bestellung direkt abrufen kann. Für das Kundensegment der Energieversorger haben wir vom sehr einfach zu handhabenden PV-Rechner auf der Homepage der EVUs als Leadgenerator, über die Angebotserstellung sowie die Auftragsabwicklungsplattform einen nahezu vollständig digitalisierten Vertriebs- und Abwicklungsprozess entwickelt.

Wie unterstützt die Eturnity Solarlösung Sie in Ihrem Unternehmen?

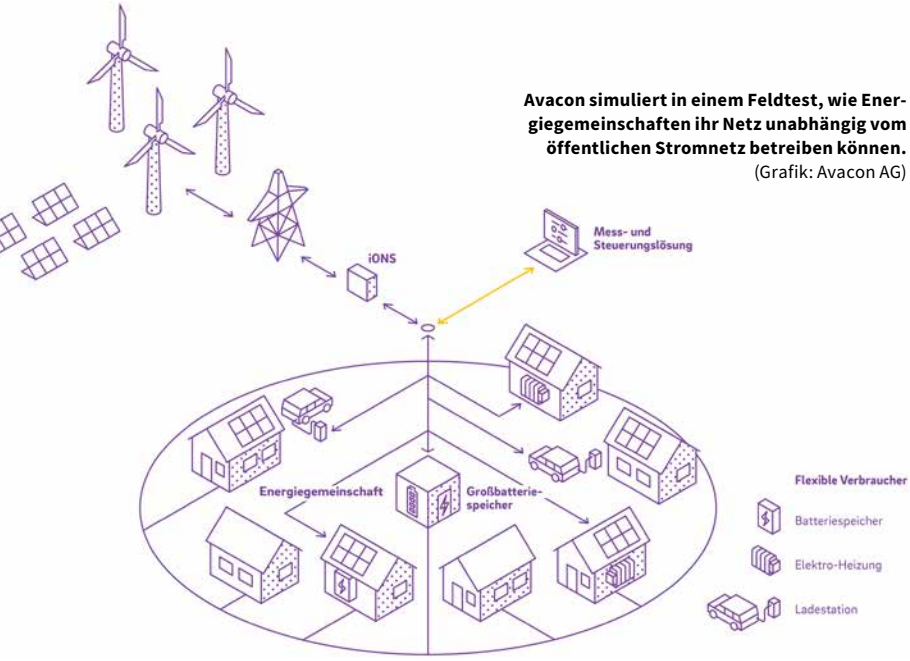
Mit Eturnity konnten wir mit der Optimierung der Software durch unsere Erfahrungen für unsere Kundengruppe der Energieversorgungsunternehmen ein hervorragendes Instrument zur einfachen und effizienten Erarbeitung von Angeboten in Deutschland etablieren. Eine Vielzahl von EVUs nutzen die Software und konnten damit ihre Schlagkraft im Vertrieb deutlich erhöhen. Die Kunden erhalten damit ein Angebot, welches transparent, gut verständlich und klar strukturiert ist.

Können Sie dazu konkrete Zahlen nennen?

Der Zeitaufwand für die Angebotserstellung kann mit dieser Software auf 15-20 Minuten reduziert werden, da unter anderem eine Anbindung an die Produktdatenbank der BayWa r.e. Solar Energy Systems GmbH erfolgt ist und somit immer aktuelle Produkte und Preise zur Verfügung stehen. Die Erfolgsrate für Vertragsabschlüsse konnte bei vielen Unternehmen erheblich erhöht werden. (pq)

BayWa r.e. Solar Energy Systems GmbH
Oliver Kasper, 72072 Tübingen, oliver.kasper@baywa-re.com

Feldtest für netzunabhängige Energieversorgung



Avacon simuliert in einem Feldtest, wie Energiegemeinschaften ihr Netz unabhängig vom öffentlichen Stromnetz betreiben können. (Grafik: Avacon AG)

Der Netzbetreiber Avacon simuliert in einem Feldtest, wie im Zusammenspiel verschiedener Akteure Strom möglichst unabhängig vom Versorgungsnetz erzeugt, gespeichert und verbraucht werden kann.

In dem Projekt namens „Energieplattform Twistringen" kommt auch ein Batteriegroßspeicher mit einer Kapazität von 1.000 kWh und 800 kVA Leistung von Rolls-Royce zum Einsatz. Dessen Einsatz wird es sein, den Ausgleich zwischen der ungleichmäßig anfallenden Ökostromerzeugung vor Ort und dem Verbrauch von Haushalten und Betrieben innerhalb des Ortsnetzes zu schaffen.

