

06.2021

Mehr Energie tanken

Wie die Ladeinfrastruktur in Zukunft aussehen könnte

IT und Prozesse

Containertechnik: Konzept und Nutzen

24

Smart Metering

Nachhaltigkeit als Mehrwert:
Neuer Ansatz für die Produktion

26

Wartung und Service

Update für die Netze: Komplexes
Retrofit-Projekt in Kassel

40

Im Heft



Sonderthema

ELEKTRO-MOBILITÄT

ab Seite 8



AKTUELL	03
ZAHLEN & FAKTEN	07

SONDERTHEMA ELEKTROMOBILITÄT

Mehr Energie tanken.	8
High Power Charging ohne Umweg	10
Zeit für mehr Schnellladeinfrastruktur, <i>Interview Linda Boll, Deutschland-Managerin</i> <i>Fastned Deutschland GmbH & Co. KG</i>	12
Elektrobusse effizient laden	14
Perfektes Zusammenspiel	16
Aufbruch nach China, <i>Interview Chen Xue, Thomas Schiller</i> <i>ITK Engineering GmbH</i>	18
SMATRICS und EnBW: Komplettlösung für Stadtwerke	19

IT UND DIGITALISIERUNG

Smart City Kopenhagen.	20
Studie: Chatbots häufiger im Einsatz, weitere Kurzberichte	22
Container-Technik.	24

SMART METERING

Nachhaltigkeit als Mehrwert	26
Erste vollautomatisierte Schnittstellenprojekte, weitere Kurzberichte	28

NETZTECHNIK UND -PROZESSE

SüdOstLink vor dem Start, weitere Kurzberichte	30
„Wachhunde“ für das Verteilnetz	34
FlexQgrid	35

WARTUNG UND SERVICE

Strategisch digitalisiert	36
Leitungsreparatur aus dem Hubschrauber.	39
Upgrade für die Netze	40

ERZEUGUNG UND SPEICHER

Mieterstromanlagen wirtschaftlich betreiben.	42
Die Stärke der Kooperation, <i>Interview Kai Jacobson, Prokon eG</i>	46

ANBIETERVERZEICHNIS	47
----------------------------------	-----------

UNTERNEHMENSINDEX, IMPRESSUM	51
---	-----------

ELEKTROMOBILITÄT



8

Der schleppende Ausbau der Ladeinfrastruktur hat den Markthochlauf der Elektromobilität bislang gehemmt. Nun will die Politik die Rahmenbedingungen verbessern. Die Branche hat viele innovative Konzepte, die jetzt ihren Weg in die Praxis suchen.

Bild: iStock.com / peterschreiber.media



20 | IT UND DIGITALISIERUNG

Kopenhagen möchte 2025 als erste Hauptstadt CO₂-neutral sein. Die intelligente Straßenbeleuchtung ist ein wichtiger Baustein – und Basis für weitere smarte Anwendungen.

Foto: iStock.com / Darwel / Itron Inc.



36 | WARTUNG UND SERVICE

Ein serienreifes Sensor-Board für Stromverteilkästen ist das Ergebnis eines beispielhaften IoT-Projekts bei der Kölner RheinEnergie.

Foto: iStock.com / phongphan5922



42 | ERZEUGUNG UND SPEICHER

Das Unternehmen ampere.cloud hat ein einheitliches Betriebssystem für sämtliche Erneuerbare-Energieanlagen entwickelt. Damit werden die Mieterstromanlagen der Stadtwerke Zeitz (SWZ) überwacht und ferngewartet.

Foto: Stadtwerke Zeitz GmbH

VERTAGT

HKVO-Abstimmung erst nach der Bundestagswahl

Die europäische Energieeffizienz-Richtlinie (EED) zielt darauf ab, weitere Energieeinsparpotenziale im Gebäudesektor zu heben und damit auf den Klimaschutz einzuzahlen. Die EED sollte bereits zum 25. Oktober 2020 in deutsches Recht umgesetzt werden – insbesondere



Kalo-Geschäftsführer Dr. Dirk Then ist enttäuscht über die vertagte Zustimmung des Bundesrats zur Novellierung der Heizkostenverordnung.
(Foto: Kalorimeta GmbH)

durch die Änderung der Heizkostenverordnung. Doch vor der Bundestagswahl wird dies wohl nicht mehr geschehen, die notwendige Zustimmung des Bundesrats wurde vertagt.

Dr. Dirk Then, Geschäftsführer des Messdienstleisters Kalorimeta (Kalo): „Wir bedauern es sehr, dass die Entscheidung über die novellierte Heizkostenverordnung vertagt wurde. Das führt zur Verunsicherung in der Branche – und das auf Kosten des Klimaschutzes. Denn je schneller Wohnungsunternehmen, Verwalter und Privateigentümer funkauslesbare Technologie einsetzen und ihren Bewohnern die unterjährige Verbrauchsinformation (UVI) anbieten, desto eher können die in der EED formulierten Einsparziele erreicht werden.“

Unabhängig vom konkreten Umsetzungszeitpunkt der EED in nationales Recht, bleibt die in der EED gesetzte Frist: Bis Ende 2026 müssen alle Mehrparteienhäuser vollständig mit fernauslesbaren Verbrauchsmessgeräten ausgestattet sein. (ds)

www.kalorimeta.de

BEAUFTRAGT

Nordex erhält zwölf Aufträge aus Deutschland

Mit zwölf Projekten im Juli und August hat die Nordex Group neue Aufträge im deutschen Markt verbuchen können. Für unterschiedliche Kunden liefert die Nordex Group Anlagen für Projekte mit zusammen über 123 MW in Schleswig-Holstein, Niedersachsen, Brandenburg und Nordrhein-Westfalen. Die Errichtung und Inbetriebnahme der Turbinen ist für 2022 geplant.



Nordex errichtet in den nächsten Monaten Windenergieanlagen in vier Bundesländern.
(Foto: Nordex SE)

Das größte dieser Projekte entsteht in Brandenburg. Dorthin liefert die Nordex Group sechs Anlagen des Typs N149 auf 125-Meter-Stahlrohrtürmen für einen 30,6-MW-Windpark. (ds)

www.nordex-online.com



Geprüfte Sicherheit.
CONEXA ist Re-Zertifiziert!

Zukunftssicher. Performant. Erweiterbar.

25 Hauptzähler über die LMN-Schnittstelle anbinden oder eine Abtastrate von 6 Sekunden für die Übermittlung feingranularer Messwerte? Kein Problem für die CONEXA. Natürlich nun auch mit netzdienlichen Tarifierungsfällen 9 und 10. Die ideale Ergänzung dazu: unsere FNN-konforme Steuerbox und das Mehrwertmodul für die flexible Umsetzung von individuellen Applikationen.

www.smart-metering-theben.de

TURN TO MORROW

theben
smart energy

NETZDIENLICH

Stromrichter für netzdienlichen Betrieb von Elektrolyseuren

Mittelfristig sollen in Deutschland und auch weltweit große Elektrolyse-Kapazitäten aufgebaut werden. Dafür bedarf es neuartiger Stromrichter, die nicht nur den Anforderungen leistungsstarker Elektrolyseure, sondern auch denen der Stromnetze gerecht wer-

den. Solche Stromrichter entwickelt das Fraunhofer-Institut für Energiewirtschaft und Energiesystemtechnik (IEE) jetzt zusammen mit Partnern im H₂Giga-Projekt HyLeiT. Besonderes Gewicht liegt dabei auf der Systemintegration der Konverter. Ziel des Projektes ist es, die Kosten gegenüber dem Stand der Technik zu halbieren, eine hohe Gleichstrom-Qualität zu gewährleisten und den netzdienlichen Einsatz von Elektrolyseuren zu ermöglichen.

Modellierung des Netzes und der Elektrolyseure

Im Rahmen von HyLeiT entwickeln die Experten zunächst Labormuster von Stromrichtern. Infineon steuert dazu neuartige Halbleiter bei, die den Anforderungen der

Elektrolyseure sowie des Stromnetzes besser gerecht würden als die klassischen Thyristor-Halbleiter.

Um die Stromrichter im Systemkontext testen und optimieren zu können, erstellen die Fraunhofer-Forscher echtzeitfähige Simulationsmodelle des Stromnetzes sowie der Elektrolyse-Stacks. Dabei berücksichtigen sie auch die Alterung der Elektrolyseure, da diese im Laufe ihres Lebenszyklus das elektrische Verhalten verändern. Diese Modelle fließen anschließend in eine „Hardware in the Loop“-Plattform ein. Damit testen die Wissenschaftler die entwickelten Stromrichterkonzepte an allen gängigen Elektrolysetechnologien. Im Fokus stehen dabei die Wechselwirkungen des Stromrichters sowohl mit den Elektrolyse-Stacks als auch mit dem Stromnetz. (ds)

www.iee.fraunhofer.de



Im H₂Giga-Projekt HyLeiT sollen Stromrichter für netzdienlichen Betrieb von Elektrolyseuren entwickelt werden. (Foto: Fraunhofer-Institut für Energiewirtschaft und Energiesystemtechnik IEE)

VERANKERT

SWO Netz installiert intelligente Wandanker

Im Rahmen eines Forschungsprojekts mit dem Fraunhofer Institut für Zerstörungsfreie Prüfverfahren (Fraunhofer IZFP) installiert SWO Netz intelligente Sensoren zur Überwachung von Wandankern in Osnabrück. Die Sensoren sollen beispielsweise feststellen, wie sicher Straßenbeleuchtung oder Oberleitungen befestigt sind.

Per Hubsteiger wurden die kleinen grauen Kästchen am L&T-Gebäude in der Großen Straße in Osnabrück montiert und schließlich mit dem Drahtseil verbunden, das die Straßenbeleuchtung in Osnabrücks Fußgängerzone hält. Ein Sensorensystem zeichnet laufend Daten zu Belastungen und Bewegungen der Anker auf und verschickt diese über das LoRaWAN-Funknetz der

Stadtwerke. Die Forscher des Fraunhofer IZFP können diese Daten auslesen und somit feststellen, ob die Verankerung noch sicher ist. Falls nicht, wird eine automatische Meldung generiert.

Mechanische Prüfung vor Ort entfällt

Vorher mussten Mitarbeiter der Osnabrücker Stadtwerke mechanisch überprüfen, ob die Verankerung noch in einem einwandfreien Zustand ist. Durch die intelligenten Sensoren lässt sich das zerstörungsfrei und ohne Einsatz vor Ort erledigen. Das LoRaWAN-Funknetz, über das die Daten übermittelt werden, hatte die SWO Netz vor rund zwei Jahren aufgebaut.

Die gewonnenen Erkenntnisse könnten in Zukunft für andere Anwendungsfälle ausgerollt werden. Denkbar ist der Einsatz bei der Verankerung von Straßenbeleuchtung oder

von Oberleitungen. Aber auch in bergigen Regionen, in denen Straßen von Steinschlag bedroht sind, können die Sensoren die Verankerung von Stahlnetzen überwachen. Die Sensoren werden durch eine Solarzelle gespeist und agieren daher autonom. (ds)

www.swo-netz.de



Im Rahmen eines Forschungsprojekts bringen die SWO Netz und das Fraunhofer IZFP smarte Wandanker an. (Foto: SWO Netz GmbH)

STARK. STÄRKER. RANGER.



DEUTSCHLANDS ERSTE WAHL BEI PICK-UPS.*

AB € 299,- NETTO** (€ 355,81 BRUTTO)
MONATLICHE FORD LEASE FULL-SERVICE-RATE.

Ford | BEREIT FÜR
MORGEN

* Quelle: IHS (Kraftfahrt-Bundesamt).

Beispielfoto eines Fahrzeugs der Baureihe. Die Ausstattungsmerkmale der abgebildeten Fahrzeuge sind nicht Bestandteil des Angebotes. ** Ford Lease ist ein Angebot der ALD AutoLeasing D GmbH, Nedderfeld 95, 22529 Hamburg, für Gewerbekunden (ausgeschlossen sind Großkunden mit Ford Rahmenabkommen sowie gewerbliche Sonderabnehmer wie z. B. Taxi, Fahrschulen, Behörden). Das Ford Lease Full-Service-Paket ist optional für € 11,79 netto (€ 14,03 brutto) monatlich erhältlich und in der Ford Lease Full-Service-Rate berücksichtigt. Eingeschlossen sind Wartungs- und Inspektionsarbeiten sowie anfallende Verschleißreparaturen in vereinbartem Umfang. Bei weiteren Fragen zu Details und Ausschlüssen zu allen Services wenden Sie sich bitte an Ihren Ford Partner. Nur erhältlich im Rahmen eines Ford Lease-Vertrages. Ist der Leasingnehmer Verbraucher, besteht nach Vertragsschluss ein Widerrufsrecht. Z. B. der Ford Ranger XLT Doppelkabine LKW, 2,0-l-EcoBlue-Dieselmotor mit 125 kW (170 PS), 6-Gang-Schaltgetriebe, zuschaltbarer Vierradantrieb, Lackierung „Frost-Weiß“, ohne Leasing-Sonderzahlung, bei 48 Monaten Laufzeit und 40.000 km Gesamtlauflistung. Leasingrate auf Basis einer UPE der Ford-Werke GmbH von € 34.490,- netto (€ 41.043,10 brutto), zzgl. Überführungskosten. Details bei allen teilnehmenden Ford Partnern.

GEURTEILT

EuGH: Deutsche Energienetzregulierung ist rechtswidrig

Der Europäische Gerichtshof (EuGH) hat Anfang September einer Klage der EU-Kommission gegen die Bundesrepublik Deutschland stattgegeben: Deutschland habe Teile des 3. EU-Energiebinnenmarktpaketes unter anderem aufgrund einer mangelnden Unabhängigkeit der Bundesnetzagentur nicht ordnungsgemäß umgesetzt. Die bisher geltenden abgestuften rechtlichen Vorgaben sind laut EuGH unzulässig. Das

deutsche Regulierungssystem verstoße gegen die europarechtlich geforderte Unabhängigkeit der nationalen Regulierungsbehörden, so lautete der zentrale Vorwurf der EU-Kommission. Das Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) mit seinen begleitenden Verordnungen ARegV, StromNEV und GasNEV würde der Bundesnetzagentur demnach zu wenig Handlungsspielraum geben.

Welche Kompetenzen dem nationalen Gesetzgeber bei der Regulierung überhaupt noch zustehen und was mit den konkretisierenden Verordnungen in einem solchen Szenario passieren würde, ist zunächst offen. Die Energiebranche befürchtet zudem deutliche Auswirkungen auf die Gestaltung des Entgeltregulierungsrahmens. Schon heute besitzt die Bundesnetzagentur eine weitgehende Autonomie in der Festsetzung des Eigenkapitalzinssatzes – mit der Konsequenz, dass die Zinssätze immer weiter gesenkt werden. Für die 4. Regulierungsperiode sollen diese 4,59 Prozent betragen – zwei Prozent weniger als in der vergangenen Regulierungsperiode. Die Netzbetreiber kritisieren das schrumpfende Budget für die Modernisierung der Netze.

Die Bundesnetzagentur selbst geht davon aus, dass die Entscheidung Anpassungen ihrer Arbeitsweise erforderlich machen werde.

Gleichzeitig verweist die Bonner Behörde darauf, dass die Vorgaben europäischen Richtlinienrechts nur im Ausnahmefall unmittelbar anwendbar seien und bekräftigt, rechtliche Unsicherheiten in der Übergangsphase so weit wie möglich zu reduzieren. Zudem gewährleiste die BNetzA Rechtssicherheit für zur Erreichung der Klimaschutzziele essentiellen Investitionen.

BDEW: Steigende Anforderungen an die Netze berücksichtigen

Nach Einschätzung des BDEW erfordert das Urteil des EuGH die Neuordnung der Kompetenzen in der Energieregulierung. Welche langfristigen Folgen die Entscheidung für die Energiewirtschaft haben wird, sei noch offen. Kerstin Andreae, Vorsitzende der BDEW-Hauptgeschäftsführung, betont, die politischen Grundentscheidungen müsse weiter der Gesetzgeber treffen können. Das behördliche Handeln habe sich daran auszurichten. Gleichzeitig müsse in einem System weitgehender Unabhängigkeit einer Behörde zwingend ein umfassender gerichtlicher Rechtsschutz gewährleistet sein.

Kerstin Andreae sieht die Regulierungsbehörden verstärkt in der Verantwortung, den steigenden Anforderungen an die Netzinfrastrukturen Rechnung zu tragen. Die hierfür notwendige wirtschaftliche Leistungsfähigkeit der Netzbetreiber sei langfristig sicherzustellen. Dies erfordere eine weitreichende Transparenz regulatorischer Entscheidungen sowie ein hohes Maß an Vorhersehbarkeit und Planbarkeit für die Netzbetreiber.

Kanzlei BBH kritisiert das Urteil

Die Kanzlei Becker Büttner Held (BBH) hält das Urteil für falsch und sieht das Europäische Parlament und den Rat in der Pflicht, das EU-Recht zu konkretisieren. Nach Ansicht von Rechtsanwalt und BBH-Partner Prof. Dr. Christian Theobald wäre die Bundesnetzagentur dem EuGH-Urteil zufolge eine Art „Superbehörde“, die weitgehend frei von rechtlichen Vorgaben des deutschen Gesetzgebers ihr Recht selbst setzen und auch anwenden würde. Dies habe zur Folge, dass Rechtsschutzmöglichkeiten für die von der Regulierung betroffenen Unternehmen nahezu keine Aussicht auf Erfolg hätten. Der Regulierungsexperte bezweifelt, dass ein solches Szenario im 3. EU-Energiebinnenmarktpaket vorgesehen war.

Die Bundesregierung müsse laut BBH auf eine Novellierung drängen: „Ohne entsprechende normative Rahmenbedingungen durch den nationalen Gesetzgeber kann eine Energiemarktregulierung nicht funktionieren. Dafür sind die EU-Richtlinien zu abstrakt. Wir brauchen jetzt eine unmissverständliche europäische Regelung, die das Zusammenspiel des nationalen Gesetzgebers und der Regulierungsbehörden klar definiert. Dies sollte im Rahmen der anstehenden Novellierung der Gasbinnenmarkttrichtlinie passieren“, erklärt Prof. Dr. Christian Theobald. (ds)

www.bundesnetzagentur.de

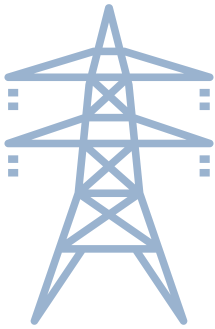
www.bdew.de

www.die-bbh-guppe.de

Nach Ansicht der EU-Kommission verstößt das deutsche Regulierungssystem gegen die europarechtlich geforderte Unabhängigkeit der nationalen Regulierungsbehörden.
(Foto: NakNakNak / pixabay.com)



ZAHLEN & FAKTEN



Grafik: shutterstock.com

Laut **BDEW-Berechnungen** wird im Jahr 2030 voraussichtlich rund **20 %** mehr Strom von den Netzen aufgenommen und transportiert werden als heute.

Für das Erreichen der Klimaschutzziele 2030 sind dem Verband zufolge etwa **15 Mio. Elektrofahrzeuge, 15 GW Elektrolysekapazität** zur Produktion von Wasserstoff und **mehrere Mio. Wärmepumpen** hierzulande notwendig.

www.bdew.de

Bei einer **Umfrage des VKU** unter seinen Mitgliedsunternehmen nannten **56 %** der Befragten eine Reform der **Entgelte und Umlagen** als **dringlichste Maßnahme der neuen Bundesregierung**, um die Klimaziele zu erreichen. Anreize für die Wärmewende sind für **53,9 %** wichtig, bessere Rahmenbedingungen für den Ausbau von Infrastrukturen fordern **52,1 %**. Als größte Hindernisse bei der Umsetzung der Energiewende vor Ort nannten **63 %** **Dauer- und Anforderungen im Planungs- und Genehmigungsrecht** sowie **47,5 %** fehlende finanzielle Investitionsfähigkeit.