Wenn das Projekt in wenigen Wochen offiziell startet, werden freiwillige Teilnehmer aus der Region in das lokale Energiesystem eingebunden. Eine intelligente Steuerung des Verbrauchs in Kombination mit dem Speicher als Puffer soll die Gemeinschaft dazu befähigen, sich mit möglichst viel lokal erzeugtem Strom zu versorgen. Darüber hinaus erprobt Avacon Strategien der Netzführung, um perspektivisch Energiegemeinschaften miteinander zu verbinden und zugleich das Stromnetz effizient und stabil zu betreiben. (ds) **www.mtu-solutions.com/eu/de**
www.avacon.de

TEAG: Windstrom mit PPA vermarkten

Die TEAG Thüringer Energie AG hat zum Jahresbeginn 2021 mit der Vermarktung von Windstrom aus acht Windparks begonnen, deren Förderung nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz zum 31.12.2020 ausgelaufen ist. Für die prognostizierte Einspeisemenge der Windparks von etwa 17 GWh pro Jahr wurden im Laufe des Jahres 2020 Dienstleistungsverträge zur Vermarktung abgeschlossen. Mit den mehrjährigen Stromabnahmeverträgen soll der langfristige Weiterbetrieb der Anlagen gesichert werden, gleichzeitig erhöht die TEAG den Anteil von regenerativ erzeugtem Strom im Vertriebs-Portfolio.

VERMARKTUNGSSTART FÜR 2022 / 2023

Die TEAG hat begonnen, erste Verträge für Strom aus EEG-Anlagen anzubieten, deren Förderungsauslauf in den Jahren 2022 und 2023 liegen wird. Die Zahl der Windkraft- und Photovoltaikanlagen, die nach 20 Jahren Nutzungsdauer aus der EEG-Förderung herausfallen, wird in den nächsten Jahren voraussichtlich deutlich steigen. So hat sich allein die Windkrafteinspeisung – und damit die Zahl der Windkraftanlagen insgesamt – von 2002 mit deutschlandweit 16,1 TWh auf 131,9 TWh im Jahr 2020 mehr als verachtfacht. Die TEAG bietet Betreibern, beispielsweise von Windparks, immer mehrere Vergütungsmodelle an, unter denen gewählt werden kann. Ziel ist es, sowohl den wirtschaftlichen Weiterbetrieb der Anlagen zu sichern, als auch den Anlagenbetreiber an den aktuellen Marktpreisentwicklungen partizipieren zu lassen. Zudem soll die Herkunft des eigenen Stroms für den Endkunden nachvollziehbarer werden. (ds)

www.teag.de

Bild: picture alliance / Rainer Keuenhof | Rainer Keuenhof

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

ASP-Agentur NRW KG
Herr Werner Isenberg
Bahnhofstr. 14 · 59423 Unna
Tel. +49 (2303) 25 898 19 · Fax +49 (2303) 25 898 10
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.

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 Schaltschrankbau, 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.

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

Die co.met GmbH ist zu 100% kommunal und zählt mit über 500 Kunden aus dem Stadtwerke- und Versorgerumfeld zu Deutschlands führenden Energiemarkt- und Metering-Dienstleistern. Unsere praxisnahen Prozessdienstleistungen für alle Belange des klassischen Messwesens und des iMS-Rollouts wurden durch die Digitalisierung der Energiewende um interaktive System- und Datenservices für das Internet-of-Things ergänzt. Ein maßgeschneidertes Beratungs- und Workshop-Programm schafft Mehrwerte und komplettiert unser umfassendes Lösungsportfolio.

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 zukunftssicherer 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.

egrid applications & consulting GmbH
Illerstrasse 18
87435 Kempten (Allgäu)
Tel. +49 831 960754-0
info@egrid.de
www.egrid.de

Als Spezialisten für die Auslegung intelligenter Energiesysteme sind wir der Partner für Ihren Schritt in die Energiezukunft. Nutzen Sie unser Expertenwissen zu Großbatterien für die Stromnetzoptimierung über die spartenübergreifende Planung von Quartieren bis hin zur energieeffizienten Versorgungs- und Mobilitätsstrategie für Unternehmen.

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!