Grafik: freepik (iconicbestiary)

www.vku.de



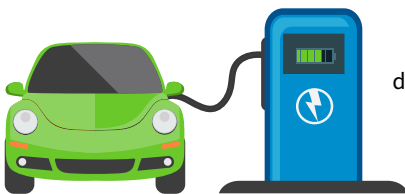
Grafik: iStock.com / oxinovi

Um eine **Minderung der Treibhausgasemissionen** von **65 %** gegenüber 1990 im Jahr 2030 zu erreichen, müssen jährlich rund als Summe von Bundes- und kommunalen Investitionen in den Klimaschutz fließen.

Dies geht aus einer Analyse im Auftrag von Agora Energiewende und dem Forum New Economy hervor. **Vorgesehen** für den Zeitraum **von 2021 bis 2025** sind im Rahmen von Klimaschutz- und Konjunkturprogrammen sowie dem Klimaschutz-Sofortprogramm **öffentliche Ausgaben** von umgerechnet **16 Mrd. Euro** pro Jahr vorgesehen.

46 Mrd. Euro

www.agora-energiewende.de



Grafik: freepik

Eine repräsentative **Forsa-Umfrage** im Auftrag des TÜV-Verbands unter 1.004 Personen ab 16 Jahren hat ergeben, dass sich **15 %** die **Anschaffung eines Elektroautos „sehr gut vorstellen“** können. Demnach haben **8 %** sogar „konkrete Pläne“. Weitere **30 %** der Befragten können sich den Kauf **„eventuell“** vorstellen. Dahingegen sind **41 %** **„eher nicht“** oder **„überhaupt nicht“** dazu bereit, ein E-Auto zu kaufen.

www.tuev-verband.de

Mehr Energie tanken

Der schleppende Ausbau der Ladeinfrastruktur hat den Markthochlauf der Elektromobilität bislang gehemmt. Nun will die Politik die Rahmenbedingungen verbessern. Die Branche hat viele innovative Konzepte, die jetzt ihren Weg in die Praxis suchen.

Ein Auto, mit dem man nicht zuverlässig mobil ist, lässt sich schwer verkaufen – da helfen auch großzügige Kaufprämien und aufwändige Werbekampagnen wenig. Genau das erleben wir bei den Elektrofahrzeugen: Obwohl zahlreiche Studien zeigen, dass viele private, öffentliche und gewerbliche Nutzer prinzipiell gerne bereit wären, auf emissionsarme Antriebe umzusteigen, nehmen die Zulassungszahlen bislang nur zögerlich zu: Aktuell fahren gerade einmal knapp 365.500 (von 48,25 Millionen) Pkw mit rein elektrischem Antrieb auf Deutschlands Straßen, ein Anteil von 1,2 Prozent. Bei den Neuzulassungen sind es immerhin 6,7 Prozent. Wesentliche Hemmnisse sind zu geringe Reichweiten der meisten aktuell verfügbaren E-Fahrzeuge einerseits und das Fehlen von einfach verfügbaren Lademöglichkeiten. Momentan werden E-Fahrzeuge daher überwiegend von Nutzern gekauft, die relativ wenig fahren und vor allem: über Lademöglichkeiten zuhause oder am Arbeitsplatz verfügen. Hier findet – auch mangels Alternativen – zur Zeit die große Mehrheit der Ladevorgänge statt. Doch wie wird sich die Ladeinfrastruktur entwickeln?

Laden zuhause

Private Wallboxen können seit Ende 2020 mit je 900 Euro gefördert werden. Bis Juli 2021 wurden rund 620.000 Ladepunkte beantragt, die Nachfrage übersteigt laut BMVI „alle Erwartungen“. Doch ganz glatt läuft der Aufbau dieser Infrastruktur noch nicht. Je nach Netzanschluss ist die Installation teuer, manche Netzbetreiber lehnen sogar die Anschlussgenehmigung mit Verweis auf fehlende Netzreserven ab. Wird die Box genehmigt, beklagen die Käufer einer aktuellen Studie der UScale GmbH zufolge lange Wartezeiten für die Ladestation und die Handwerker. Nach der Installation hatte knapp ein Drittel der Nutzer Probleme beim Laden, mit dem Service-Partner ist nicht einmal die Hälfte zufrieden. Smarte Technologien wie etwa die Kopplung des Ladepunkts mit PV-Anlagen oder Speichern interessieren die Nutzer sehr, werden aber noch als wenig transparent wahrgenommen. Mit qualifizierten Beratungs- und Serviceangeboten könnten die Stadtwerke vermutlich bei den Kunden punkten und im besten Fall sogar das Netz entlasten.

Die Eigentümer und Verwalter größerer Wohnimmobilien stehen vor zusätzlichen Herausforderungen. Der Netzanschluss ist oft technisch aufwändig und gerade im städtischen Raum sind für vielfaches, zeitgleiches Laden oft keine ausreichenden Kapazitäten vorhanden. Vermutlich lassen sich die Wünsche der Mieter und die neuen Rechte von Wohnungseigentümern auf einen eigenen Ladepunkt vielfach nicht einlösen. Hier könnten Technologien greifen, die beispielsweise eine Leistungsbegrenzung am Netzanschluss mit einem intelligenten Lastmanagement kombinieren. Der passende rechtliche Rahmen existiert leider immer noch nicht. Eine Studie der dena kommt zu dem Ergebnis, dass 2030 in Gebäuden mit mehr als drei Wohnungen zwischen 0,6 und 1,1 Millionen Stellplätze fehlen werden.

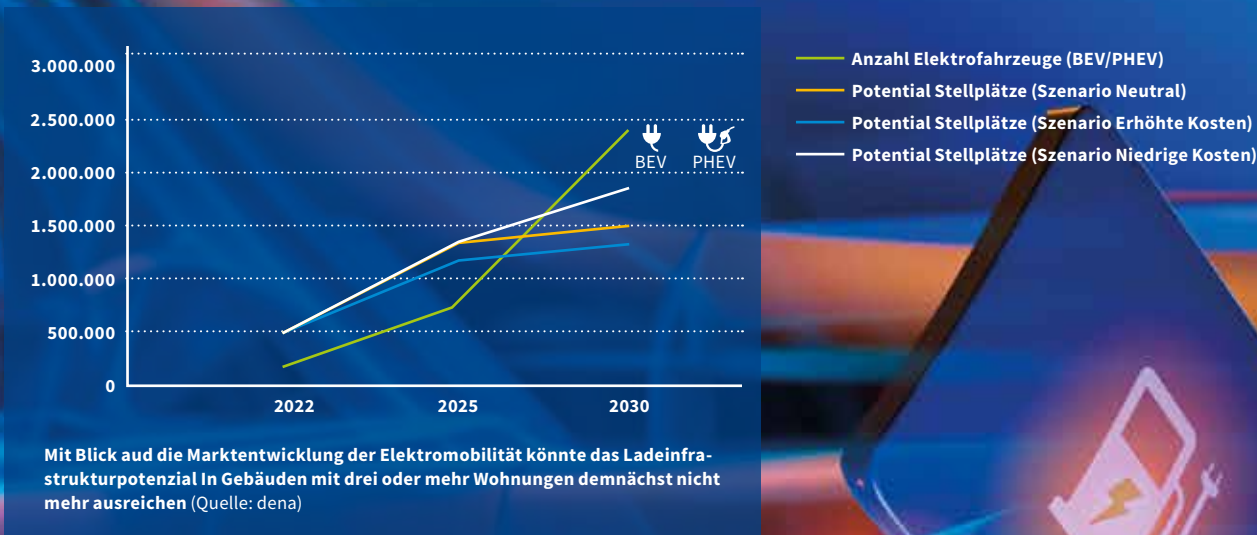
Laden im Betrieb

Das BMVI unterstützt die Installation von Ladestationen für kommunale und gewerbliche Flotten bereits seit 2015 mit einem Gesamtvolumen von rund 551 Millionen Euro, rund 13.325 Ladepunkte wurden bereits gefördert. Das Problem auch hier: Je nach Netzgebiet werden Genehmigungen oft nur erteilt, wenn der Kunde zunächst auf eigene Rechnung umfangreiche Netzverstärkungsmaßnahmen beauftragt – und das können und wollen sich nur wenige Unternehmen leisten. Allerdings geht es auch anders: Netzbetreiber, die über digitale Informationen aus ihrem Ortsnetz verfügen und bereit sind, sich mit innovativen Energiemanagement-Lösungen auseinanderzusetzen, können hier den nötigen Service bieten. Die großen Versorger bringen gerade die ersten Standardlösungen für Gewerbetreibenden auf den Markt und auch manch ein kleines Stadtwerk hat sich mit Kreativität und Engagement schon als echter „Möglichmacher“ für Elektromobilität erwiesen.

Öffentliche Ladeinfrastruktur

Nach Angaben der Bundesnetzagentur waren zum Februar 2021 auf dem gesamten Bundesgebiet 33.811 öffentlich zugängliche Normal- und 5.630 Schnellladepunkte in Betrieb. Alle Experten sind sich einig, dass das bei weitem nicht ausreicht. Seit März 2021 fördert das BMVI daher im Rahmen der Offensive „Ladeinfrastruktur vor Ort“ zusätzlich öffentlich zugängliche Lademöglichkeiten an Supermärkten, Hotels, Restaurants, Schwimmbädern oder Sportplätzen mit rund 300 Millionen Euro. Bis zum 30. Juli gingen insgesamt 2.400

**ELEKTRO-
MOBILITÄT**



Anträge mit einem Zuwendungsvolumen von 130 Mio. Euro ein. Um hier weitere Synergien zu erschließen, stellt die Nationale Leitstelle Ladeinfrastruktur bereit, um Flächenanbieter und Investoren zusammenzubringen. Die Frage, ob oder unter welchen Bedingungen, die Ladesäulen dann ans Netz angeschlossen werden können, ist damit allerdings auch hier nicht geklärt.

Auf Basis des Schnellladegesetzes, das seit Juli 2021 in Kraft ist, startet demnächst die europaweite Ausschreibung von 1.000 Schnelllade-Standorten, die zusammen das „Deutschlandnetz“ bilden sollen. Insgesamt ist ein Volumen von rund 2 Milliarden Euro vorgesehen.

Was brauchen wir?

Doch wie viele und welche Ladestationen benötigt Deutschland? Die Nationale Leitstelle bietet das sogenannte StandortTOOL an, das anhand von Verkehrsnachfragemodellierung sowie unterschiedlichen regionalen, ökonomischen, sozialen und verkehrsbedingten Grundbedingungen erste lokale Prognosen ermöglicht. Aktuell werden in Fachkreisen vor allem die benötigten Ladeleistungen im öffentlichen Raum diskutiert, denn noch dominieren Normalladestationen die Ladeinfrastruktur abseits der Autobahnen. Aufgrund

der langen Ladezeiten sind diese bei den E-Mobilisten nicht besonders beliebt – und eben auch lange besetzt.

Um allen, die unterwegs laden wollen oder müssen, diese Möglichkeit zu bieten, werden AC-Ladestationen allein also nicht ausreichen. Schnelllade-Hubs könnten Abhilfe schaffen – wenn sie zentral erreichbar sein sollen, werden sie aber auch in der Niederspannung benötigt.

Förderung allein reicht nicht

Viele Weichen sind bereits richtig gestellt, nun steht die Steuerung der Ladeinfrastruktur, diesseits und jenseits des Netzanschlusses ganz oben auf der Agenda. Denn ohne einen verbindlichen rechtlichen Rahmen zur Laststeuerung sind den Netzbetreibern enge Grenzen für den Anschluss neuer Ladepunkte gesetzt und vielerorts bereits erreicht. Die Technik ist vorhanden, die Mehrzahl der Kunden sieht kein Problem. Ausbaumaßnahmen für die Verteilnetze werden sich auch dann nicht überall vermeiden lassen und die Politik muss sich fragen, wer die Kosten dafür trägt. In einem Land auf dem Weg zur Klimaneutralität sollte das eine Gemeinschaftsaufgabe sein. Die neue Bundesregierung wird vor der Aufgabe stehen, das klar zu kommunizieren und die Lasten fair zu verteilen. (pq)

High Power Charging ohne Umweg

Innovative Hochleistungsladesysteme könnten künftig die Ladeinfrastruktur verbessern – auch abseits des Fernverkehrs. Eine aktuelle Studie beleuchtet die Anforderungen.

Viele Elektrofahrzeugnutzer und -nutzerinnen laden heute zu Hause an der eigenen Wall-Box oder an vergleichsweise langsamen Ladesäulen im öffentlichen Raum oder am Arbeitsplatz. Doch mit zunehmender Fahrzeugreichweite ergibt sich auch der Bedarf, im Fernverkehrsnetz zu laden. Dafür entsteht aktuell ein Ladenetz parallel zum Tankstellennetz. „Schlüsseleigenschaften dieses Ladenetzes sind sehr hohe Ladeleistungen und hohe Verfügbarkeit, allerdings auch durchaus überdurchschnittliche Kosten“, erläutert Dr. Jonas Maasmann von der c.con Management Consulting GmbH. Fraglich sei auch, ob diese alte Infrastrukturwelt zu neuen Mobilitätsformen und -konzepten passe. „Viele Entwicklungen lassen vermuten, dass auch im innerstädtischen oder ländlichen Raum entsprechend leistungsfähige Lademöglichkeiten nachgefragt werden“, so Maasmann weiter.

Im Projekt HPC-UKF, das vom BMVI gefördert und von der Nationalen Organisation Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie betreut wird, widmen sich die Forschenden der TU Dortmund genau dieser Frage: Hier soll ein innovatives High Power Charging (HPC)-System entwickelt werden, welches genau diese Bedarfe abseits der Fernverkehrsinfrastruktur abdeckt. Um die Anforderungen zu klassifizieren und greifbar zu machen, hat c.con Endkunden, Ladestations- und Flottenbetreiber sowie Netzbetreiber befragt.

High Power Charger

HPC bezeichnet eine Leistungsklasse von Ladeinfrastruktur, die es ermöglicht Elektrofahrzeuge in wenigen Minuten für eine Reichweite von 100 Kilometern zu laden. Hierfür sind spezielle Ladetechnologien notwendig, die sowohl auf Ladeinfrastrukturseite als auch auf Fahrzeugseite etabliert sein müssen. Aktuell ist HPC vor allem an Autobahntankstellen zu finden. Hier können oft mehrere Fahrzeuge mit einer Ladeleistung von bis zu 350 kW laden. „Im innerstädtischen Bereich

könnte man an eine HPC-Infrastruktur ähnlich zum vorhandenen Tankstellennetz oder Lade-Hot-Spots in Quartieren denken“, führt Dr. Jonas Maasmann aus. Im ersten Teil der Anforderungsanalyse richtet die c.con das Augenmerk auf die Fahrzeugnutzenden.

Nutzer wollen (manchmal) nicht warten

Die Ladekosten sind für die befragten Endnutzer zwar das wichtigste Auswahlkriterium für eine Ladestelle, doch die Dauer des Ladevorgangs folgt an zweiter Stelle. Insbesondere an Tankstellen und Supermärkten wünscht sich die Mehrheit der Elektromobilisten kürzere Ladezeiten: Idealerweise soll das Fahrzeug dort binnen zwanzig Minuten für eine Strecke von 100 Kilometern „aufgetankt“ sein.

Darüber hinaus legen die Befragten an der Ladesäule vor allem auf Kostentransparenz und eine intuitive Bedienung wert – Merkmale, die sie bei der aktuellen Ladeinfrastruktur noch teilweise vermissen. Bevorzugt werden Ladetarife, bei denen pro kWh abgerechnet wird.

Flottenbetreiber würden teilen

Flottenbetreiber wurden als zweite wichtige Nutzergruppe für Schnellladestationen befragt. Elektrofahrzeuge sind in allen Flotten aktuell noch in der Minderzahl, allerdings besitzen schon zwei Drittel der Flottenbetreiber eigene Ladesäulen. Praktisch alle Befragten rechnen damit, dass in zehn Jahren mindestens 40 Prozent ihres Fuhrparks elektrifiziert sein werden, und planen dafür mehrheitlich eine eigene Ladeinfrastruktur. Auch hier soll das Laden möglichst schnell gehen: Die große Mehrzahl wünscht sich Ladezeiten von unter zehn Minuten bis maximal 30 Minuten für 100 Kilometer. Alle Flottenbetreiber würden nicht benötigte Kapazitäten ihrer Ladeinfrastruktur auch der Öffentlichkeit zur Verfügung stellen, teilweise kostenpflichtig. Eigene Anlagen zur Stromerzeugung oder Batteriespeicher zur (Mit-)



Versorgung der Ladeinfrastruktur sind jedoch nicht geplant.

Stationsbetreiber erwarten hohe Verfügbarkeit

High Power Charging ist für die große Mehrheit der befragten Ladestationsbetreiber von Interesse, konkret werden darunter Ladeleistungen ab 150 kW verstanden. 83 Prozent haben bereits Erfahrungen mit Schnellladetechnologien. Die verwaltete DC-Ladeinfrastruktur liegt überwiegend unter 20 Ladestationen, vier Betreiber verwalten jedoch jeweils mehr als 100 DC-Ladestationen. Ladeinfrastrukturbetreiber, deren Geschäftsmodelle sich auf den Stromverkauf fokussieren, erwarten hohe Verfügbarkeit der Infrastruktur bei voller Leistung.

Die entsprechenden Ladepunkte sollten – so die fast einhellige Einschätzung – als öffentliche Infrastruktur auch auf der Niederspannung bereitgestellt werden. Technisch wünscht sich diese Gruppe Stationen, an denen mehrere Fahrzeuge gleichzeitig laden können. Die Schnittstelle CHAdeMO wird dabei als nicht mehr relevant angesehen.

Offenheit für Steuerung

Weder die potenziellen Nutzer noch die Betreiber von HPC-Ladesäulen haben pauschale Einwände gegen eine Steuerung zugunsten der Netzstabilität. So wären von den befragten Endnutzern 60 Prozent bereit, für einen geringeren Preis auch längere Ladezeiten in Kauf zu nehmen, an den innerstädtischen Tankstellen, Fast-Food-Restaurants oder Supermärkten ist die Bereitschaft dafür allerdings geringer. Mit einer Ausnahme könnten sich auch alle befragten Flottenbetreiber vorstellen, ihre Ladeinfrastruktur durch den Netzbetreiber steuern zu lassen.

Selbst die Gruppe der Ladestationsbetreiber würde eine Steuerung der HPC-Ladepunkte akzeptieren, wenn dadurch ein (kostengünstiger) Netzanschluss ermöglicht werden kann. Hierbei wird in der Regel allerdings eine Mindestleistung von typischerweise 50 kW gefordert.

Netzbetreiber brauchen Zugriff

Besonders relevant für die eingangs skizzierten Anwendungsfälle ist die Frage nach der Netzintegration der HPC-Ladestellen. Hierfür wurden intensive Gespräche mit Netzbetreibern geführt. Grundsätzlich zeigt sich dabei, dass die Erwartung an die Leistung von HPC Ladung eher geringer als 150 kW ist. Es besteht durchaus die Bereitschaft und der Bedarf, HPC-Ladeinfrastruktur auch in der Niederspannung anzuschließen.

Für die Netzbetreiber ist es zudem wichtig, Anlagen auch im Sinne des netzdienlichen Ladens steuern zu können. Damit das bestehende Netz stärker ausgelastet werden kann ohne die Betriebssicherheit zu gefährden, steht hier insbesondere das Engpassmanagement im Fokus. Auch Peakshaving können sich die Netzbetreiber vorstellen und wünschen sich eine Anpassungsmöglichkeit im vollen Leistungsspektrum. Andere Systemdienstleistungen wie die Teilnahme an einer dynamischen Spannungshaltung werden eher in besonderen Netzgebieten – etwa im ländlichen Raum mit einem hohen Anteil an Erneuerbaren Energien – als relevant erachtet.

Mehrheitlich bevorzugen die Netzbetreiber eine zentrale Steuerung aus der Leitstelle und geben an, Strom-, Spannungs- und Leistungsdaten als Datenbasis für die Steuerung zu benötigen. Als mögliches Kommunikationsinterface wird oft das intelligente Messsystem angesehen, ergänzt um bekannte Standards wie IEC 60870-5 oder etablierte Fernwirktechnik.

Die TU Dortmund und die Partner im Forschungsprojekt wollen anhand der Ergebnisse nun eine anwendungsorientierte Lösung erforschen. So könnten zum Beispiel Speichertechnologien oder lokale Energiequellen im Anlagenkonzept mitberücksichtigt oder gute netzdienliche Steuerkonzepte entwickelt werden. Zudem will man Netz- und Anlagenbetreibern verlässliche Planungs- und Betriebsgrundsätze mitgeben.“ (pq)



c.con Management Consulting GmbH,
Dr. Jonas Maasmann, 69190 Walldorf,
jonas.maasmann@ccon.com



Endnutzer möchten an manchen Orten möglichst keine Zugestände an die Ladezeit machen.

(Foto: SofikoS / Shutterstock.com)



Flottenbetreiber würden freie Kapazitäten ihrer Schnellladeinfrastruktur kostenpflichtig auch der Öffentlichkeit verfügbar machen.

(Foto: mashurov / Shutterstock.com)



Ladestationsbetreiber halten Anschlüsse auf der Niederspannung für wichtig.

(Foto: John_T / Shutterstock.com)



Netzbetreiber sehen eine Steuerung der HPC-Stationen als unabdingbar an.

(Foto: LEW Verteilnetz GmbH)



Linda Boll, Deutschland-Managerin Fastned Deutschland GmbH & Co. KG
(Foto: Fastned B.V.)

INTERVIEW

Zeit für mehr Schnellladeinfrastruktur

Das niederländische Unternehmen Fastned baut seit über zehn Jahren Ladehubs für Elektrofahrzeuge und betreibt knapp 160 Schnellladestationen, davon 22 in Deutschland. Deutschland-Managerin Linda Boll ist überzeugt, dass jetzt der optimale Zeitpunkt für Städte und Stadtwerke ist, die bestehende Ladeinfrastruktur um Schnellladestationen zu erweitern.

Frau Boll, wie können sich AC- und DC-Ladeinfrastruktur ergänzen?

Unserer Auffassung nach sind DC-Schnellladestationen die perfekte Ergänzung zu den AC-Ladesäulen im öffentlichen Raum. Vor allem in Städten benötigen wir viel mehr öffentliche Lademöglichkeiten, denn dort haben weniger Bürger die Möglichkeit, ihre Autos zuhause zu laden. Der Ausbau von AC-Ladesäulen kommt jedoch an eine Skalierungsgrenze: eine AC-Säule schafft es an einem guten Tag 3-4 Autos zu laden und zudem wird sie oft zugeparkt. Den gesamten Straßenraum so damit auszurüsten, dass alle Autos in Zukunft laden können, ist also schlicht nicht möglich.

Zentrale Schnellladehubs sind folgerichtig der nächste Schritt, um kurze Ladezeiten für mittlere und lange Strecken zuverlässig verfügbar zu machen. Zudem sind sie der einfachste Weg, auch Bürgern ohne eigene Lademöglichkeit einen bequemen Zugang zur Elektromobilität anzubieten. Mit erfahrenen Partnern können Städte und Stadtwerke so nachhaltig zum Erfolg der Elektromobilität beitragen – und auch an ihm partizipieren.

Wie unterscheidet sich das technische Anforderungsprofil der Schnellladeinfrastruktur?

Unsere Fastned-Schnellladestationen werden grundsätzlich an das Mittelspannungsnetz angeschlossen. Das rührt daher, dass unsere Schnellladesäulen mindestens 150 kW Leistung erbringen – meistens jedoch bis zu 350 kW – und daher ein ganz anderes technisches Anforderungsprofil an den Netzanschluss stellen. Diese hohe Leistung erlaubt es, schneller viel mehr Autos im Laufe eines Tages zu laden als es an AC-Säulen möglich wäre.

Aber ein Netzanschluss an der Mittelspannung ist sehr teuer...

Die Kosten für den Netzanschluss trägt Fastned zu 100 Prozent selbst. Uns ist es wichtig, dass wir die Verantwortung für den Bau und Betrieb unserer Stationen übernehmen und so sicherstellen können, dass wir den bestmöglichen Service bieten können.

Wie sieht es mit den Prozessen aus?

Wir sehen einen großen Vorteil darin, wenn wir als Betreiber unserer Schnellladestationen

Betrieb, Wartung und auch den Kundenservice übernehmen. Dadurch können wir bei Störungen schnell agieren, diese oft „remote“ beheben und dem Kunden ein verlässliches Ladeerlebnis bieten. Zudem übernehmen wir die Abrechnungen. Wir haben Verträge mit vielen Ladekartenanbietern, sodass der Kunde entweder direkt bei uns – zum Beispiel mit einer EC-Karte – oder über seinen Ladeverbund bei uns laden kann. Kurzum: Ein Rundum-Sorglos-Paket, mit dem wir Städten und Stadtwerken viel Arbeit abnehmen und gemeinsam die Versorgung vor Ort sicherstellen können.

Welche Vorteile ergeben sich daraus für den Endkunden?

In den Kooperationen mit lokalen Energieversorgern kombinieren wir die Verlässlichkeit des lokalen Partners mit der Expertise und dem hohen Anspruch von Fastned. Gemeinsam lassen sich zudem tolle Angebote erstellen, von denen alle profitieren. Im Idealfall laden wir sogar mit lokal erzeugtem Strom aus Sonnen- und Windenergie.

Sehen Sie auch Herausforderungen bei diesem Modell?

Man sollte immer bedenken, dass Ladepunkte nicht einfach wie eine große Steckdose zu sehen sind. Gemeinsam muss man klar kommunizieren, dass Laden eine Dienstleistung ist, bei der stark in Infrastruktur investiert wurde. Deshalb können Preise höher sein als beim Haushaltsstrom. Dann steigt auch die Akzeptanz bei den Kunden. Derzeit ist für viele Menschen zudem noch schwer durchschaubar, wieviel sie für den bezogenen Ladestrom bezahlen, da es einen richtigen Tarifiedschungel gibt. Fastned steht für sehr transparente Preise, und das ist auch unser Ziel bei neuen Partnerschaften. (pq)



Fastned Deutschland GmbH & Co. KG,
Linda Boll, 50672 Köln, Linda.Boll@fastned.de,
www.fastned.de

ABB DC-Ladestationen für E-Fahrzeuge erzielen Eichrechtskonformität

Zur Erfüllung strenger Vorschriften des deutschen Mess- und Eichgesetzes hat ABB als einer der ersten Hersteller von Gleichstrom (DC)-Ladestationen für E-Fahrzeuge die Eichrechtskonformität für seine Ladestationen Terra 53/54 und HPC erreicht. Sowohl die AC- als auch die DC-Energiemessung von ABB erfüllen die strengen Anforderungen der deutschen Messgesetze und -verordnungen, einschließlich der Anforderungen an eine sichere Ladedatenübermittlung an den Endverbraucher.

Das deutsche Mess- und Eichgesetz schreibt seit Jahren eine geeichte Energiemessung vor. Hersteller von Ladestationen konnten diese Vorschrift bisher nicht einhalten, da keine geeigneten DC-Energiezähler am Markt verfügbar waren. Zudem müssen diese von der Physikalisch-Technischen Bundesanstalt (PTB), dem nationalen Metrologie-Institut, geprüft und zertifiziert werden. Während für die AC-Energiemessung bereits seit langem zertifizierte Zähler existieren und so eine Integration in Ladestationen für Elektrofahrzeuge in den letzten Jahren möglich wurde, wurden die ersten DC-Zähler erst gegen Ende 2020 zugelassen.

Im Unterschied zu Wechselstromzählern, die der Messgeräterichtlinie der EU, der EN 50470 und der IEC 62053-21 unterliegen, gab es für Gleichstromzähler zusätzlich keine grundlegenden Normen. Entsprechend wurde zunächst durch Fachkreise eine deutsche Anwendungsregel für Messsysteme für Ladeeinrichtungen (VDE-AR-E 2418-3-100) erarbeitet. Die Veröffentlichung der internationalen Norm IEC 62053-41 für DC-Energiezähler ist für 2021 geplant.



Die förmliche Zertifizierung der Nachrüstung der ABB-Ladestationen zur Eichrechtskonformität durch die PTB auf Basis des positiven Audits des VDE erfolgte im Juli 2021. Das erste Eichsiegel wurde am 9. Juli 2021 an der Ladestation am Audi Zentrum Kassel angebracht. (Foto: ABB)



Die Auditierung der Nachrüstung einer in Betrieb befindlichen ABB-Ladestation erfolgte am Audi Zentrum in Kassel. Von Links: Thorsten Putz (Audi Zentrum Kassel), Dominik Ebling, Ulrich Aschenbroich (beide ABB), Uwe Jarms (Audi Zentrum Kassel). (Foto: ABB)

Ulrich Aschenbroich, Leiter Abteilung Elektromobilität Deutschland bei ABB, erklärt: „In den vergangenen vier Jahren hat unser Team ein tiefes Wissen über diese Vorschriften erworben und viele Umsetzungsdetails gemeinsam mit der PTB und dem deutschen Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik VDE, der die Zertifizierung der Ladestationen von ABB einschließlich der zertifizierten AC- und DC-Zähler durchführt, erarbeitet. Dank dieser fundierten Kenntnisse sind wir Vorreiter in Sachen Eichrechtskonformität und können dem Endnutzer ein hohes Maß an Transparenz und Datensicherheit bieten.“

Neben der zertifizierten Energiemessung erfordert die Eichrechtskonformität auch die sichere Übermittlung der Ladedaten - über den Betreiber der Ladestation (CPO) und den e-Mobility Service Provider (eMSP) - an den Fahrer des E-Fahrzeugs. Diese durchgängige Funktionalität wurde von ABB gemeinsam mit ersten großen deutschen CPO/eMSP geprüft und vom VDE bestätigt.

Da das deutsche Mess- und Eichgesetz auch für bereits in Betrieb genommene Ladesysteme gilt, hat ABB Nachrüstpakete zur nachträglichen Erlangung der Eichrechtskonformität für oben genannte Typen von Ladestationen sowie einen mobilen Feld-Validierungs-Tester (FVT) entwickelt. Der FVT wurde für Kalibrierung und Prüfung der Messsysteme jeder aufgerüsteten Ladestation im Feld entwickelt und ist als universell einsetzbares Kalibriersystem auch für nicht-ABB DC-Ladestationen mit CCS-, CHAdeMO- und AC Typ 2-Anschlüssen gedacht.

In enger Zusammenarbeit mit seinen Kunden und ausgewählten Installations- und Servicepartnern bereitet ein ABB Service-Team eine große Aufrüstungskampagne für mehr als 2000 in Betrieb befindliche DC-Ladestationen in Deutschland vor. So wird gewährleistet, dass allen Betreibern von ABB Ladeinfrastruktur ein Angebot zur Nachrüstung für deren in Betrieb befindlichen Ladestationen unterbreitet und eine Umsetzung in realistischen Fristen erfolgen kann.

Elektrobusse effizient laden



Foto: Phoenix Contact E-Mobility GmbH

Hohe Ladeleistungen machen Elektrobusse praxistauglich und wirtschaftlich. Der niederländische Hersteller Ebusco setzt dazu auf Fahrzeug-Ladetechnik von Phoenix Contact.

Bei der Dekarbonisierung des Verkehrssektors wird der ÖPNV bekanntermaßen eine zentrale Rolle spielen – und das umso mehr, wenn auch die Busflotten elektrisch fahren. Zwar sind aktuell erst einige Hundert öffentlicher Elektrobusse auf deutschen Straßen unterwegs, doch die Zahlen steigen. Allerdings stellen Elektrobusse hohe Anforderungen an die Ladetechnik, denn speziell das schnelle Aufladen mit hoher Ladeleistung ist ein wesentliches Kriterium für die Alltags-tauglichkeit.

Mit dieser Herausforderung setzt sich auch der niederländische Elektrobus-Hersteller Ebusco auseinander, der mit seinen Fahrzeugen eine nachhaltige Lösung für den öffentlichen Personennahverkehr bieten will. Bereits im Gründungsjahr 2012 stellte das Unternehmen das erste elektrische Busmodell Ebusco 1.0 auf der IAA Nutzfahrzeuge vor, inzwischen sind bereits

Hunderte von Elektrobusen im Einsatz – das neueste Modell ist der Ebusco 3.0. Dieser ist in Leichtbauweise mit Verbundwerkstoffen gefertigt. Die Chassis legte der Spezialanbieter von Beginn an platzsparend aus, so dass die Busse insgesamt mit geringer Leistung fahren, was die Reichweite und damit die Wirtschaftlichkeit im Umkehrschluss steigen lässt.

Einen weiteren entscheidenden Einfluss auf die Reichweite hat die Batterietechnik. Ebusco setzt daher auf hochwertige und langlebige Batterien mit LFP-Technologie. Die Batteriesätze werden je nach gewünschter Reichweite zusammengesetzt und nach Auskunft von Ebusco stetig in der Leistungsfähigkeit optimiert. Für einen Bus mit einer Länge von zwölf Metern kann so mit einem 350 kWh-Batteriesatz eine Reichweite von rund 350 Kilometern erreicht werden. „Damit lassen sich gut 80 Prozent aller

täglichen Fahrstrecken im Personennahverkehr abdecken“, zeigt sich Patrick Heuts, Leiter Business Development & Innovation, vom Konzept überzeugt.

Wirtschaftlich laden

Aufgrund ihrer hohen Reichweite kommen die Ebusco-Busse in den meisten Einsatzfällen mit einem Ladevorgang während der Ruhezeiten im Busdepot aus. Wenn jedoch die Strecke länger wird oder beispielsweise winterliche Außentemperaturen zusätzliche elektrische Leistung fordern, muss die Batterie auch außerhalb der Ruhezeit geladen werden können. Damit der Betrieb rentabel bleibt, muss natürlich auch dieser Vorgang schnell vonstattengehen. Gleichzeitig sollte die Beladung möglichst batterieschonend erfolgen, denn die Wirtschaftlichkeit eines Elektrobusse hängt wesentlich auch von der Lebensdauer der Batterie ab. „Je ausbalancierter die Aufladung,



Werden als Komplettsystem geliefert: Elektrobusse mit DC-Ladestationen für das Schnellladen zwischendurch.
(Foto: Phoenix Contact E-Mobility GmbH)

desto mehr Zyklen kann die Batterie durchlaufen“, erläutert Heuts.

Die Ladedauer steht dabei im direkten Zusammenhang mit der möglichen Ladeleistung und der Batteriekapazität – in der Batterietechnik wird dieser Faktor oft als C-Rate angegeben. Eine C-Rate von 1C bedeutet, dass die Batterie innerhalb einer Stunde vollständig geladen werden kann. Patrick Heuts erklärt: „Die optimale Grenze der C-Rate liegt bei 1C. Bei 2C ist die Wahrscheinlichkeit einer Überhitzung der Batterie am größten.“ Um eine Batterie mit einer Kapazität von 350 kWh mit einer 1C-Rate zu laden, sind somit Ladeleistungen bis zu 350 kW erforderlich.

Bei einem 500 kWh-Batteriesatz, der ebenfalls in Ebusco-Bussen eingesetzt werden kann, liegt die notwendige Ladeleistung zur Erreichung von 1C bereits bei bis zu 500 kW.

Ladedose für hohe Leistung

Für diese hohen Ladeleistungen muss die verwendete Fahrzeug-Ladedose geeignet sein. Aus diesem Grund setzt Ebusco auf die innovative Ladetechnik von Phoenix Contact. „Die CCS-Ladedosen Charx connect mit einem DC-Leitungsquerschnitt von bis zu 95 mm² ermöglichen einen sicheren Ladeprozess mit temporären Ladeleistungen von bis zu 500 kW“, erklärt Bianca Hanselle, Produktmanagement Charx connect bei der Phoenix Contact E-Mobility GmbH.



Mit den Fahrzeug-Ladedosen von Phoenix Contact können dauerhaft 250 kW und temporär höhere Ladeleistungen bis 500 kW erreicht werden.

(Foto: Phoenix Contact E-Mobility GmbH)

Durch eine präzise Temperatursensorik an beiden DC-Leistungskontakten und permanente Übermittlung der Messdaten kann eine Überhitzung innerhalb der Fahrzeug-Ladedose beim Laden mit hohen Ladeströmen verhindert werden. „Darüber hinaus kann der Ladestrom mittels der Temperaturmessdaten fahrzeugseitig gesteuert werden, sodass stets der maximale Ladestrom entsprechend der Temperaturentwicklung gewählt werden kann“, ergänzt Bianca Hanselle. Die optimierte Anschlusstechnik zwischen den DC-Leistungskontakten und den Hochvolt-Leitungen minimiere zusätzlich die Erwärmung des Stecksystems. Neben der Fähigkeit zum Laden mit hohen Leistungen bieten die universellen Fahrzeug-Ladedosen CHARX connect für Fahrzeughersteller weitere Vorteile. Die Fahrzeug-Ladedosen besitzen kompakte Abmessungen und sind innerhalb ihrer Ausführungen der AC- bzw. CCS-Ladedosen jeweils identisch.

Eine weitere Erleichterung bietet der hohe Schutz der Fahrzeug-Ladedose gegen Schmutz und Feuchtigkeit – Einflüsse, die bei einem Ladeprozess außerhalb des Busdepots unausweichlich sind. Durch die hohen Schutzklassen bis zu IP 67 und zusätzlich IP6K6K/IP6K9K im Frontbereich bieten die universellen Ladedosen von Phoenix Contact trotz dieser Einflüsse einen sicheren Ladevorgang. Auch bei geöffneter Ladeklappe und nicht gestecktem Ladestecker besteht ausreichender Schutz. Phoenix Contact ermöglicht mit seiner Lösung das AC- und DC-Laden für alle Anwendungsfälle und Fahrzeugtypen.

Zusammenspiel der Komponenten

Allerdings betont Bianca Hanselle, dass es für die Alltagstauglichkeit von elektrischen Nutzfahrzeugen wie Bussen nicht die eine entscheidende Komponente gäbe. „Es ist das Zusammenspiel unterschiedlicher innovativer Techniken. So kann das eingesetzte Inlet über die Sicherheit und die Leistung des Ladeprozesses entscheiden. Dies gilt ebenfalls für die eingesetzte Batterie im Fahrzeug.“

In diesem Verständnis gehört bei Ebusco auch eine eigene Ladesäule zur Lösung. Der Elektrobus-Hersteller fertigt Ladesäulen, die speziell auf die Bedarfe der schweren Batteriepacks ausgelegt sind. Im Bereich der Ladesäulen befinden sich ebenfalls Ladekabel und Leistungselektronik von Phoenix Contact. So kann ein optimaler Ladeprozess durch das Gesamtsystem sichergestellt werden.

Die Effizienz der Ladeprozesse wird auch in Zukunft entscheidend für die Elektrifizierung von Nutzfahrzeugen sein. Ebusco beschäftigt sich daher bereits mit der Automatisierung von Busdepots. Durch einen innovativen Roboter wird der stabile Phoenix Contact CCS-Stecker automatisch zum Bus geführt und mit der Fahrzeug-Ladedose verbunden. Neben Zeitersparnis und Qualitätssicherung hat Ebusco dabei auch die Umsetzung von Ladeprozessen für autonom fahrende Elektromobile im Blick. (pq)



Phoenix Contact E-Mobility GmbH,
Bianca Hanselle, 32816 Schieder-Schwalenberg,
bhanselle@phoenixcontact.com

Perfektes Zusammenspiel



Foto: iStock.com / Patrick Daxenbichler

Smart vernetzte Ladesäulen und Parkflächen, netzdienliche Steuerung, eine sichere Datenübertragung und zielführende Prozesse zur Datenanalyse – im saarländischen Forschungsprojekt ieMETaS wird die Integration der einzelnen Komponenten untersucht.

Die Bundesregierung hat das Ziel definiert, den Verkehrssektor nachhaltig zu dekarbonisieren. Dabei setzt sie auf E-Mobilität: Bis ins Jahr 2030 sollen bis zu zehn Millionen Elektrofahrzeuge zugelassen sein und eine Million öffentliche und private Ladepunkte zur Verfügung stehen. Die Anforderungen an die Infrastruktur sind hoch, denn die Ladevorgänge dürfen die Stabilität der Verteilnetze nicht gefährden. Das bedeutet: Das Netz muss bedarfsgerecht auf die jeweilige Situation reagieren können, wenn beispielsweise diverse Erzeuger erneuerbare Energien ins Netz einspeisen und gleichzeitig Autos an Ladestationen aufgeladen werden.