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
Herr Marko Herold
Friedrichsgrüner Straße 11-13
08262 Muldenhammer
Tel. +49 37465 4092-0 · Fax +49 37465 4092-100
info@ik-elektronik.com
www.ik-elektronik.com · www.strompager.com

IK Elektronik entwickelt und liefert Hardware für das Last- und Einspeisemanagement in den Stromverteilnetzen. Mit dem StromPager-System bietet IK Elektronik eine funkbasierte, deutschlandweit verfügbare SmartGrid-Technologie, mit der Stromverbraucher und Stromerzeuger sicher und zuverlässig gesteuert werden können. Zur Produktpalette zählen weiterhin CLS Geräte, welche die Nutzung des intelligenten Messsystems für Steuerungsaufgaben und Mehrwertdienste ermöglichen.

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

Spezialisierter 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.

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. +49 911 723-7036
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!

MC Technologies GmbH
Kabelkamp 2
D-30179 Hannover
Tel.: +49 511 67 69 99 - 0
Fax: +49 511 67 69 99 - 150
info@mc-technologies.net
www.mc-technologies.net

MC Technologies ist Entwickler und Hersteller für M2M-Hardware und -Komplettlösungen made in Germany. Mit unseren 4G LTE Gateways, Terminals und Router lassen sich Assets über digitale, analoge, serielle und Sensor-Schnittstellen aus der Ferne diagnostizieren, vorausschauend warten oder steuern. Verschiedene Geräte sind auch als 450MHz Varianten erhältlich.
Für die Installation von Smart Meter Zähler bieten wir FNN-konforme Anschlusskabel sowie passende Mobilfunk-Antennen und Kabeldurchführungen.

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 MaaSstäbe 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.

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 führenden Hersteller von Schaltanlagen, kompletten Transformatorstationen und Verteiltransformatoren für die Mittelspannung. Mehr als 2000 Mitarbeiter an über 100 Standorten weltweit arbeiten für das familiengeführte Unternehmen, das zur Velatia Gruppe mit Sitz in Spanien gehört. Am deutschen Hauptsitz von Ormazabal sorgen über 250 Mitarbeiter mit innovativen Produkten und Dienstleistungen für eine sichere Energieverteilung und innovative Lösungen u.a. für Energieversorger.

OXYGEN TECHNOLOGIES GmbH
Neuer Messplatz 3
79108 Freiburg
Tel. +49 761 593902-0
contact@oxygen-technologies.de
www.oxygen-technologies.de

OXYGEN TECHNOLOGIES bietet Stadtwerken und EVU IT-Lösungen für Strom-Produkte von heute und morgen. Unsere modular aufgebaute Energie-Plattform ELEMENTS bietet ein flexibles Handels- und Steuerungssystem für Energieanlagen. Als Automatisierungs- und Digitalisierungsexperte begleiten wir Energieversorger Schritt für Schritt hin zu einem P2P-Energieversorgungssystem. Als ersten Meilenstein im Veränderungsprozess der Energiewirtschaft bieten wir White-Label Lösungen für die Eigenstromoptimierung (inkl. Verbrauchs- und Erzeugungsprognosen) und Community-Strom an.

Panorama Antennas
Herr Christian Cielinski
Massener Bahnhofstr. 10 · 59427 Unna
Tel. +49 2303 902 88 00 · Fax +49 2303 902 88 27
ccielinski@panorama-antennas.com
www.panorama-antennas.com

Smart Meter Gateway Antennen entwickelt für minimal invasive Installation in und am Zählerschrank. LTE oder CDMA 450 oder viele andere Frequenzen. Aus der Praxis für die einfache Anwendung. Von einem der letzten unabhängigen Antennen Hersteller in Europa. Am Markt erfolgreich seit über 70 Jahren. Antennen zu Großserien Preisen geliefert ab Menge 1. Egal ob Antennen, Kabel oder Stecker von uns bekommen sie alles was Sie für den gelungenen Hochfrequenzanschluss Ihres SMGW benötigen.

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.

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.

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

Fast 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 unser 100 Mitarbeiter, die praxisorientierte Feldgeräte und Softwaretools mit einem hohen Maß an IT-Sicherheit entwickeln, produzieren und bei Bedarf zu installationsfertigen 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 Energiewende 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 revolutioniert 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**

smartOPTIMO GmbH & Co. KG
Luisenstraße 20 · 49074 Osnabrück
Tel. +49 541 600 680-0
Fax. +49 541 600 680-12
info@smartoptimo.de
www.smartoptimo.de

smartOPTIMO ist Ihr kommunaler Partner für ganzheitliche Lösungen rund um Smart Metering und verfügt über langjährige, praxisbasierte Erfahrungen im Messwesen. Wir unterstützen Sie auf verschiedenen Ebenen mit unseren Leistungen entlang der System- und Prozesskette vom Messsystem, über TK-Lösungen, GWA- und Messsystem-Management-System bis hin zur Anbindung an Backend-Systeme und Kundenkommunikation. Mit unseren technischen und vertrieblichen Kooperationsprojekten begleiten wir ganzheitlich Ihren Rollout intelligenter Messsysteme und moderner Messeinrichtungen.