Zudem ist der Erfolg der elektrischen Mobilität an die Verfügbarkeit von Lademöglichkeiten geknüpft. Auch erwarten die Kunden neben der technischen Funktionsfähigkeit der Ladepunkte heute weitere digitale Mehrwerte rund um die Ladeinfrastruktur. Und nicht zuletzt müssen alle Prozesse – insbesondere der Datenaustausch – den regulatorischen Anforderungen entsprechen.

Im Forschungsprojekt „ieMETaS“ (intelligent e-Mobility, Energy & IoT) aus dem Saarland gehen mehrere Unternehmen unter der Projektleitung von ZENNER der Frage nach: Wie lassen sich die Ladepunkte für Elektrofahrzeuge netzdienlich steuern und gleichzeitig Mehrwerte mittels IoT-Anwendungen generieren?

Netzdienlich steuern als aktiver EMT

„Um Ladesäulen netzdienlich zu steuern, müssen Betreiber BSI-konform handeln können. „Technisch ist das Steuern der Ladeinfrastruktur über die CLS-Schnittstelle des Smart Meter-Gateways mittels OCPP oder dem EEBus-Protokoll schon jetzt möglich. Die nach der ISO 27.001 zertifizierte Plattform des aktiven EMT ist dabei unabdingbar für alle Akteure, die via Smart Meter-Gateway Daten bewegen und steuernd eingreifen wollen“, erklärt Dr. Dieter Varelmann, Key Account Manager bei der aktiven EMT GmbH, die auf solche Anwendungen spezialisiert ist.

Sektorenübergreifende Lösung

Im Innovationszentrum East Side Fab in Saarbrücken untersuchen die beteiligten Projektpartner insbesondere das ideale Zusammenspiel der dafür notwendigen Prozesse und Komponenten: Konkret geht es dabei um eine sichere Datenübertragung über das Smart Meter-Gateway (SMGW), netzdienliches Schalten über ein CLS-Gateway (Controllable Local System) gemäß §14a Energiewirtschaftsgesetz, smart vernetzte Ladeinfrastruktur und Möglichkeiten zur intelligenten Datenanalyse. Ziel ist, Ladeinfrastruktur BSI-konform mittels digitaler Protokolle zu steuern. Parallel testet die Forschungsgruppe, welche Vorteile ein LoRa-WAN-Netz zur Überwachung des Vorfelds, also der Parkfläche vor

der Ladesäule, bietet. Als Zielpunkt für die Parksensordaten fungiert hier die Plattform Element IoT von ZENNER.

ieMETaS folgt somit dem Konzept, sektorenübergreifend verschiedene Sensordaten zu erfassen und zu analysieren („Sehen und Verstehen“). Darauf aufbauend realisieren die beteiligten Unternehmen ein rechtskonformes Steuern („Handeln“) und untersuchen, wie die Informationen über das Internet der Dinge in die vernetzten Verkehrssystemen einer Smart City eingebunden werden können. Ziel ist eine integrierte Lösung, die die netzseitige Anbindung, die sensorbasierte Zustandserfassung des Vorfelds und das Lademanagement zusammenführt. Dr. Jan-Philipp Exner, Projekt-Ingenieur Smart City bei ZENNER, ist von Anfang an in das Projekt involviert: „Mit ieMETaS erarbeiten wir die Blaupause für die Kommunikationsstruktur der vernetzten Smart City, in der die Sektoren Verkehr und Energie integriert betrachtet werden. Außerdem kombiniert ieMETaS Anwendungen im unregulierten Bereich des Internets der Dinge mit energiewirtschaftlichen Anwendungen im regulierten Bereich.“

Praxistest

Was die Projektbeteiligten in der Theorie entwickelt haben, wird im nächsten Schritt in der Praxis getestet. Dabei kommen fest installierte Ladesäulen im öffentlichen und privaten Raum zum Einsatz. Beliebig



Foto: Cuvée Werbewinzer

Projektpartner ieMETaS im East Side Fab

ZENNER International GmbH & Co. KG, aktiver EMT GmbH, hager group, co.met GmbH, GP Joule GmbH und izes gGmbH führen das Projekt gemeinsam durch. Das East Side Fab in Saarbrücken, ein Netzwerk von Unternehmen und wissenschaftlichen Einrichtungen, bietet den Partnern Raum für gemeinsame Forschung und Innovationen. Gefördert wird das Projekt durch das Ministerium für Wirtschaft, Arbeit, Energie und Verkehr Saarland.

ausgewählte Autofahrer mit unterschiedlichen Nutzungsgewohnheiten laden ihre Fahrzeuge dort auf. Zudem erproben die Projektbeteiligten, wie sich die entwickelte Lösung strategisch und operationell in Smart City- und Smart Mobility-Projekte integrieren lässt.

„ieMETaS hat zurzeit noch den Status quo des Netzes im Fokus. Perspektivisch

sollen auch künftige Einflussfaktoren Bestandteil des intelligenten Systems sein, ganz im Sinne einer vorausschauenden Netzoptimierung“, erklärt Dr. Dieter Varelmann, Key Account Manager bei der aktiver EMT GmbH. „Dazu gehört beispielsweise das Einbeziehen von Wetterprognosen und die Auswertung mit Hilfe von Datenanalysen und Künstlicher Intelligenz (KI). So kann die Steuerung in Zukunft sowohl Erfahrungen als auch künftige Ereignisse berücksichtigen.“

Ergänzend planen die beteiligten Unternehmen, den Fokus in nachfolgenden Projekten zu vergrößern. Weitere Erzeuger und Verbraucher sollen einbezogen sowie Speichermedien als autarke Zelle betrieben werden können. Exner: „Auf Grundlage der erprobten Steuerbarkeit der Energienetze können auch Konzepte für energieintelligente Gebäude in den Blick genommen werden.“ (pq)

Rollen und Komponenten

- **E-Mobility Provider (eMSP)** und **Charge Point Operator (CPO)** verwalten die Ladeinfrastruktur und Kundendaten und vernetzen diese für die Abrechnung von Ladevorgängen.
- **Gateway Administrator (GWA)**, **passiver EMT (pEMT)** und **aktiver EMT (aEMT)** erfassen mit einem intelligenten Messsystem die Messwerte und steuern die Ladeinfrastruktur über die Infrastruktur des aktiven EMT.
- **IoT-basierte Smart Parking-Lösung:** Moderne Vorfeldsensorik erkennt, wenn ein Pkw mit Verbrennungsmotor oder ein E-Fahrzeug nach dem Laden einen Ladeplatz blockiert. Ein Backendsystem visualisiert die Ladeplatzbelegung, die mithilfe eines persönlichen Dashboards abrufbar ist. Theoretisch sind weitere Anbindungen an integrierte Mobilitätssysteme denkbar.

ZENNER International GmbH & Co. KG,
Dr. Jan-Philipp Exner, iot@zenner.com
aktiver EMT GmbH, Dr. Dieter Varelmann,
kontakt@aktiver-emt.de





Chen Xue, Regional President
ITK Engineering China



Thomas Schiller, Leiter
Internationalisierung
ITK Engineering GmbH
(Fotos: ITK Engineering GmbH)

INTERVIEW

Aufbruch nach China

Der boomende chinesische Elektromobilitäts-Markt lockt auch die hiesigen Anbieter – so etwa die ITK Engineering GmbH, eine auf Software-Entwicklung spezialisierte Tochtergesellschaft der Robert Bosch GmbH. Das Unternehmen eröffnete im August ein Büro in der Millionenstadt Wuxi nahe Shanghai. Wir sprachen mit Thomas Schiller, verantwortlich für die Internationalisierung bei ITK Engineering sowie Chen Xue, Leiter des neuen Büros in China.

Herr Chen Xue, wo genau steht China heute beim Ausbau der Elektromobilität?

China ist nach wie vor der weltweit größte Absatzmarkt der Elektromobilität. Bereits 2018 haben die Automobilhersteller hier über eine Million E-Autos verkauft, mehr als die Hälfte der weltweiten Produktion. Zwei Jahre später waren es mehr als 1,2 Millionen Fahrzeuge. Und der Anteil an der Weltproduktion ist beeindruckend: Von den weltweit 10,9 Mio. Elektrofahrzeugen 2020 waren rund 5 Millionen in China unterwegs. Aber nicht nur die reinen Stückzahlen steigen, auch die Aktivitäten der Industrie im Bereich der Fahrzeug- sowie Komponentenentwicklung wachsen stetig. Dies alles passiert, um das Ziel Chinas zu erreichen, bis 2035 die Anzahl herkömmlicher Verbrennungsmotoren drastisch zu reduzieren.

Welche Faktoren sind für diese Dynamik verantwortlich?

Die Rahmenbedingungen für Elektroautos sind wohl nirgends so gut wie in China. Die Regierung fördert die Entwicklung und Herstellung elektrisch betriebener Fahrzeuge, indem sie den Herstellern Quoten vorgibt. Diese werden für Fahrzeuge mit hohem Elektrifizierungsgrad, Reichweite oder auch Batteriedichte belohnt. So will China es schaffen, Elektrofahrzeuge in der täglichen Mobilität der Bevölkerung noch fester zu verankern. Auch für die Nutzer selbst gibt es viele Vorteile: Großstädte wie Shanghai oder Peking unterstützen Fahrer von Elektroautos erheblich: die Zulassung für E-Autos ist leichter als für herkömmliche Antriebe, es gibt keine Fahrverbote wie sie an einigen Tagen für Ver-

brennermotoren gelten und teilweise gibt es auch eigene Fahrspuren für elektrische Autos.

Herr Schiller, wo sehen Sie Potenziale für deutsche Anbieter?

Allein die Größe des chinesischen Absatzmarktes ist für europäische Unternehmen sehr attraktiv. Dazu das enorme Innovationspotenzial, das chinesische Unternehmen und Konzerne auszeichnet. Für uns als Entwicklungsdienstleister sind insbesondere die sich wandelnden Anforderungen chinesischer Kunden attraktiv: Sie erwarten immer mehr lokale, kundenspezifische und marktdifferenzierende Entwicklungen neuer Technologien. Deshalb haben wir im August auch ein eigenes Büro in Wuxi nahe Shanghai gegründet, um Kunden in China bei Themen wie Safety, Security, AUTOSAR oder Verifizierung und Validierung zu unterstützen. In diesen Bereichen bieten wir unseren Kunden mit dem „Whitebox“-Ansatz etwas Besonderes: Nach Abschluss eines Projekts erhalten sie von uns den Quellcode sowie sämtliche Rechte an den Entwicklungen.

Ich bin überzeugt: der intensive Austausch zwischen dem Westen und China ist eine große Chance und kann beiden Seiten helfen, gemeinsam die großen Herausforderungen wie Klimawandel, Digitalisierung oder auch Elektromobilität zu lösen. Die Zusammenarbeit mit lokalen Partnern, beispielsweise über Joint Ventures, kann dabei ein gutes Modell sein.

Gibt es Dinge, die Deutschland von China lernen könnte?

Gerade im Bereich der Digitalisierung ist China ein Vorreiter, sei es bei Themen wie Künstlicher Intelligenz, 5G, Quantenforschung oder anderer disruptiver Technologien. So werden in der täglichen Kommunikation gängige westliche Medien wie Email oder Telefon kaum mehr genutzt, die Handy-App WeChat ist die vielseitige und weit verbreitete Alternative. Aber auch in der Art, wie Produkte auf den Markt gelangen, kann uns China inspirieren. Während in Europa Produkte oftmals minutiös entwickelt und getestet werden, ehe sie an den Kunden gehen, legen chinesische Hersteller eine ganz andere Geschwindigkeit vor. Sie bringen Produkte oftmals schnell auf den Markt, um dann zu sehen, wie der Kunde reagiert und wo Optimierungsbedarf herrscht. (pq)



ITK Engineering GmbH, Thomas Schiller,
76761 Rülzheim, thomas.schiller@itk-engineering.de

SMATRICS und EnBW: Komplettlösung für Stadtwerke

Die EnBW und der Technologie- und IT-Dienstleister SMATRICS aus Österreich bieten Stadtwerken in Deutschland ab sofort eine einfache Lösung für die Umsetzung und das Management ihrer E-Mobilitätsangebote. Das Angebot umfasst Leistungen vom professionellen Ausbau ihres eigenen Ladenetzes bis zur Nutzung des EnBW HyperNetzes für ihre Endkunden.

„Wir haben eine einfache Antwort auf das rasante Marktwachstum – und das ohne zusätzlichen Ressourceneinsatz für Stadtwerke. Ihre Marke bleibt nach außen unverändert. Im Hintergrund arbeitet unsere langjährige Expertise und unser Know-how, die wir im Zuge unserer Geschäftstätigkeit aufgebaut haben“, betonen Lars Walch, Vice President Strategy & Sales der EnBW mobility+ AG & Co. KG, und Hauke Hinrichs, Geschäftsführer (CEO) von SMATRICS.

Von der Betriebsführung bis zur Abrechnung

Das neue E-Mobilitätsangebot umfasst die komplette Betriebsführung von Ladesäulen samt Charge-Point-Managementsystem, eine durchgängig erreichbare Hotline und Netzbetrieb sowie optional Wartung und Störungsbehebung durch SMATRICS. „Der technische Betrieb des Ladenetzes ist mit unserer Full-Service-Expertise und IT-Kompetenz, mit der wir bereits seit Jahren namhafte Kunden betreuen, sichergestellt“, ergänzt Hinrichs.

Für Endkunden stellt die EnBW den Stadtwerken eine co-gebrandete EnBW mobility+ Ladekarte mit allen Funktionen wie Tarifierung, Abrechnung und Zugang zum EnBW HyperNetz zur Verfügung. Auf Wunsch können Stadtwerke auch ein Co-Branding der EnBW mobility+ App für ihre Kunden nutzen, die übrigens beim jüngsten Lade-App-Test der Zeitschrift connect das Siegel „beste E-Mobilitäts-App Deutschlands“ erhielt. „Damit erhalten Stadtwerke ohne eigenen Aufwand den Zugang zum größten Ladenetz in Deutschland, Österreich und der Schweiz sowie flächendeckendes Laden in Frankreich, Italien, Luxemburg, Belgien, Liechtenstein und den Niederlanden mit insgesamt mehr als 200.000 Ladepunkten zum überall einheitlichen und transparenten Tarif.“, erläutert Lars Walch.



SMATRICS und EnBW kooperieren für neues gemeinsames Produktangebot für Stadtwerke. (Foto: EnBW AG/ SMATRICS GmbH & Co.KG)

SMATRICS und die EnBW haben bereits im Bereich Hoch-

EnBW HyperNetz

Das EnBW HyperNetz bietet E-Autofahrern Zugang zu mehr als 200.000 Ladepunkten in Deutschland, Österreich, der Schweiz, Frankreich, Italien, den Niederlanden, Belgien, Luxemburg und Liechtenstein. Dazu zählen auch tausende Ladepunkte anderer Betreiber. Die EnBW Mobility+ App findet überall stets die nächste Lademöglichkeit. E-Autofahrer können über die App oder Ladekarte der EnBW auch bequem und kontaktlos bezahlen. Dabei gelten an allen Ladepunkten im EnBW HyperNetz einheitliche und transparente Preise je Kilowattstunde. Das Angebot wurde wiederholt von Fachmedien ausgezeichnet.

geschwindigkeits-Ladeinfrastruktur ihre Kompetenzen gebündelt. Das gemeinsame Tochterunternehmen SMATRICS EnBW betreibt das größte österreichweite Ladenetz mit über 500 Ladepunkten und baut dieses weiter aus. Bis Ende 2021 entstehen 100 Ultra-Schnellladepunkte mit bis zu 300 Kilowatt Leistung. Je nach Fahrzeug laden E-Autofahrer dort in nur fünf Minuten genug Strom für 100 Kilometer Reichweite. SMATRICS fungiert dabei als technischer Dienstleister. (pq)

www.smatrics.com

www.enbw.com



Advertorial

Schnellladestationen für ein attraktives Ladeerlebnis

Fastned ist der unabhängige und innovative Partner für schnelles, komfortables und zuverlässiges DC-Laden. Fastned entwickelt und betreibt seit fast zehn Jahren europaweit Schnellladeinfrastruktur. Aktuell betreibt Fastned 165 Schnellladestationen an attraktiven Standorten, davon 22 in Deutschland, und trägt so maßgeblich dazu bei, den Übergang zur Elektromobilität zu beschleunigen. Dabei plant das Unternehmen schon heute weit voraus und setzt nicht nur auf skalierbare Stationen, sondern nutzt modernste Technik, die den Kunden in den Fokus rückt – sodass jeder einfach laden kann.

<https://fastnedcharging.com/de>

Smart City Kopenhagen

Kopenhagen möchte 2025 als erste Hauptstadt CO₂-neutral sein. Die intelligente Straßenbeleuchtung ist ein wichtiger Baustein – und Basis für weitere smarte Anwendungen.



Foto: iStock.com / Darwel / Itron Inc.

Bereits heute zählt Kopenhagen zu den nachhaltigsten und smartesten Städten der Welt. Um das angestrebte Klimaziel zu erreichen, nahm man vor einiger Zeit die Straßenbeleuchtung in Angriff – immerhin der größte Einzelposten auf der Energierechnung der Stadt. Doch es ging nicht nur darum, die veraltete Beleuchtungsinfrastruktur zukunftssicher und effizienter zu machen, sondern auch eine Grundlage zu schaffen für Innovationen in anderen Bereichen Kopenhagens.

Nach einem 18-monatigen intensiven Auswahlprozess beauftragte die dänische Hauptstadt Itron und dessen Partner Citelum mit Planung, Errichtung und Management der neuen Beleuchtungslösung für die kommenden 15 Jahre. Diese umfasst neben den LED-Straßenleuchten auch ein drahtloses Netzwerk und eine Smart City-Plattform, in die sich verschiedenste Smart City-Anwendungen integrieren lassen.

20.000 Natriumdampf-Hochdrucklampen hat die Stadt bis heute durch effiziente LED-Leuchten ersetzt. Sie bieten eine bessere Lichtqualität und eine Energieeinsparung von 55 Prozent. Durch die intelligente Steuerung über das Funknetzwerk stieg diese sogar auf 76 Prozent. Alle neuen Lichtpunkte werden ebenfalls mit den LED-Leuchten und Steuerungen ausgestattet.

Smartes Modul

Für die Zwei-Wege-Kommunikation, Steuerung und Monitoring der Leuchten nutzt Kopenhagen die Control Nodes des Itron-Partners SELC. Mit einer Größe von 85mm x 85mm x 61,5mm lassen sie sich entweder in Strommasten oder im Kopf der Straßenlampe einbauen. Sie verfügen über ein Funkmodul, einen Stromschalter und eine Dimm-Funktion. Damit kann jede Straßenleuchte per Fernsteuerung mit Strom beschaltet werden, um Sensoren dauerhaft – also auch tagsüber – mit Strom zu versorgen. Für die Kommunikation mit anderen Straßenleuchten, Geräten, Anwendungen sowie mit der IoT-Plattform von Itron bauen die Funkmodule ein Mesh-Netzwerk auf Basis offener Standards (IPv6 oder IEEE 802.15.4g) auf. Auch die Konfiguration und Firmware-Upgrades lassen sich damit aus der Ferne erledigen. Für die Sicherheit der Daten und der kritischen Infrastruktur sorgen strenge Sicherheitsrichtlinien auf mehreren Ebenen mit Ende-zu-Ende-Verschlüsselung (WES-128/256) und Zugangskontrolle.



Stromversorgung, Steuerung und Kommunikation sind in einem kleinen Modul gebündelt.

(Foto: Itron Inc.)

Basis für vielfältige Anwendungen

„Mit diesen Features bilden die Control Nodes die Hardware-Basis für unzählige Smart City-Anwendungen“, erläutert Björn Fuchs, IoT & Smart City Solution Sales Leader Germany bei der Itron GmbH. Denn die Straßenleuchten lassen sich mit Sensoren oder Kameras ausstatten, etwa um neuralgische Orte für Unfälle oder Vandalismus oder die Luftqualität an stark befahrenen Straßen zu überwachen.

Sämtliche Daten werden über das Netzwerk an die Itron Smart City-Plattform übertragen und stehen dort für weitreichende Analysen, Automatisierungen und szenario-basierte Steuerungen zur Verfügung. Björn Fuchs: „Durch ihre offenen Schnittstellen bildet sie eine Datendrehscheibe für alle Sensoren und Smart City-Anwendungen, auch von Drittanbietern.“ Wie Fuchs berichtet, hat sich die Plattform bereits in vielen städtischen Systemen mit bis zu einer Million Geräten von Hunderten von Herstellern bewährt.

Die Benutzeroberfläche zeigt mit intuitiv bedienbaren Menüs den Anwendern auf einen Blick die wichtigen Informationen, entsprechend ihrer jeweiligen Zugriffsrechte. Die Möglichkeiten reichen dabei vom Asset Management bis zu umfangreichen Datenanalysen mit Reports, Trend Charts und Alarmen. Die Oberfläche ist HTML5-basiert und kann damit auf allen aktuellen Plattformen und Betriebssystemen angezeigt werden, auch auf mobilen Geräten für die Nutzung im Feld.

Effizienz für Wartung und Betrieb

Was die Beleuchtung angeht, nutzt Kopenhagen die Itron-Lösung für Alarme: Fällt eine Leuchte aus, sendet das Funkmodul sofort einen Warnhinweis, was die Kosten für Betrieb und Wartung der Straßenleuchten um 50 Prozent reduzierte. Zudem wird die Lichtintensität während der Nacht automatisiert nach einem festen Zeitplan gesteuert, abhängig vom Wochentag und der Art der Straße. Zu besonderen Anlässen wie Straßenfesten oder bei dauerhaft veränderten Anforderungen lässt sich die Beleuchtung über die Smart City-Plattform problemlos anpassen.

Verkehrssicherheit

Künftig ist geplant, die Straßenleuchten an sinnvollen Stellen um Präsenzmelder zu ergänzen und dynamisch zu steuern. So lässt sich sowohl die Energieeffizienz als auch die Sicherheit aller Verkehrsteilnehmer weiter erhöhen. In Kopenhagen stehen Radfahrer dabei besonders im Fokus. Sie zählen zu den besonders gefährdeten Gruppen im Straßenverkehr; zudem ist Radfahren in der dänischen Hauptstadt extrem beliebt: Die rund 640.000 Einwohner legen fast die Hälfte der Pendlerfahrten mit dem Fahrrad zurück.

„Mit unserer Technologie lassen sich an Kreuzungen Anwesenheitssensoren auf sehr wirksame Weise mit der Lichtsteuerung kombinieren“, erklärt der Itron-Experte: Der Sensor erkennt sich nähernde

Übergreifende Zusammenarbeit

Um eine effektive stadtweite Nutzung des Netzwerks und der Plattform zu gewährleisten, hat Kopenhagen einen kollaborativen Ansatz gewählt, zu dem auch die Gründung des „Copenhagen Solutions Lab“ gehörte. Das Innovationsteam aus Stadtverwaltung, Regierung, Forschungseinrichtungen und Lösungsanbietern hat die Aufgabe, weitere Anwendungsmöglichkeiten für das Mesh-Netzwerk in Kopenhagen auszuloten und den Austausch zwischen allen städtischen Abteilungen zu fördern. In Workshops wurden zahlreiche Projekte angedacht: So könnten vernetzte Sensoren den Wasserverbrauch für neu zu pflanzende Bäume reduzieren, die Entsorgungslogistik verbessern oder die Rattenbekämpfung optimieren.



Ausgestattet mit Bewegungsmeldern, Kameras oder anderen Sensoren bilden die vernetzten Straßenleuchten die Infrastruktur für zahlreiche Smart City-Anwendungen. (Foto: iStock.com / Nuttaya99 / Itron Inc.)

Radfahrer und gibt ein Signal an die Lichtsteuerung, die daraufhin die Helligkeit an der jeweiligen Kreuzung erhöht. Dank des eingesetzten Mesh-Netzwerks können die Leuchten entlang der Straßen direkt miteinander kommunizieren, so dass sich die Beleuchtung sofort ändert, wenn ein Sensor einen Radfahrer erkannt hat. „Das erlaubt ein sehr reaktionsschnelles System mit geringer Latenz.“ Eine solche Lösung kommt auch an Gehwegen für Fußgänger zum Einsatz. Eine weitere Anwendung sorgt für eine grüne Welle für Radfahrer und zeigt ihnen die ruhigste oder schnellste Route zu ihrem Ziel an.

Das Beispiel Kopenhagen zeigt, wie sich Straßenleuchten perfekt als Basis für weitere Smart City-Anwendungen in verschiedenen Sektoren eignen. Als Erfolgsfaktor erweist sich dabei eine offene und skalierbare Lösung, die auch zukünftige Anforderungen und Ziele der Stadt unterstützt. (pq)



Itron GmbH, Björn Fuchs,
76185 Karlsruhe, bjoern.fuchs@itron.com



60 Prozent der Befragten vertrauen beim Kontakt mit einem Chatbot darauf, dass ihre Daten sicher sind.

(Foto: mohamed_hassan / pixabay.com)

Studie: Chatbots häufiger im Einsatz

Laut einer aktuellen Studie der Zürcher Hochschule für Angewandte Wissenschaften (ZHAW) in Kooperation mit dem Technologie-Unternehmen swiss moonshot setzen immer mehr Unternehmen auf Chatbots. Im Rahmen der Studie wurden 910 Personen aus Deutschland, Österreich und der Schweiz zur Chatbot-Nutzung, sowie über ihre Erfahrungen mit und Erwartungen an die digitalen Helfer befragt. In der ersten Untersuchung 2018 hatten

40 Prozent der Befragten bereits mit einem Chatbot interagiert; knapp drei Jahre später sind es bereits 63 Prozent. Von den Studienteilnehmenden, die noch keinen Kontakt hatten, können es sich 44 Prozent sehr gut vorstellen, künftig mit diesem digitalen Helfer zu interagieren.

Bei den Vorteilen, die die Befragten bei der Nutzung von Chatbots sehen, belegen Erreichbarkeit, Neutralität und schnelle Hilfe die ersten drei Plätze. Genutzt werden Bots üblicherweise am Abend oder am Wochenende von zu Hause aus und zumeist auf Websites. Für den Einsatz eines Chatbots sehen die Befragten zahlreiche Anwendungsfälle: Informationen einholen, Termine vereinbaren, Lieferstatus abfragen, Adressänderungen, Unterstützung im Kaufprozess und viele mehr.

Für einen personalisierten und besseren Service tauschen Kunden der Studie zufolge ihre Daten bereitwillig mit dem Chatbot aus. Rund 60 Prozent der Befragten vertrauen darauf, dass ihre Daten bei der Interaktion mit dem Bot sicher sind, und drei Viertel von ihnen wären bereit, sich im Dialog mit einem Bot zu authentifizieren. Wenn der Chatbot den Nutzer persönlich kennt und auf die Kundenhistorie zurückgreifen kann, findet das über die Hälfte der Befragten positiv. (ds)

www.zhaw.ch
www.aiaibot.com

Stadtwerke Velbert digitalisieren HR-Prozesse mit rku.it

Der IT-Service-Provider rku.it vermeldet die erfolgreiche SAP HCM (Human Capital Management)-Anbindung bei den Stadtwerken Velbert. Ausgiebige Tests stellten die Weichen für die erste reibungslose Gehaltszahlung an die Belegschaft des Energieversorgers über das SAP-System. Mit der Personalabrechnung und Administration verfügt der Energieversorger ab sofort über erweiterte Funktionalitäten im Gehaltsabrechnungsumfeld. „Mit dem erfolgreichen Projektabschluss soll die Personalzufriedenheit nochmals gestärkt werden“, erklärt Alexander Heilmann, Teamleiter Anwendungsberatung Human Resources. (ds)

www.stadtwerke-velbert.de
www.rku-it.de

Minol-ZENNER stellt neue Smart City-Plattform vor

Die B.One Plattform der Minol-ZENNER-Gruppe bündelt mehr als 70 Lösungen aus den Bereichen Smart Building, Smart City und Smart Mobility. Die Plattform ermöglicht den Zugriff auf die gesamte Produkt- und Servicewelt der Unternehmensgruppe und funktioniert nach dem Baukastenprinzip: Alle Lösungen aus dem Portfolio können einfach miteinander kombiniert werden – von den Mehrwertdiensten Minol Connect Insights rund um Immobilien über die Ladeinfrastruktur für E-Fahrzeuge bis hin zur Müllentsorgung. Die Plattform ist darüber hinaus über Schnittstellen mit Systemen und Angeboten anderer Anbieter kompatibel.

B.One ist ein Gemeinschaftsprojekt der Unternehmen der Minol-ZENNER-Gruppe sowie seiner Start-Ups und Spin-Offs aus dem IoT- und Energieumfeld.

Vier Zielgruppen, eine Plattform

B.One City bietet digitale Infrastrukturen für Stadtwerke, Energieversorger und Städte. Mit IoT-Lösungen, intelligenter Messtechnik und Kommunikationstechnologie entstehen verschiedenste Lösungen. Das Portfolio reicht von der Mehrspartenauslesung über Elektromobilität und Sharing bis hin zu Smart City-Anwendungen wie der intelligenten Straßenbeleuchtung.

B.One Living beinhaltet Services, Plattformen, Apps sowie Mess- und IoT-Dienstleistungen für die digitale Verwaltung von Immobilien. Eigentümer, Vermieter und Verwalter sollen Zeit sparen, für die Hausbewohner soll der Aufenthalt komfortabler werden.

B.One Industry ist ein digitaler Baukasten mit IoT-, Business Intelligence- und Mobilitätslösungen für Industrie, Gewerbe und Logistik. Von der Fuhrparkanalyse über die smarte Baustelle bis hin zum LoRaWAN-Netzbetrieb bietet B.One Industry passende Anwendungen.

B.One Community bietet Raum für den gegenseitigen Austausch. Universitäten, Forschungseinrichtungen und IoT-Fachkräfte können dadurch eigene Anwendungsfälle entwickeln und umsetzen. (ds)

www.b-one.cloud



Unsere
Lösungen
für die
Energie-
wirtschaft

Zukunftsfeste Messtechnik für die ONS-gleichzeitige Messung der Einspeisung und aller Abgänge

Messen Sie mit dem UMD 98 die Einspeiseleiste inklusive der Power-quality nach EN 50160 und erfassen Sie mit den MMI 12 Modulen bis zu 20 Abgänge an NH-Schaltleisten mit integrierten Stromwandlern. Verschiedene Varianten ermöglichen das Erfassen aller relevanten Messgrößen der Einspeisung sowie einzelner Abgänge und schaffen dadurch Transparenz im Netz. So bleiben Sie gegenüber Ihren Kunden und der Bundesnetzagentur nachweisfähig.

PQ Plus GmbH
Hagenauer Straße 6
91094 Langensendelbach

Tel: (+49) 9133-60640-0
Fax: (+49) 9133-60640-100
E-Mail: info@pq-plus.de
Internet: www.pq-plus.de

Vereinbaren Sie noch heute Ihren Termin mit den Spezialisten der PQ Plus GmbH.

Fordern Sie unseren **neuen Katalog** an oder blättern Sie in der Online-Version auf unserer Website.



Alles drin in einer Box

IT-Anbieter setzen auf Container-Technologie, um Software-Updates bei Energieversorgern einfacher installieren und deren Prozesskosten senken zu können. Auch Risiken sollen dadurch minimiert werden können.

Seit Ende der 1960er Jahre setzten sich im internationalen Gütertransport nach und nach Standardgrößen durch, um weltweit Waren per Container auf Schiffen und Lkw zu transportieren. Die Vorteile von Normen sind belegt und so verwundert es, dass es in der IT-Welt erst vor einigen Jahren gelang, Software so anzupassen, dass sie in einer anderen Umgebung problemlos genutzt werden kann.

können die Software-Container in die verschiedenen Betriebssysteme ohne viel Aufwand migriert werden. Neben Docker ist die von Google entwickelte Anwendung „Kubernetes“ die zweite populäre Container-Technologie.

Die Standardisierung eines Containers und seine Unabhängigkeit bieten mehrere Vorteile für die Entwicklung und den Betrieb von Software. So lassen sich Applikationen nach Bedarf flexibel erweitern oder reduzieren. Container laufen schneller, da kein eigenes Gast-Betriebssystem erforderlich ist, das zuerst gestartet und wieder heruntergefahren werden muss. Dies führt auch dazu, dass die Infrastruktur effizienter genutzt werden kann, da physische Ressourcen eingespart werden, die wiederum für andere Anwendungen verfügbar sind. Ferner lässt sich Software mit Containern schneller und einfacher entwickeln. Dies alles ermöglicht eine effektivere Zusammenarbeit zwischen Entwicklern und dem Betrieb.

Mehr Kontrolle

In der Energiewirtschaft nutzen IT-Dienstleister die Container-Technologie, um Updates bei Energieversorgungsunternehmen (EVU) in kürzeren Zeitabständen auszuspielen und die Software dem aktuellen Stand der am Markt geltenden Regeln, Formate und

Prozesse anzupassen. Darüber hinaus sollen mit Updates zusammenhängende Risiken minimiert werden, insbesondere Fehler seitens der IT-Landschaft der EVU wie Betriebssystem, Viren-Scanner oder Drittanbieter-Software. Da die Container standortunabhängig gleiche Bedingungen für Anpassungsprozesse schaffen, können IT-Anbieter genauer überprüfen, was beim Ausrollen eines Updates passiert.

Weniger Aufwand

Bei den EVU sollen sich der Aufwand für Updates verringern, ebenso die Ausfallzeiten des Systems bei der Wartung sowie der Ressourcenverbrauch beim Einspielen von Updates. Des Weiteren können verteilte Softwaresysteme effektiver überwacht und betrieben werden, automatisierte Checks der einzelnen Container führen zu stabilerer Software. (ds)



Mit Container-Technologie wollen IT-Anbieter den Update-Prozess für Energieversorger vereinfachen, ihre Prozesskosten senken und Risiken minimieren.

(Foto: iStock.com / cybrain)

Unabhängig und schneller

Dabei liegen die Anfänge des Container-Prinzips im Jahr 1979. Es dauert allerdings bis zum Jahr 2013, bis sich die Container-Technologie seit der Einführung von Docker verbreitete und etablierte. Das Softwareunternehmen Docker beschreibt seinen „Docker-Container“ als eine „standardisierte Software-Einheit“. Der Container umfasst die Software sowie ein vollständiges Dateisystem mit Sourcecode, Systembibliotheken, System-Tools und Laufzeitumgebung. Die Container-Virtualisierung, auch Containering genannt, basiert auf autonomen, selbstständig funktionierenden Einheiten. Dies erlaubt es, Anwendungen unabhängig von der Umgebung zu betreiben und mehrere Prozesse getrennt voneinander auszuführen. So

 /zennernews

 /zenner_news

 /company/zennernews



DIE SMART CITY JETZT AKTIV GESTALTEN!



Ganz einfach. Mit IoT-Lösungen von ZENNER.

BESETZEN SIE NEUE GESCHÄFTSFELDER!

Mit ZENNER werden Sie zum digitalen Infrastrukturbetreiber - sicher, souverän und kosteneffizient. Mit der Erfahrung aus mehr als 200 IoT-Projekten ist ZENNER der richtige Partner an Ihrer Seite. Wir bieten Ihnen von der Messtechnik und Sensorik über die Telekommunikations-Infrastruktur und Datendienste bis zur Applikation durchgängige IoT-Komplettlösungen aus einer Hand. So realisieren Sie neue Geschäftsmodelle und echte Mehrwerte in den Bereichen Smart Metering, Smart Energy und Smart City.

www.zenner.de

ZENNER

Nachhaltigkeit als Mehrwert



Von A wie Abfallvermeidung bis Z wie Zustellung hat der Münchener Zähleranbieter EFR GmbH den gesamten Produktionsprozess optimiert. Davon profitieren auch die Kunden.

Nachhaltiges Wirtschaften ist in praktisch allen Bereichen der Privatwirtschaft und der öffentlichen Daseinsvorsorge angekommen. Auch bei der EFR GmbH aus München umfasst das Qualitätsverständnis nicht mehr nur die hohen internen Sicherheitsstandards, sondern ebenso die Aspekte Haltbarkeit und Nachhaltigkeit. Dementsprechend hat der Zählerhersteller die gesamte Wertschöpfungskette von der Entwicklung über die Produktion bis zum Transport sowie die Produktlebensdauer optimiert.

Effizientes Baukastensystem

Eine wesentliche Anforderung einer nachhaltigen Produktentwicklung besteht darin, einerseits den Marktbedürfnissen bestmöglich gerecht zu werden, andererseits aber auf Überflüssiges zu verzichten. In diesem Verständnis hat das EFR-Entwicklungsteam die Marktanforderungen analysiert und sie in die Konzeption der kommenden Zählergeneration einfließen lassen. Zu den neu konzipierten Produkten gehören zum Beispiel der Dreiphasen-Kompaktzähler SGM-C8 und sein kleiner Bruder, der ebenfalls kompakte Einphasen-Zähler SGM-C6. Sie sollen ab dem vierten Quartal 2021 das Produktprogramm der modernen Messeinrichtungen ergänzen.

Die beiden Neuen sind für Ein- oder optional für Doppeltarif erhältlich. Von ihren Vorgängern unterscheiden sie sich vor allem durch ihren streng modularen Aufbau, bei dem sich seltener ge-

nutzte Funktionen „stecken“ lassen. Die Elektronik des Zählers bietet in der Basisvariante den nach dem Messstellenbetriebsgesetz benötigten Funktionsumfang. Die Basisversionen des SGM-C6 und C8 bedienen somit die häufigsten Marktanforderungen.

Seltener benötigte Funktionen wie die Anbindbarkeit an ein Smart Meter-Gateway über einen LMN-Adapter oder ein Tarifsteuerungsfür die Doppeltarifunktionalität lassen sich durch Steckmodule ergänzen. Für diese ist am Gehäuse ein spezielles Fach vorgesehen. Mit dem Modulsystem folge EFR den Kundenwünschen, wie EFR-Produktmanager Daniel Günther berichtet: „Die meisten Kunden profitieren von einem durchdachten Zähler mit Basisfunktionen und ohne unnötige Features, so dass diese Geräte mit weniger Elektronik auskommen. Das schlägt sich in einem kleineren Ressourcenverbrauch, geringerer Fehleranfälligkeit und niedrigen Elektronikkosten nieder. Wer die Doppeltarifoption oder die LMN-Funktionalität nutzen möchte, bezahlt ebenfalls nur das, was er benötigt.“

Weitere Merkmale wie ein Verzicht auf Kabelverbindungen im Gerät, eine möglichst große Vereinheitlichung der Bauteile zugunsten einer optimierten Lagerhaltung, intensive Qualitätskontrollen sowie ein Lötprozess nach IPC-Anforderungen finden sich auch in aktuellen Geräten, wie zum Beispiel in der modernen Messeinrichtung SGM-D4. Diese ergibt in Kombination mit dem EFR-SMGW ein intelligentes Messsystem (iMSys) und soll den bisherigen Zähler

SGM-D ablösen. Der SGM-D4 wird unter anderem mit einem neu gestalteten Klemmenblock mit Zugbügelklemmen für einen vereinfachten und sichereren Anschluss ausgestattet sein.

Lange Lebensdauer

Doch der zentrale Nachhaltigkeitsaspekt ist bei EFR die Produktlebensdauer: „Wenn unsere elektronischen Zähler über Jahre und Jahrzehnte in Kundenanlagen schadlos ihren Dienst tun, vermeidet das Elektronikschrott und schafft einen Mehrwert für den Kunden“, führt der Produktmanager aus. Aus diesem Grund gelten bei EFR strenge Kriterien bei der Bauteileauswahl und hohe Anforderungen an die Bauteillieferanten. Eine intensive Qualitätskontrolle sorgt dafür, dass Ausschuss bei der Produktion erkannt und Fehlfunktionen im Betrieb möglichst vermieden werden.