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 Suite und vorkonfektionierten 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 100 Mitarbeiter.

TankE GmbH
Methweg 6-8
50823 Köln
Tel. +49 (0)221 47 447 44 7
info@tanke-gmbh.de
www.tanke.io

TankE GmbH – Ein Partner. Alle Leistungen. Bundesweit.
Ladeinfrastrukturlösungen für Stadtwerke & Kommunen, Industrie-/Gewerbe, Wohnungswirtschaft und Flottenbetreiber
• Planung, Bau, Betrieb, Instandhaltung, Abrechnung, IT-Backend, 365/24/7 Service
• Best-Practice & White-Label-Lösungen • Professionelles Rollout-Management
• Über 200 Servicestandorte deutschlandweit • Über 100 Jahre Erfahrungen im Bereich Energie und Energieinfrastruktur • Eichrechtskonforme Lösungen • TankE-Ladenetzwerk

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 (pLTE/5G) sowie auf Technologie- und Infrastruktur-Services, u. a. für die Elektromobilität.

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 beschäftigen. Entwickelt und produziert wird das SMGW CONEXA in einer nach Common Criteria und EAL 4+ zertifizierten Entwicklungs- und Produktionsumgebung in Haigerloch. Neben den Vorgaben von BSI, PTB und FNN stehen die Themen Interoperabilität und Mehrwerte im Fokus. Theben Smart Energy bildet damit einen wichtigen Baustein zur erfolgreichen Realisierung der Energiewende.

topoGRIDS GmbH
Reichspräsidentenstr. 21-25
45470 Mülheim an der Ruhr
Tel. +49 208 698880-11
topo@topogrids.de
www.topogrids.de

Die topoGRIDS GmbH ist Spezialist für Datenintegration und Datenqualität. Durch Integration der Daten aus verschiedensten Bereichen Ihres Unternehmens erhalten Sie topologisch zusammenhängende und qualitätsgesicherte E2E Daten. Wir vernetzen Ihre aufwändig gewonnenen Informationen, damit die Daten den größtmöglichen Nutzen entfalten. Qualitätsgesichert, Spannungsübergreifend und Systemunabhängig. Wir machen Ihre Daten zukunftsfähig.