Sollten im Betrieb Defekte an den individuell wählbaren Modulen, zum Beispiel auch durch äußere Einwirkungen, auftreten, kann sich der modulare Aufbau der Zähler positiv auswirken, wie der Produktmanager Daniel Günther ausführt: „Zukünftig könnten Monteure statt des ganzen Zählers die defekten Elektronikbausteine austauschen.“ Damit dienen der hohe Qualitätsstandard und die preiswerteren, ressourcenschonenderen Reparaturoptionen nicht nur der Umwelt, sondern senken auch die TCO (Total Cost of Ownership) für den Messtellenbetreiber.

Hohe Umweltstandards in der externe Fertigung

Die Fertigung der EFR-Zähler beim chinesischen Partner entspricht hohen Standards. Das beauftragte Werk hat ein Umweltmanagementsystem (ISO 14001) sowie ein Arbeitsschutzmanagementsystem (ISO 45001/18001) etabliert und strebt eine stetige Reduktion des Energieverbrauchs und der Abfälle an. „Zum Beispiel wurde mit Unterstützung der Mitarbeiter und Mitarbeiterinnen der Energieverbrauch innerhalb nur eines Jahres um etwa ein Drittel gesenkt“, erläutert Daniel Günther. Die in der Produk-

tion anfallenden festen und gasförmigen Lötlückstände werden recycelt.

Kompakter gleich umweltfreundlicher

Kostensenkend und umweltfreundlich wirkt sich zudem ein anderes Produktionsmerkmal aus: Die Gehäuse entstehen in einem optimierten Spritzgussprozess, der eine effiziente Granulatnutzung ermöglicht und Abfälle vermeidet. Verschiedene Maßnahmen sorgen zudem für eine geringe Ausschussquote und ein effizienter Energieeinsatz stellt eine ideale Temperierung im Prozess sicher, was Fehlgüssen vorbeugt. Die unvermeidlichen Grate, Stege sowie das An- und Auslaufmaterial werden auf kurzem Wege recycelt: Das Material wird nach einer mechanischen Aufbereitung dem Ausgangsmaterial wieder zugesetzt.

Klimafreundlicher Transport

Fortgesetzt wird der Nachhaltigkeitsgedanke bei der Logistik. Alle EFR-Zähler werden in Kartonagen verpackt, auf den Einsatz von Kunststoff wird bei der Verpackung weitgehend verzichtet. Der Transport der Zähler von der Produktionsstätte in Fernost erfolgt nicht per Flugzeug oder auf dem Seeweg, sondern auf dem umweltfreundlicheren Schienenweg entlang der Seidenstraße. Dabei kommen wiederverwendbare Gebindeverpackungen wie Gitterboxen, Europaletten und kundenspezifische Lösungen zum Einsatz. Der Straßentransport der Zähler von der Bahn zum EFR-Standort Wutha-Farnroda und von dort zu den Kunden geschieht klimaneutral. Die von EFR beauftragte Spedition gleicht die CO₂-Emissionen ihrer Fahrzeuge durch eine zertifizierte CO₂-Kompensation aus und hat bereits erste Elektro-LKW angeschafft. Auf diese Weise fällt der CO₂-Fußabdruck eines EFR-Zählers gering aus.

Daniel Günthers Fazit: „Von unserem Engagement für Nachhaltigkeit profitieren auch unsere Kunden, denn sie erhalten ressourcenschonend gestaltete Produkte, die im Hinblick auf einen langen Produktlebenszyklus und ein entsprechend gutes Kosten/Nutzen-Verhältnis optimiert wurden.“ (pq)

Die modernen Messeinrichtungen SGM-C8 und SGM-C6

Der Dreiphasen-Zähler SGM-C8 ist in den direktmessenden Ausführungen 60 A und 100 A verfügbar und erfüllt in der Basisversion die gesetzlichen Vorgaben für moderne Messeinrichtungen. Der Funktionsumfang lässt sich durch ein Modul für die Doppeltarifierung oder durch ein LMN-BAB-Modul erweitern, zudem ist optional eine eINFO-Schnittstelle erhältlich. Vervollständigt wird diese Baureihe durch den Wechselstromzähler SGM-C6 (60 A).



Die dreiphasige moderne Messeinrichtung der EFR: SGM-C8 (unten mit sichtbarem Tarifeingangsmodul)



(Fotos: EFR GmbH, Fotografin: Maria Dorner)



EFR GmbH, Daniel Günther,
80335 München, guenther@efr.de

Voltaris: Erste vollautomatisierte Schnittstellenprojekte

Neben der teilautomatisierten Integration der neuen Prozesse über ein Webfrontend werden innerhalb der Voltaris Anwendergemeinschaft derzeit auch die ersten vollintegrierten Schnittstellenprojekte umgesetzt. Bei den Stadtwerken Bad Kreuznach ist die vollautomatisierte Schnittstelle zum ERP-System Schleppen seit Mitte Mai im Produktiveinsatz.

Für die Schnittstellenanbindung bietet Voltaris den Stadtwerke-Partnern zwei Lösungen an. Die teilautomatisierte Integration erfolgt über ein mehrmandantenfähiges Webfrontend, welches auch die Folgeprozesse zum MDM/EMT-System und zum Gateway-Administrator (GWA) steuert. Das Webfrontend dient dabei als Connector für die manuelle und teilautomatisierte Datenübergabe zwischen dem Stadtwerk und Voltaris als GWA. „Der Vorteil der An-

wendung liegt darin, dass die Kunden – bei kleinen Smart Meter Gateway-Erfüllungsmengen oder zum Start in den intelligenten Messstellenbetrieb – kein eigenes ERP-Schnittstellenprojekt aufsetzen müssen“, erklärt Dr.-Ing. Stephan Röhrenbeck, Teamleiter Produktentwicklung und Projektmanagement bei Voltaris.

Vollautomatisierte Systemintegration

Für den durchgängig automatisierten Datenaustausch zwischen dem GWA/EMT-System und den kundeneigenen ERP-Systemen stellt Voltaris auch vollintegrierte Schnittstellen bereit. Die Entwicklung erfolgt in Zusammenarbeit mit den Stadtwerke-Partnern: Nach dem Aufbau einer gesicherten Kommunikationstrecke über das Verschlüsselungsprotokoll TLS (Transport

Layer Security) wird im ERP-Testsystem die Schnittstelle implementiert und konfiguriert. Anhand ausgiebiger Funktionstests erfolgt die Realisierung der Schnittstelle an das jeweilige ERP-System. Daraufhin erfolgt die Produktivsetzung, bei der die Konfiguration auf die Produktivschnittstelle übertragen und im Rahmen des Einbaus eines zertifizierten Messsystems in der Wirk-PKI-Infrastruktur final getestet wird. (ds)

www.voltaris.de

10.000 kostenlose Smart Meter

Anfang August hat der Ökostrom-Anbieter Stromdao die Aktion „10.000 Smart Meter“ gestartet. In Verbindung mit einem Currently-Ökostromtarif erhalten Kunden ein intelligentes Messsystem gratis. Die Aktion war auf 10.000 Geräte begrenzt und endete am 31.08.2021. (ds)

www.stromdao.de

Gateway-Standardisierung: BMWi beruft VDE-Energiefachleute

Das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) hat den VDE DKE Energie-Fachmann Alexander Nollau sowie den VDE FNN-Experten Frank Borchardt zu ständigen Mitgliedern des Ausschusses Gateway-Standardisierung nach §27 Messstellenbetriebsgesetz berufen. Aufgabe des Ausschusses ist die Weiterentwicklung der technischen Normen und Standards für die Digitalisierung der Energiewende, darunter technische Standards in den Bereichen Netze, Mobilität und Gebäude. Die beiden VDE-Experten aus der Normungsorganisation DKE (VDE DKE) und dem Forum Netztechnik/Netzbetrieb im VDE (VDE FNN) sollen für einen Zeitraum von drei Jahren ihr Fachwissen rund um die Normung, Standardisierung und Regelung einbringen.

Alexander Nollau, Leiter des Bereichs Energie bei der Normungsorganisation DKE Deutsche Kommission Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik in DIN und VDE, soll seine Expertise aus der elektrotechnischen Normung einbringen. Frank Borchardt, Senior-Projektmanager Metering und Digitalisierung bei VDE FNN, sieht die



Alexander Nollau (im Bild links) und Frank Borchardt wurden in den Ausschuss Gateway-Standardisierung berufen.

(Fotos: Alexander Nollau privat / Forum Netztechnik / Netzbetrieb im VDE, VDE FNN)

Aufgabe von VDE FNN im Ausschuss darin, das BSI im Verabschiedungsprozess für die Technischen Richtlinien zum Smart Meter-Gateway zu beraten. (ds)

www.vde.com

Netzwerk *Walter hilft* wächst

Als jüngster Kandidat haben sich die Versorgungsbetriebe Hann. Münden aus dem Landkreis Göttingen dem Verbund „Walter hilft“ angeschlossen und sich damit ein Mitspracherecht bei der Weiterentwicklung der Gesellschaft gesichert. Mit dem Beitritt wollen die Versorgungsbetriebe Hann. Münden die Prozesse im Submetering effizienter abwickeln und sich noch erfolgreicher am Markt etablieren.

Seit 2017 arbeiten Stadtwerke in der Interessengemeinschaft zusammen. Auf der Walter-Plattform werden die Prozesse im Messwesen automatisiert. Von den fernauslesbaren Zählern bis zu fertigen Abrechnungen geschieht alles auf einer Plattform, auf der sowohl das Stadtwerk als auch der Hausverwalter arbeiten. Dadurch soll die Heiz- und Betriebskostenabrechnung vereinfacht werden. Die Digitalisierung spart

Hausverwaltern Zeit und Geld und durch die Bündelung von Dienstleistungen bei den Stadtwerken hat der Hausverwalter einen Dienstleister weniger zu steuern. Die Stadtwerke haben dadurch einen stetigen Austausch mit ihren Kunden der Wohnungswirtschaft, der zu einer höheren Kundenbindung führen kann. Auch „Walter hilft“ und damit die übrigen Gesellschafter profitieren von dem Beitritt der Versorgungsbetriebe Hann. Münden, denn je mehr Stadtwerke das Portal nutzen und entsprechend Wohneinheiten in das System einfließen lassen, desto günstiger wird es für alle Beteiligten.

Im September dieses Jahres wird die Heizkostenverordnung novelliert, weil die



Seit dem 26.07.2021 zählen nun auch die Versorgungsbetriebe Hann. Münden zum „Walter hilft“-Verbund. (Foto: Walter hilft GmbH)

EU-Energieeffizienzrichtlinie die Fernablesbarkeit von Messgeräten bis spätestens 2026 sowie transparentere Nutzerinformationen verlangt. Über „Walter hilft“ wollen sich die Stadtwerke im zunehmenden Wettbewerb im Metering- und Submetering-Markt eine starke Position erarbeiten. (ds)

www.walter-hilft.de

Anzeige

SmartpackX >

Erprobt. Vollumfänglich. Sicher.*

Die Full-Service-Lösung für intelligente Messsysteme:

- > Gateway-Administration
- > Messwertempfang und -verarbeitung
- > Kundenportal
- > Gerätebeschaffung
- > SIM-Karten-Management
- > Messdatenmanagement

* nur 3 Jahre Laufzeit – auf Wunsch können Sie die Laufzeit auch verlängern

Sicher in
den Rollout
starten



Sie wollen mehr über SmartpackX erfahren? So erreichen Sie uns:

EnBW Energie Baden-Württemberg AG

EnBW Utility Services

vertrieb-us@enbw.com

www.enbw.com/geschaeftskunden

— EnBW

SüdOstLink vor dem Start

Kabelhersteller Prysmian bereitet die Verlegung von rund 500 Kilometern HGÜ-Erdkabel vor.

Über 5.100 Kilometer Gleichstrom-Erdkabel sollen ab 2026 Strom aus den Windkraftanlagen im Norden und Osten der Republik zu den Verbrauchern im Süden transportieren. Die Prysmian Group ist als einziger Kabelhersteller an allen drei deutschen HGÜ-Kabelprojekten – SuedOstLink, SuedLink und A-Nord – beteiligt. 2020 erhielt das Unternehmen den Zuschlag für die Realisierung jeweils von TenneT, TransnetBW und Amprion. Nun meldet die Prysmian Group, sie habe ihre Organisation für die Entwicklung vollständig eingerichtet und sei bereit, die Kabelproduktion zu starten.

Organisation ist aufgebaut

Um die Projekte bestmöglich zu unterstützen, eröffnete Prysmian drei neue Büros in Bayreuth, Würzburg und Wuppertal und hat ein Projektentwicklungs- und Managementteam mit über 200 Mitarbeitern zusammengestellt. Geleitet wird das Team von Alberto Boffelli, COO Project BU, und Heiko Dirks, Projekt- und Vertragsmanager für die drei Projekte. In Deutschland ist Prysmian bereits mit ca. 1.900 Mitarbeitern, sechs Werken in Nordenham, Schwerin, Berlin, Neustadt bei Coburg, Nürnberg und Wuppertal und vier F&E-Zentren vertreten.

Zu den wichtigsten von der Gruppe realisierten Offshore-Windparkprojekten gehören: BorWin2, BorWin3, DolWin3, HelWin1, HelWin2 sowie SylWin1. DolWin5 befindet sich derzeit im Bau. „Bei der Umsetzung der deutschen HGÜ-Kabelprojekte stehen



Die innovativen ± 525 kV-Kabel werden im französischen Gron produziert. (Foto: Prysmian Group)

Nachhaltigkeit und Sicherheit für uns im Vordergrund, und zwar über den gesamten Lebenszyklus jedes Produkts und aller Arbeitsschritte, von der Beschaffung der Rohstoffe bis zur Lieferung des fertigen Projekts“, so Hakan Ozmen, EVP Projects BU.

Produktion kann starten

Die Produktion des HGÜ-Kabelsystems SuedOstLink ist startklar. Das System hat die Typprüfung für den Kunden TenneT TSO GmbH erfolgreich absolviert und die Prüfkriterien gemäß der internationalen Normen erfüllt. Während des viermonatigen Testprogramms wurde das Kabelsystem auf seine mechanische Robustheit und elektrische Leistung untersucht. Prysmian wird ein ± 525 kV HVDC P-Laser Erdkabelsystem liefern, das auf einer Strecke von 270 Kilometer ab dem süddeutschen Anschlusspunkt Isar bei Landshut in Bayern verläuft und das erst-

mals eine übertragbare Leistung von über 2 GW auf einem einzigen System erlaubt. Die von Prysmian entwickelte P-Laser-Kablechnologie ist die nach Herstellerangaben erste zu 100 Prozent recycelbare Hochleistungsisolationstechnologie auf Basis von HPTE (High Performance Thermoplastic Elastomer) und senkt die CO₂-Emissionen in der Produktion um 30 Prozent.

Nachhaltigkeit im Fokus

Prysmian hat sich mit seiner „Climate Change Ambition“ klare Ziele gesetzt und das Vorgehen beschleunigt, um bis 2040 Netto-Null erreicht zu haben. Mit der Ankündigung der neuen Social Ambition-Ziele (die bis 2030 erreicht werden sollen), bekräftigt das Unternehmen außerdem sein Engagement für eine weltweit führende Rolle im Bereich der Nachhaltigkeit. (pq)

www.prysmiangroup.com



Neuer Vertriebsleiter bei Megger

Orhan Yildirim ist neuer Vertriebsleiter für den Hochspannungsbereich der DACH-Region beim Mess- und Prüfgerätehersteller Megger. Er verantwortet den Bereich vom 2020 bezogenen Megger-Standort in Aachen aus.

Yildirim verfügt über mehrere Jahre Erfahrung im Bereich Hoch- und Mittelspannung, zuletzt als Vertriebsmanager in der Bahnstrom-Versorgung. (ds)

www.megger.com

Anzeige

SuedLink: Zwei Konverteranlagen beauftragt

Die beiden verantwortlichen Übertragungsnetzbetreiber TenneT und TransnetBW haben den Auftrag zum Bau von zwei Konverterstationen in Brunsbüttel und Leingarten/Großgartach gemeinsam an Siemens vergeben. Das Vergabevolumen für beide Anlagen liegt bei mehreren Hundert Millionen Euro. Insgesamt beläuft sich das Investitionsvolumen für SuedLink auf rund zehn Milliarden Euro.

Die Konverter werden als sogenannter Rigid Bipol mit einer Nennwirkleistung von 2.000 Megawatt bei einer Nenngleichspannung von ± 525 Kilovolt (kV) ausgeführt. Dabei kommt die modulare Multilevel-Konverter-Technologie (MMC) mit Halbbrücken-Submodulen zum Einsatz. Dank VSC-Technologie können die Konverter neben der Wirkleistung auch die Blindleistung flexibel und schnell den jeweiligen Netzbedingungen anpassen.

Der Standort der Konverterstation in Brunsbüttel, im Vorhabenteil von TenneT, befindet sich in unmittelbarer Nähe zum Umspannwerk Brunsbüttel. Der Konverter in Leingarten/Großgartach ist auf dem Gelände des dortigen TransnetBW-Umspannwerks geplant. Der Rückbau einer 220-kV-Schaltanlage schafft die nötige Freifläche für den Konverter. (ds)

www.transnetbw.de



KUNDENSTATIONEN ANSCHLIESSEN

NETZRICHTLINIENKONFORM IN DIE MITTELSPANNUNG

WAGO bietet Stationsbauern und Systemintegratoren eine einfache Plug-and-Play-Lösung für die fernwirktechnische Anbindung von Kundenanlagen – gemäß VDE-AR-N 4110.



www.wago.com/kundenstationen

Foto: pixelio.de / Rainer Sturm



Dienstleistung der Netze Duisburg erfolgreich

Mit den Stadtwerken Hilden, MEGA Monheim und den Stadtwerken Dreieich beauftragen drei weitere Stadtwerke die „Rundum-Sorglos-Dienstleistung“ der Netze Duisburg zur Umsetzung von Redispatch 2.0.

Die fristgerechte Umsetzung bis zum 01.10.2021 von Redispatch 2.0 stellt viele Netzbetreiber vor eine große Herausforderung. Schließlich müssen auch kleinere Stadtwerke und Netzbetreiber vielfältige Datenlieferungsverpflichtungen und komplexe operative Prozesse bedienen können – auch wenn keine Netzengpässe im eigenen Netz existieren. Netze Duisburg hat daher gemeinsam mit dem Softwareanbieter Seven2Zone ein Dienstleistungspaket entwickelt, das nach Unternehmensangaben auch jetzt noch die fristgerechte Umsetzung der Mindestanforderungen ermöglicht. Die professionelle Umsetzung und Implementierung der Dienstleistung werden durch die Unterstützung der Unternehmensberatung E-Bridge Consulting GmbH aus Bonn sichergestellt. Neben der technischen Umsetzung wird auch die direkte Abstimmung mit Anlagenbetreibern unterstützt, von denen der zuständige Netzbetreiber umfangreiche Stammdaten erheben muss. (pq)

www.netze-duisburg.de

Lösung für Multi-Site-Unternehmen

Auch Unternehmen mit eigenen Erzeugungsanlagen ab 100 kW installierter Leistung müssen sich ab dem 1. Oktober 2021 zwingend am neuen Engpassmanagement beteiligen. Für diese Zielgruppe hat die Meine-Energie GmbH als Anbieter für kaufmännisches Energiemanagement eine Lösung entwickelt.

Die jeweiligen Messstellen an den unternehmenseigenen PV-Anlagen, Stromspeichern, BHKW oder Windkraftwerken werden dabei ebenso wie die bestehenden Verbrauchsstellen im Rahmen des Energiekontos auf dem Meine-Energie-Portal abgebildet. Meine-Energie übernimmt dann automatisiert die Übermittlung aller Stammdaten der jeweiligen Anlagen an den zuständigen Netzbetreiber. Auch die eventuelle Nichtverfügbarkeit der Erzeugeranlagen wird jeweils aktuell gemeldet. Damit müssen die Unternehmen nach Angaben des Anbieters keine weiteren Aktivitäten durchführen, denn im Rahmen des Duldungs- und Prognosemodells geht die Verantwortung für alle regelnden Eingriffe in die Erzeugung auf den jeweils verantwortlichen Netzbetreiber über.

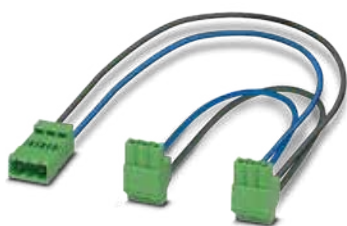
„Wir sehen derzeit im Markt, dass viele Anschlussnetzbetreiber versuchen, statt diesen Modellen das

Planwert- und Aufforderungsmodell zu empfehlen. Unternehmen sollten das jedoch auf jeden Fall zurückweisen, denn damit läge der komplette Steuer- und Regelungsaufwand in ihren Händen“, betont Nikola Felba, Vertriebsleiter der Meine-Energie GmbH. Sollte sich der Netzbetreiber in Sachen Redispatch 2.0 noch nicht bei den Unternehmen gemeldet haben, müssten diese den Kontakt dringend von sich aus herstellen.

Über das Energiekonto von Meine-Energie erhalten Multi-Site-Unternehmen gleichzeitig die Datenbasis für ein standortübergreifendes Energiecontrolling, die Erstellung von Energiebilanzen, das Verwalten von Kosten und Verbräuchen, die detaillierte Kosten- und Verbrauchsplanung, die Weiterverrechnung von Energiekosten, den Energieeinkauf sowie die Rechnungsprüfung. „Redispatch 2.0 bietet damit Unternehmen die Chance, sämtliche mit der Erzeugung und dem Verbrauch von Energie verbundenen Prozesse grundlegend in den Griff zu bekommen und gleichzeitig die gesetzlichen Vorgaben vollumfänglich zu erfüllen“, erklärt Nikola Felba. (pq)

www.meine-energie.de

**REDISPATCH
2.0**



Smart Meter einfach verbinden

Kabelsätze für Gateways und Steuerboxen

Netzwerkfähige Verbrauchszähler für Strom, Gas oder Wasser sind ein Baustein intelligent automatisierter Gebäude. Konfektionierte Steckverbinder bieten eine komfortable Plug-and-Play-Lösung für alle FNN-konformen Basiszähler, Gateways und Steuerboxen – selbst in anspruchsvollen Umgebungen.

Mehr Informationen unter phoenixcontact.de/smgw

„Wachhunde“ für das Verteilnetz

In Schleswig-Holstein werden Konzepte für den Adaptivschutz entwickelt und erprobt.

Schleswig-Holstein Netz erprobt im Kreis Steinburg mit Projektpartnern innovative Schutzsysteme für das Stromnetz der Zukunft. Schleswig-Holstein Netz beteiligt sich als zentraler Partner an dem Projekt ENSURE (neue EnergieNetzStruktur für die Energiewende), das Teil der auf zehn Jahre angelegten Kopernikus-Forschungsförderung des BMBF für langfristige Forschung zum Thema Energiewende ist. Aktuell arbeiten hier 21 Partner zusammen.

Lernende Schutzsysteme

Bildlich gesprochen, sind Schutzsysteme die „Wachhunde“ des Netzes. Sie messen Ströme und Spannungen in Schaltfeldern. Wenn zum Beispiel ein Bagger ein Kabel beschädigt und es dadurch zu einem Kurzschluss kommt, schlägt das System an – und schaltet den entsprechenden Bereich vorübergehend ab. Bislang lernen sie allerdings nicht dazu, sondern werden einmalig eingestellt und können anschließend auf Veränderungen im Stromnetz nicht mehr reagieren. Schleswig-Holstein Netz hat im Juli 2021 im Kreis Steinburg begonnen, erstmals lernende Schutzsysteme an verschiedenen Knotenpunkten in seinem Netz zu installieren und zu testen.

Die Schutzgeräte für den Adaptivschutz stammen vom Hersteller Siemens. Der Adaptivschutz selbst wird innerhalb des Energiekosmos ENSURE entwickelt und soll sich später im Betrieb eigenständig an die aktuelle Netzsituation anpassen. Die Idee: Ein zentrales, übergeordnetes Sicherheitssystem (Protection Security Assessment) überwacht die Schutzsysteme laufend, bewertet diese und sendet die Einstellparameter, die zur aktuellen Netzsituation ermittelt wurden, an die Schutzgeräte. Die „Wachhunde“ gehorchen also regelmäßig neuen Befehlen – und lernen dabei kontinuierlich dazu. „Dies ist besonders vor dem Hintergrund der Energiewende wichtig, da durch die Menge der regenerativen Einspeisung laufend neue Netzsituationen entstehen können“, erläutert Malte Schumacher, Projektmanager Kommunikations- und Leittechnik bei Schleswig-Holstein Netz.

Prof. Dr. Rainer Krebs, Leiter der Abteilung Protection Operation and Control System Studies bei Siemens PTI, sagt: „Nachdem wir bereits seit einiger Zeit am Adaptivschutz gearbeitet haben, freuen wir uns nun, dass wir jetzt gemeinsam mit Schleswig-Holstein Netz in die nächste Phase der Erprobung im Feld gehen können.“

Neues Messkonzept

Damit dies gelingen kann, kommen im Rahmen des Feldversuches erstmals satellitengestützte Messungen zum Einsatz. Die PMU-Geräte (Phasor Measurement Unit) liefern bis zu 50 Werte pro Sekunde, beispielsweise zu Spannung und Frequenz im Stromnetz. Dr. Malte Posewang, ENSURE-Projektleiter bei Schleswig-Holstein Netz, erläutert: „Über die PMUs erhalten wir genauere Angaben über den Netzzustand. Zusammen mit dem Adaptivschutz können wir Lösungen für eine steigende Grünstrom-Einspeisung erproben.“ Mit diesen neuen Messeinheiten werden kurz- oder mittelfristige Veränderungen im Stromnetz sichtbar und die Messungen an verschiedenen Netzpunkten vergleichbar, sodass die Forscher das Gesamtsystem besser beobachten können. Hiermit identifizieren und nutzen sie

Potenziale für den Anschluss weiterer EEG-Anlagen. Zudem können sie Maßnahmen des Netzausbaus besser analysieren und bewerten. Auch die „Wachhunde“ werden mit den PMU-Daten gefüttert, um sie zu trainieren und ihre Lernkurve zu beobachten. Während des Feldversuchs haben die neuen Schutzsysteme daher auch noch keinen Einfluss auf eventuelle Abschaltungen im Netz.

Repräsentative Region

Die Kernregion sowie die Umlandgemeinden im Kreis Steinburg wurden ausgewählt, weil dort die erneuerbaren Energien weit ausgebaut sind und alle wichtigen Infrastrukturen in Form von Strom-, Gas- und Wärmenetzen vorhanden sind. Außerdem weist die Region sowohl ländliche Gebiete als auch die Nähe zu städtischen Gebieten

auf. Damit ist die Region in Bezug auf verschiedene Erzeugungs-Verbrauchs-Strukturen in Deutschland sehr repräsentativ. Sie bildet verschiedene Verhältnisse zwischen Stromerzeugung und Stromverbrauch ab, die typisch für viele Regionen Deutschlands sind. Die Projektpartner gehen daher davon aus, dass sich die Ergebnisse des Feldtests auf ganz Deutschland übertragen lassen. (pq)



Im Umspannwerk Steinburg wurden insgesamt acht neue Schutzgeräte („intelligente Wachhunde“) eingebaut, die insgesamt bis zu 16 Schaltfelder bedienen könnten. (Foto: ©HanseWerk-Gruppe)

FlexQgrid: Intelligente Vernetzung von Strom, Wärme und E-Mobilität

Netze BW testet in Freiamt mit acht Partnern aus Wissenschaft und Industrie Lösungen für das Stromnetz der Zukunft.

Die Energiewelt von morgen ist weitgehend dezentral. Das gilt für Strom aus erneuerbaren Energien ebenso wie für die Vielfalt neuer Verbraucher wie Elektroautos und Wärmepumpen: Für das Stromnetz sind damit gerade in den unteren Spannungsebenen erhebliche Belastungen verbunden. Der Feldtest des Projekts flexQgrid soll nun zeigen, wie lokal erzeugter Strom aus erneuerbaren Energien durch gleichzeitige Nutzung von Batteriespeichern, E-Autos und Wärmestromanlagen in Ortsnetzen unterschiedlicher Struktur optimal ins Stromnetz integriert werden kann. Ziel ist es, Überlastungen im Stromnetz zu vermeiden, bevor sie auftreten.

Die 4000-Einwohner-Gemeinde Freiamt im Schwarzwald erprobt bereits seit einigen Jahren gemeinsam mit der Netze BW Lösungen für die Energiewende und war bereits Partner beim Vorgängerprojekt grid control. Am aktuellen Feldtest beteiligt sind 23 Haushalte in drei Niederspannungsnetzen, an die Photovoltaikanlagen, Batteriespeicher und flexible Verbraucher wie Wärmepumpen und Wallboxen für Elektrofahrzeuge angeschlossen sind. Die Haushalte verfügen über ein intelligentes Messsystem und eine Steuerbox sowie über ein Gebäudeenergie-Managementsystem, das den Eigenbedarf optimiert und auf Signale aus dem Netz reagieren kann. Hinzu kommen 31 zusätzliche Photovoltaik-Anlagen entlang eines Mittelspannungsstrangs. Im Minutentakt werden Messwerte aus den Ortsnetzstationen und von intelligenten Messsystemen an den Netzanschlusspunkten übermittelt. Sie sorgen für die erforderliche Transparenz im Netz und sind Grundlage für Engpasserkennung und Netzzustandsprognose.

„Um möglichst viel erneuerbare Energien und innovative Verbraucher in das Netz zu integrieren, setzen wir im Feldtest auf Smart-Grid-Technologien“, erklärt Alix von Haken, Leiterin des Feldtests. Mit Hilfe der Smart-Grid-Technologie werden alle Anlagen und die Situation im Stromnetz überwacht und gesteuert. Dies geschieht anhand einer so genannten „Netzampel“: Wird ein Engpass prognostiziert, tritt die „Gelbphase“ ein. Die Strommengen an den Netzanschlusspunkten werden so angepasst, dass der Übergang auf die Ampelfarbe „Rot“ und damit ein direkter Eingriff des Netzbetreibers vermieden werden kann. In der Gelbphase kann außerdem freie Netzkapazität automatisiert über einen Blockchain-basierten



In der Gemeinde Freiamt im Schwarzwald erprobt Netze BW Verfahren für das intelligente Stromnetz. (Foto: Netze BW GmbH / AndreasMartin)

Sekundärmarktplatz gehandelt werden. Dieser intelligente Ansatz ermöglicht es auch in Zukunft, bei gleichbleibender Versorgungssicherheit neue Anlagen schnell ans Stromnetz anzubinden.

Projektpartner der Netze BW sind Fichtner IT Consulting, Forschungszentrum Informatik (FZI), Karlsruher Institut für Technologie (KIT), Universität Stuttgart, PSI Software, Blockinfinity, Entelios sowie PRE distribuce. (pq)

www.netze-bw.de

Anzeige

ORMAZABAL
velatia

Technology for Your sustainable grid.

Smarte Lösungen für die Energieverteilung.
Kontaktieren Sie uns, wir beraten Sie gerne!

Ormazabal GmbH
Tel.: 02151 45410

vertrieb@ormazabal.de
www.ormazabal.de

Strategisch digitalisiert

Ein serienreifes Sensor-Board für Stromverteilkästen ist das Ergebnis eines beispielhaften IoT-Projekts bei der Kölner RheinEnergie.



Foto: iStock.com / phongphan5922

Sensoren, LoRaWAN-Netzwerk und IoT-Plattform – so lautet die vermeintlich einfache Formel für mehr Transparenz, Sicherheit und Effizienz in den unteren Spannungsebenen des Verteilnetzes. Doch bis aus diesem Grundkonzept eine praxistaugliche, breit anwendbare Lösung entsteht, sind viele komplexe Prozessschritte erforderlich. Das zeigt der Blick hinter die Kulissen eines aktuellen Projekts bei der RheinEnergie AG.

Sensorik im Ortsnetz

Der Kölner Regionalversorger hat sich zum Ziel gesetzt, zahlreiche Sensoren in seinem Netz zu verbauen und damit Mehrwerte für die Versorgung der Rheinmetropole zu schaffen. Aktuell – rund drei Jahre nach Beginn eines ersten Pilotprojekts mit der auf Digitalisierung spezialisierten Cassini Consulting AG – startet der Feldtest mit etwa 2.000 selbst entwickelten Sensor-Boards, die in den Stromverteilkästen montiert werden können. Die Sensoren überwachen 24 Stunden am Tag die Temperatur und Feuchtigkeit des Innenraums, mögliche Erschütterungen sowie die Tür des Stromverteilkastens. Die Daten werden stündlich und ereignisbasiert erhoben, wenn sich beispielsweise die Tür öffnet, verschlüsselt über das LoRaWAN-Netzwerk der NetCologne übertragen und per Schnittstelle an ein IoT-Hub auf der Microsoft Azure Plattform weitergegeben. Dort wer-

den sie grafisch aufbereitet und dem Fachbereich der RheinEnergie als Webanwendung zur Verfügung gestellt. Beim Überschreiten von Schwellwerten generiert das System zudem Alarmmeldungen und informiert den Fachbereich per E-Mail. Die erhobenen Messdaten sollen dazu beitragen, Störungen aufgrund von umgefahrenen Kabelverteilerschränken oder offenen Türen, oder Brandgefahr bei zu hohen Temperaturen, schneller zu erkennen. Zudem soll noch untersucht werden, ob man von den gemessenen Kabeltemperaturen auf die Auslastung des Stromkabels schließen kann. Dies ist künftig vor allem für die Planung und Genehmigung von Ladestationen oder Wallboxen relevant.

Von der Vision zum Anwendungsfall

„Bis wir zu diesem Ergebnis gelangt sind, waren wirklich komplexe Herausforderungen zu bewältigen“, erinnert sich RheinEnergie-Projektleiter Jan Geulen. Strukturiert und moderiert wurde das Projekt von der Cassini Consulting AG, die dabei ihre IoT-Thinking-Methode zugrundelegte. Nach einem gemeinsamen Brainstorming aller beteiligten Fachleute stieg man sehr bald in die konkrete Bewertung möglicher Anwendungen ein. „Wichtige Fragen sind hier natürlich neben der Abwägung von Aufwand und Nutzen auch die technischen Möglichkeiten respektive Limitierungen“, führt Jan Ge-

ulen aus. So eigne sich die LoRaWAN-Funktechnologie bei allen Vorteilen keineswegs für alle Aufgaben.

Schnell wurde klar, dass sich durch eine sensorbasierte Überwachung der Kabelverteilerschrank kurzfristig die größte Effizienzsteigerung erzielen ließe – bei gleichzeitig vertretbarem Aufwand. „Unsere insgesamt rund 18.000 Kabelverteilerschrank sind über das gesamte Stadtgebiet verteilt“, berichtet Geulen. Ein durchgängiges digitales Monitoring würde somit erhebliche Zeit im Entstörndienst und der Wiederversorgung sparen, Sicherheitsrisiken durch an- oder umgefahrte Schränke ließen sich minimieren. Zusätzlich soll auch die Netzdokumentation von den Sensordaten profitieren.

Make or buy?

„Nach der genauen Beschreibung des Use Cases – wobei wir die IoT-Thinking-Methode verwendeten – haben wir eine Make or Buy-Entscheidung für die Sensorik treffen müssen und dabei IoT-Anbieter in Europa und im Silicon Valley analysiert“, schildert David Geier von Cassini Consulting den nächsten Schritt. Anders als in vielen vergleichbaren Projekten entschied sich die RheinEnergie sowohl gegen eine schlüsselfertige IoT-Lösung als auch gegen eine eigene Softwareentwicklung. Vielmehr sollten die benötigten Bausteine, also Software



Das selbst entwickelte Sensor-Board misst und überträgt relevante Daten aus den Kabelverteilerschrank. (Foto: RheinEnergie AG)

und Hardware, von externen Dienstleistern nach den Vorgaben der RheinEnergie entwickelt und gefertigt werden. Auch hier unterstützte die Cassini Consulting AG mit einem IoT-Lastenheft für das Device, das für die Anforderungen der RheinEnergie – beispielsweise eine vorherrschende Temperaturumgebung bis zu 80 Grad – spezifiziert wurde. Bei der Frage nach der geeigneten IoT-Plattform galt es, auch die Mehrwerte für andere Unternehmensprozesse und Projekte zu betrachten. Die Wahl fiel schließlich auf die Microsoft Azure Plattform.

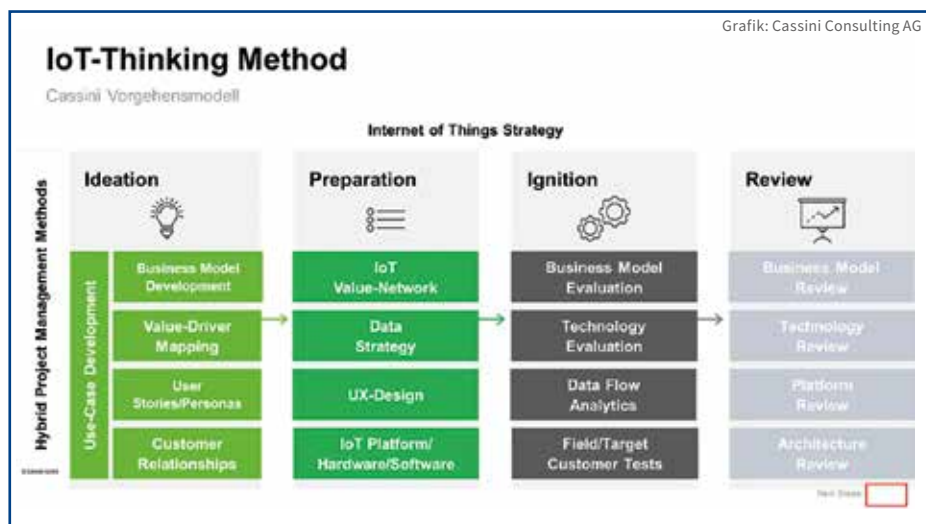
Komplexe Projektsteuerung

Für die Projektsteuerung wurde ein Ansatz gewählt, bei dem neben dem Auftragge-

ber auch spätere Benutzer sowie Lieferanten im Lenkungsausschuss vertreten sind. „Dadurch wird ein enger Austausch zwischen allen Beteiligten ermöglicht und die Benutzer und Kollegen, die den späteren Betrieb sicherstellen sollen, werden frühzeitig ins Projekt eingebunden“, führt David Geier aus. Da zu Beginn des Projektes noch nicht alle Fakten bekannt waren, wurde der systematische Projektmanagement-Ansatz durch agile Methoden ergänzt, um offener und flexibler mit geänderten Anforderungen im Laufe des Projektes umgehen zu können. Unter anderem zählten dazu regelmäßige Austauschmeetings und Retrospektiven sowie ein iterativer Ansatz bei der Produktentwicklung in mehreren Phasen.

Herausforderungen in der Umsetzung

Den Kölner Projektpartnern RheinEnergie und NetCologne kam im Verlauf die Aufgabe zu, eine funktionsfähige Systemarchitektur für das Digitalisierungsprojekt zu entwickeln. Konkret ging es dabei um zwei Herausforderungen, wie Jan Geulen berichtet: „Zum einen musste die IoT-Plattform unseres Entwicklungspartners NetCologne vertikal in unsere Cloud-Infrastruktur integriert und zum anderen eine horizontale Integration konzeptioniert werden, damit



die erfassten Sensordaten an die entsprechenden Fachanwendungen weitergegeben werden können.“ Hier gab es nicht nur Zuständigkeiten und Prozesse zu klären, sondern auch einiges an Entwicklungsarbeit zu leisten.