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 2019 ein Umsatz von ca. 115 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 gesamtem Prozesskette des grundzuständigen und wettbewerblichen Messstellenbetriebs: Gerätemanagement, Gateway-Administration, Mess- und Energiedatenmanagement für alle Marktrollen 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 3
AEG Power Solutions B.V. 6
Agentur für Erneuerbare Energien 42
Alliander AG 3
Alpha-Omega Technology GmbH & Co. KG. 26-27
Arvato Financial Solutions 6
AssmannPeiffer Partnerschaft von Rechtsanwälten mbB. 12
aumann & metzen GmbH 24-25
Avacon AG 46
BAUR GmbH 38
Bayernwerk Netz GmbH 4
BayWa r.e. Solar Energy Systems GmbH. 45
BDEW e.V. 21
Becker Büttner Held. 11, 12
BMWi. 4, 13-15
Bn Netze GmbH 7
Bredenoord BV 4
BSI 2, 10-12, 14-15, 18
Bundeskriminalamt 18
Bundesnetzagentur 3, 22
Bundesverband Neue Energiewirtschaft e. V. 12
Capgemini SE 6
coneva GmbH. 42-43
depsys GmbH. 33
Deutsche Telekom AG 41
DIGIMONDO GmbH 16
Discovergy GmbH 10
E.ON SE 3
ED Netze GmbH 7
EDAG Engineering GmbH 40
edna Bundesverband Energiemarkt & Kommunikation e.V. 12, 13
EGT AG 7
Elvaco AB. 26-27
EMH metering GmbH & Co. KG. 14-15
EnBW Energie Baden-Württemberg AG 41
EnBW Ostwürttemberg DonauRies AG ..7
enercity AG 16-17
EnergieMarkt Beratungsgesellschaft mbH 7
ENTSO-E 19
Envision Digital GmbH 41
Erlanger Stadtwerke AG 34
Eturnity AG 44-45
EWS Elektrizitätswerke Schönau eG ..43
FairNetz GmbH 7
Fayat Gruppe 6
Fingrid 19
Flughafen Stuttgart Energie GmbH 7
Frankfurt UAS. 40
Hausheld AG 14-15
House of Energy e.V. 40
Hubject GmbH 40
INTILION GmbH 4, 40
Janitza electronics GmbH 34-35
Jungmann Systemtechnik GmbH & Co. KG. 2, 30-32
KISTERS AG 5
KKI GmbH 36-37
Lausitz Energie Kraftwerke AG 22
Meteomatics AG. 5
MeterPan GmbH 12
Microsoft 18
MVV Netze GmbH 7
Netze BW GmbH 7, 35
Netzgesellschaft Düsseldorf mbH 35
Oberverwaltungsgericht Münster 2, 10-12, 13-15
OMICRON electronics GmbH 4
OTH Regensburg 4
ovag Netz GmbH 2, 30-32
Parkhaus-Betriebsgesellschaft m.b.H. 40
Physikalisch-Technische Bundesanstalt 14
Power Plus Communications AG. ..13-15
powercloud GmbH 6
Regionalnetze Linzgau GmbH 7
Rhebo GmbH 19
RheinEnergie AG 22
Rolls-Royce Power Systems AG 46
SchaltanlagenZubehör Bad Muskau GmbH 39
secunet Security Networks AG 22-23
Siemens Gamesa Renewable Energy GmbH & Co. KG 4
SMA Solar Technology AG. 42
Sprecher Automation GmbH 21
Stadtbetriebe Schwäbisch Hall 28
Städtische Werke AG 9
Stadtwerke Detmold GmbH. 28
Stadtwerke Heideberg GmbH 7
Stadtwerke Karlsruhe Netzservice GmbH 7
Stadtwerke München GmbH 5
Stadtwerke Schwäbisch Gmünd GmbH ..7
Stadtwerke Schwäbisch Hall GmbH ...7
Sterr-Kölln & Partner mbB 9
Stuttgart Netze Betrieb GmbH 34
STV Electronic GmbH. 28-29
SyroCon AG 40
TEAG Thüringer Energie AG 46
Technische Universität Clausthal. 4
Technische Universität München 4
Technische Werke Ludwigshafen AG ..19
TenneT TSO GmbH 7
Theben AG. 13, 15, 43
Thüga AG 6
Thüga SmartService GmbH 6
TransnetBW GmbH 7
ÜSTRA Hannoversche Verkehrsbetriebe 16
Valiance 6
Verwaltungsgericht Köln 10-11, 14
VOLTARIS GmbH 14
x+bricks S.A. 41
ZAE e.V. 4

ANZEIGENINDEX

IAV GmbH. 33
Ormazabal GmbH 9
prego services GmbH. 5
Rhebo GmbH (Advertorial). 20
secunet Service GmbH 17
sig Neue Medien GmbH 52
Sprecher Automation GmbH 3
Theben AG. 4
TQ-Systems GmbH 7

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

Name / Vorname

Firma / Institut

Abteilung / Funktion

Straße / Nr.

PLZ / Ort

Datum 1. Unterschrift

Vertrauensgarantie: Ich bestätige ausdrücklich, vom Recht des schriftlichen Widerrufes dieser Vereinbarung innerhalb von 10 Tagen Kenntnis genommen zu haben.

Datum 2. Unterschrift

IMPRESSUM

AUSGABE 02.2021 – 22. März 2021
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@sig-media.de
OBJEKTLEITUNG Stefan Grebe, Tel. +49 221 921825-52, grebe@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
GRAFIK Katharina Küssner, Tel. +49 221 921825-30, kuessner@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, Funkund Fernsehsendung sowie Speicherung in Datenverarbeitungsanlagen an sig Media GmbH & Co. KG über. Dies gilt auch für die auszugsweise 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.

IoT orbit

Die digitale Branchen-Plattform für Anwender
und IoT-Profis aus der Energie-,
Kommunal- und Wohnungswirtschaft

Verbinden · Kommunizieren · Inhalte teilen · Meinungen einholen · Leader werden

**Alle Player, alle News, alle Produkte, alle Lösungen,
alle Projekte, alle Events, alle Shops, alle Jobs.**

Alles smart, alles vernetzt, alles sicher, alles da ...

... alles für Dich, alles im ... IoT orbit

www.iot-orbit.de

Smart City Werkstatt 2021

IoT-Lösungen für Versorger & Kommunen

JETZT VORMERKEN!

26.-27.10. · Gebläsehalle Duisburg

live & digital im IoT orbit