So erwies sich bei der Anbindung der IoT-Plattform an den Microsoft Azure IoT-Hub, die 1:1-Abbildung und das Onboarding neuer IoT-Devices 1:1 zunächst als schwierig. „Eine entsprechende Schnittstellenmusste erst entwickelt und neue Prozesse definiert werden, damit das Device-Management im Azure IoT-Hub als führendes System erfolgen konnte“, erläutert Jan Geulen. Weitere wichtige Schritte waren der Aufbau eines automatischen Monitorings für die IoT-Geräte sowie die Umsetzung von Prozessen für die Plausibilitätsprüfung der Sensorwerte. Beides ist unverzichtbar, damit wirklich nur dann Alarmer ausgelöst werden, wenn tatsächlich Handlungsbedarf besteht.

IoT im Probetrieb

In ersten Feldtests zeigte sich allerdings, dass IoT nicht gleich IT ist. „Etablierte und zum großen Teil automatisierte Prozesse für die Inbetriebnahme neuer Hardware oder das Erkennen und Beheben von Fehlern mussten erst einmal angepasst werden, damit sie auch zu den neuen Herausforderungen einer IoT-Umgebung passen“, schildert der RheinEnergie-Projektleiter. An dieser Stelle machte sich der iterative Ansatz bei der Produktentwicklung mit einem frühen Feldtest bezahlt, bei dem Teil-



In umfangreichen Praxistests wurde die Lösung optimiert. (Foto: RheinEnergie AG)

nehmer aus allen beteiligten Teams (Montage-Team, LoRaWAN-Team, Cloud-Team etc.) die Funktionalitäten teilweise vor Ort erproben konnten.

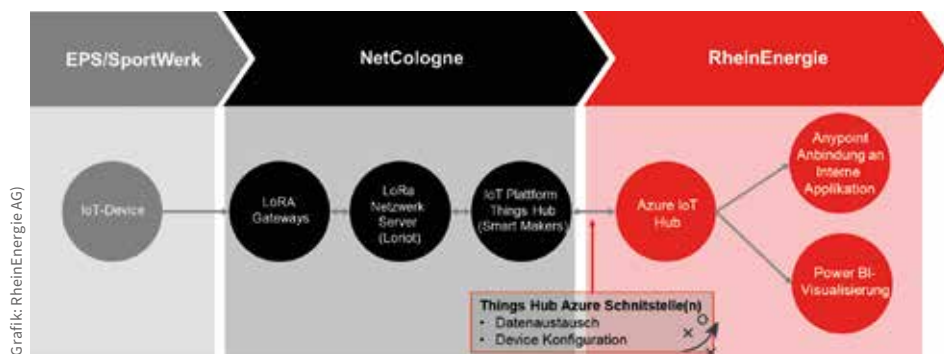
Kontinuierliche Tests der Technologie und der Datenprozesse folgten. „So konnten Fehler in einer frühen Entwicklungsphase erkannt und korrigiert werden, die das Projekt später im tausendfachen Rollout hätten gefährden können“, resümiert David Geier und Jan Geulen ergänzt gleich konkrete Praxisbeispiele: „Einmal wurde ein Kabelverteilerschrank angefahren, aber kein entsprechendes Event vom IoT-Device ausgelöst. Ursache war ein Fehler in der Konfiguration.“ Beim Auswerten der Sendestatistik fiel überdies eine Handvoll IoT-Devices auf, die viele eventbasierte Nachrichten für eine Türöffnung bzw. -schließung gesendet hatten. „Das lag daran, dass die Schwellwerte für den Abstandssensor zu

niedrig angesetzt waren“, berichtet Geulen. „Da es beim Einbau der IoT-Devices zu geringfügigen Schwankungen im Abstand kam, führte das bei ein paar Sensoren dazu, dass der erkannte Türzustand mehrfach hin und her gesprungen ist. Beide Fehler blieben im Labortest unentdeckt und machten einen Austausch der IoT-Devices vor Ort notwendig, da ein Remote-Softwareupdate im Projektdesign nicht vorgesehen ist.“

Ready for Rollout

Zwischenzeitlich sind nicht nur die Sensorboards serienreif fertiggestellt, auch die Datenübertragung und -verarbeitung in den internen Systemen der RheinEnergie läuft reibungsfrei. Dem Einbau der Hardware in zunächst 2.000 und langfristig über 18.000 Kabelverteilerschränke im Kölner Stadtgebiet steht nach Einschätzung des Projektleiters prinzipiell nichts mehr entgegen. Für den weiteren Ausbau der IoT-Lösung sollen nun die Prozesse zum Onboarding der Sensorboards automatisiert werden. Zudem plant das Projektteam, die Überwachung zu erweitern und eine automatische Alarmierung aufzubauen, die dann perspektivisch direkt über den Leitstand an den Mess- und Entstördienst übermittelt wird. (pq)

Projektbeteiligte und Architektur



(Grafik: RheinEnergie AG)

RheinEnergie AG, Jan Geulen,
50823 Köln, j.geulen@rheinenergie.com
Cassini Consulting AG, David Geier,
50733 Köln, david.geier@cassini.de





Foto: Westfalen Weser Netz GmbH, Karsten Socher

Leitungsreparatur aus dem Hubschrauber

Westfalen Weser Netz repariert Blitzschutzseile.

Es sieht spektakulär aus, ist aber vor allem absolute Präzisionsarbeit: Westfalen Weser hat westlich von Herford bei Eickum und Enger die Blitzschutzseile an den Spitzen der 110-kV-Hochspannungsmasten aus einem Hubschrauber heraus reparieren lassen. Aufgrund von Blitzschutzschäden und Verwitterung waren die Reparaturarbeiten notwendig geworden. „Bei unseren regelmäßigen Kontrollen stellen wir immer wieder fest, dass die widerstandsfähigen Seile an den Hochspannungsmasten durch Witterung und Blitzeinschlag beschädigt werden“, erläutert Franjo Senger, Leiter Stromanlagen & HS-Leitungen bei Westfalen Weser, die Hintergründe der aufwändigen Maßnahmen. Da in den Seilen auch Lichtwellenleiter integriert sind, die auch an Unternehmen zur Kommunikation vermietet werden, kann durch die Beschädigung auch wirtschaftlicher Schaden für Westfalen Weser entstehen. Bei den

Hubschraubereinsätzen werden neben den Seilschäden auch Vogelabweiser repariert oder neu ausgerichtet und orangefarbene Flugwarnkugeln ersetzt.

Westfalen Weser ließ deshalb jetzt vom Hubschrauber aus die Blitzschutzseile reparieren. Dabei sitzt der Monteur auf einem fest montierten Arbeitssitz in der Tür des Helikopters. Ein Schutzbügel schützt ihn vor dem Einklemmen zwischen Seil und Hubschrauber. Außerdem kann er sich bei Gefahr sofort ins Innere zurückziehen. „Vor einigen Jahren hatten wir schon einmal versucht, diese Reparaturarbeiten mit einer fahrbaren Hubarbeitsbühne zu erledigen. Doch das hat sich als zu aufwendig und ineffizient erwiesen. Allein schon, weil die Masten oft in unwegsamem Gelände stehen und kein sicherer Standplatz für die Hebebühne vorhanden ist“, erklärt Projektleiter Patrick Skibowski.

Während der Arbeiten wurden die jeweiligen Leitungsabschnitte spannungslos geschaltet, was jedoch keinen Einfluss auf die Stromversorgung hat. (pq)

www.ww-energie.com



CITEL

BLITZ- UND
ÜBERSpannungSSCHUTZ
FÜR ZÄHLERSCHRÄNKE

SINCE
1937



- VDE-AR-N 4100 konform
- Leckstromfreier Typ 1+2+3 nach IEC 61643-11 und EN 61643-11
- 10 Jahre Garantie
- Werkzeuglose Montage
- Kostengünstige Wartung durch einzelne Steckmodule
- Möglichkeit der Fernsignalisierung*
- Abgesicherter Spannungsabgriff zur Versorgung des RFZ und APZ*



10
years
WARRANTY

*ZPAC1-13VG-PRO-SU
Kombi-Ableiter Typ 1+2+3
mit erweiterter Ausstattung

ZPAC1-13VG-31-275
Kombi-Ableiter Typ 1+2+3

www.citel.de

Upgrade für die Netze

Über 1.000 Ortsnetzstationen werden bei der NSG Kassel aktuell mit moderner Messtechnik ausgestattet. Ein komplexes Projekt, denn die Anlagen sind teilweise über zwanzig Jahre alt und ganz individuell ausgestattet.

Die Städtische Werke Netz + Service GmbH (NSG) ist in der hessischen Stadt Kassel für den Betrieb von Strom, Gas- und Wasserleitungen sowie die Beleuchtung im öffentlichen Raum und das Breitbandnetz zuständig. Wie viele Netzbetreiber in Deutschland steht auch die NSG vor der Herausforderung, ein historisch gewachsenes Stromverteilnetz für die neuen Anforderungen der Energieversorgung zu ertüchtigen. Im vergangenen Jahr entschieden sich die Verantwortlichen, rund 1.000 Ortsnetzstationen zu modernisieren. Diese werden nun begutachtet und mit festem Umsetzungsschlüssel nach und nach einem Retrofit unterzogen. Fachliche Unterstützung leistet dabei die Horstmann GmbH. „Die Verantwortlichen in Kassel haben frühzeitig erkannt, dass mit der Entwicklung des Netzes modernere Messsysteme ein besseres Troubleshooting ermöglichen“, erläutert der Vertriebsverantwortliche André Schmidt. „Neue Geräte – etwa in Form von innovativen Kurzschlussanzeigern – machen die Fehlerlokalisierung deutlich schneller und exakter. Das bedeutet kürzere Ausfallzeiten in der Stromversorgung.“

Austausch mit Konzept

Die NSG plant, die installierten Kurzschlussanzeiger älteren Baujahrs nach und nach zu ersetzen. Da die Lebensdauer der Kurz-



Erfolgreiches Retrofit: Kurz- und Erdschlussrichtungsanzeiger sowie ein integriertes Spannungsprüfsystem in einer luftisolierten Schaltanlage
(Foto: Horstmann GmbH)

schlussanzeiger bei etwa zwanzig Jahren liegt, wurde entschieden, das Projekt in mehreren Phasen zu realisieren: Sobald die Altersgrenze erreicht wird, erfolgt der stufenweise Austausch – ein Konzept, das sich auch personell besser umsetzen lässt als eine komplette Erneuerung. André Schmidt berichtet: „Unsere Experten sollten nicht nur die benötigten Kurzschlussanzeiger und weitere Komponenten planen und zur Verfügung stellen, sondern auch die Installation und den Retrofit beratend und schulend begleiten.“

Historisch gewachsene Netze

Mit Blick auf die Technik standen dabei beide Partner vor großen Herausforderungen. Nicht nur die Varianz der verbauten Komponenten zeigte sich für die Horstmann GmbH als knifflige Angelegenheit, sondern auch die Vielfalt der einzelnen Ortsnetzstationen mit ihren individuellen und historisch gewachsenen Lösungen. „Teilweise sind noch

ölisolierte Kabel verbaut, die zum Ende der 1990er Jahre einen ähnlichen Standard darstellten wie heute Kunststoffleitungen“, sagt Schmidt. Dort waren seinerzeit optische Systeme (Opto F) der Horstmann GmbH verbaut worden, die im Zuge des Retrofit gegen ein weiterentwickeltes Modell neueren Baujahrs getauscht werden.

Wo die Umrüstung auf Kunststoffleitungen bereits erfolgt und ältere Kurzschlussanzeiger installiert waren, sollte jetzt auf eine moderne Lösung gewechselt werden: „Der technische Fortschritt der vergangenen Jahre in diesem Bereich ist erheblich“, berichtet André Schmidt. „Heute haben sich weit bessere und genauere Systeme etabliert, die in ihren Funktionalitäten exakt das abbilden, was die Städtische Werke Netz + Service GmbH sich für die Zukunft wünscht.“

Strategisch wichtige Stationen sollten zusätzlich mit Kurz- und Erdschluss-Richtungsanzeiger ausgerüstet werden. So können die Verantwortlichen in Kassel künftig Fehler und Fehlerort leichter und schneller

detektieren. In den gasisolierten Mittelspannungsschaltanlagen waren ältere Modelle oder noch gar keine Kurzschlussanzeiger verbaut.

Kapazitiver Spannungssensor

„Neben den SF6-Anlagen gab es aber auch luftisolierte Mittelspannungsschaltanlagen, wodurch die Anforderungen noch deutlich komplexer wurden“, erinnert sich der Vertriebsverantwortliche. Bei älteren luftisolierten Schaltanlagen fehlt nämlich meist die kapazitive Spannungsauskopplung. Diese Spannungsinformation wird allerdings für das System der Richtungsanzeige zwingend benötigt. Daher sollte bei diesen Anlagen eine kapazitive Spannungsauskopplung über den Einbau eines C1A2 Spannungssensors erfolgen. Dieses Bauteil ist aus Gießharz, in dem ein Kondensator vergossen ist. Üblicherweise ist eine Befestigung mit der gleichen Schraube möglich, mit der das Mittelspannungskabel an der Sammelschiene der Anlage angeschlossen ist. Dieses garantiert, dass mit Installation des Spannungssensors im jeweiligen Kabelabgang ein Spannungsabgriff möglich wird. „Das eröffnet wiederum die Option, den C1A2 mit dem Spannungsprüfsystem Wega zu verbinden. Statusmeldungen wie ‚Spannung vorhanden‘ beziehungsweise ‚Spannung nicht vorhanden‘ gemäß IEC 61243-5 können damit dauerhaft zur Anzeige gebracht werden“, fasst André Schmidt die Lösung zusammen. Servicetechniker erken-

nen jetzt unmittelbar nach Betreten der Schaltanlage, ob die Anlage unter Spannung steht oder nicht. Mit einer solchen Spannungsprüfung lassen sich die robusten luftisolierten Anlagen somit deutlich aufwerten, wobei zugleich die Personensicherheit in der Station erhöht wird.

LoRaWAN in Kassel

Für die Übertragung der Informationen der Kurzschlussanzeiger nutzt die NSG ein LoRaWAN-Netzwerk in Kassel und in den anliegenden Versorgungsgebieten. Alle für den Betrieb notwendigen Komponenten befinden sich im Besitz der NSG und werden entsprechend lokal betrieben. Dadurch soll sichergestellt werden, dass der Zugriff auf die Daten und die Systemsicherheit jederzeit gewährleistet werden kann.

Primär werden netzdienliche Überwachungs- und Steuerungsszenarien realisiert, so etwa das Übertragen und Rücksetzen von Kurzschlussanzeigern, das Auslesen von Betriebszuständen im Gas- und Wasser-Netz sowie die Überwachung von Betriebsstandorten. Zusätzlich wird derzeit das Monitoring von Umwelt- und Wetterdaten, der Ladeinfrastruktur, des Verkehrsraums sowie der Füllstände in Großcontainern umgesetzt. Auch soll die bestehenden Rundsteuertechnologie abgelöst werden.

Schulterblick des Experten

Das Projekt bei den NSG wird aktuell nach und nach durch eigene Mitarbeiter realisiert. Damit die Planungen der Horstmann GmbH exakt nach Vorgabe umgesetzt werden, bekommen die Mitarbeiter Hilfestellungen zur Vorgehensweise beim Retrofit.

Hier wird erklärt, welche Bauteile wie und wo in die Stationen implementiert werden müssen, über welche Funktionalitäten diese Komponenten verfügen und was in puncto Sicherheit zu beachten ist. Der Experte schaut ihnen quasi im Feld über die Schulter, gibt Tipps und leistet im Bedarfsfall Hilfestellung. „Während der vergan-



Gasisolierte Schaltanlage, aufgerüstet mit modernem Kurzschlussanzeiger und LoRaWAN.

(Foto: Horstmann GmbH)

genen Monate haben wir so mit der NSG gemeinsam optimale Voraussetzungen geschaffen, um weitere Projektabschnitte in der nahen Zukunft autark umsetzen zu können“, resümiert André Schmidt.

Leuchtturmcharakter

Für den verantwortlichen Experten bei der Horstmann GmbH hat das Projekt in Kassel exemplarische Bedeutung: „Es gibt viele Betreiber, deren Stationen bereits heute 20 Jahre und älter sind und die vor ähnlichen Herausforderungen stehen wie die NSG in Kassel.“ Mit dem Projekt in Nordhessen werde beispielhaft gezeigt, welche Optionen allen Netzbetreibern durch die Integration hochwertiger Technik und einen Retrofit offenstehen. Auch unter den erhöhten Anforderungen, wie etwa steigender Einspeisung von erneuerbaren Energien und höherer Lasten im industriellen Umfeld, ließe sich die Stromversorgung so auch zukünftig sicherstellen. Das Projekt in Kassel stehe auch beispielhaft für eine praxisorientierte Zusammenarbeit zwischen dem Kunden und dem Dienstleister. (pq)

Städtische Werke Netz + Service GmbH,

Harald Wetekam, 34123 Kassel,
harald.wetekam@netzplusservice.de

Dip.-Ing. H. Horstmann GmbH,

André Schmidt, 42579 Heiligenhaus,
andre.schmidt@horstmannngmbh.com



Der Spannungssensor C1A2-24 ist am Mittelspannungskabel auf der Sammelschiene installiert.

(Foto: Horstmann GmbH)

Mieterstromanlagen wirtschaftlich betreiben

Das Unternehmen ampere.cloud hat ein einheitliches Betriebssystem für sämtliche Erneuerbare-Energieanlagen entwickelt. Damit werden die Mieterstromanlagen der Stadtwerke Zeitz (SWZ) überwacht und ferngewartet.

Der Eigenverbrauch aus Photovoltaikanlagen bis 30 Kilowatt-Peak (kWp) ist von der EEG-Umlage befreit. Diese Regelung aus dem EEG 2021 macht auch Mieterstrom-Konzepte zunehmend attraktiv. Das Enertec-Start-up ampere.cloud und die Stadtwerke Zeitz arbeiten seit 2020 bei der Direktlieferung von Mieterstrom zusammen. Sie wollen damit einen Weg aufzeigen, wie die PV-Stromerzeugung unter der EEG-Novelle eine wirtschaftlich sinnvolle Zukunft haben kann. „Dies ist für uns

interessant, da wir als Stadtwerk innovative Wege suchen müssen, um bei Stromerzeugung und Stromverkauf mit überregionalen Stromanbietern preislich konkurrenzfähig zu sein“, so Heike Wolff-Georgi, Vertriebsleiterin der Stadtwerke Zeitz.

Kooperation über Netzwerkpartner

Wie nahezu alle Betreiber von Erneuerbaren Energieanlagen (EE-Anlagen) hatten auch die Zeitzer Stadtwerke mehrere Betriebs-

systeme parallel im Einsatz. Dies treibt zum einen die Kosten in die Höhe, zum anderen ist durch mehr Hardware die Störanfälligkeit höher und das Ausfallrisiko steigt, was wiederum Kosten für Wartung oder Neanschaffung nach sich zieht. Der Kontakt zwischen dem Energieversorger und dem Start-up kam über den Solartechnik-Hersteller Q Cells zustande, der neben dem PV-Projektierer Kintlein & Ose als Partner bei ampere.cloud von Beginn an mit im Boot war.

Technologiepartner für EE-Anlagenbetreiber

Das Unternehmen ampere.cloud wurde im April 2019 von Florian Strunck (CEO), Frederik Merz (CTO) und Erik Nitschke (CCO) gegründet. Ende 2020 ging ampere.cloud eine Partnerschaft mit EnBW ein, um die Direktvermarktung von Ökostrom zu ermöglichen. Das Berliner Start-up positioniert sich als Technologiepartner für alle Betreiber von Ökoenergieanlagen. Angesichts sinkender EEG-Einspeisevergütung müssen Anlagenbetreiber und Stromanbieter auf möglichst geringe Betriebskosten achten. Hinzu kommt, dass die aktuelle EEG-Novelle den Preiswettbewerb verschärft, denn die teilweise erforderliche Nachrüstung mit Zähler- und Steuerungstechnik in PV-Anlagen führt zu höheren Stromerzeugungskosten. Das trifft vor allem die kleineren kommunalen Energieversorger, konstatiert Florian Strunck: „Diese politische Lücke im neuen



Mieterstromanlagen in Zeitz: Der Versorger will pro Jahr zwei bis vier neue Anlagen in Betrieb nehmen.
(Foto: Stadtwerke Zeitz GmbH)



Über den Datenlogger cloud.log werden die Solaranlagen gesteuert und Daten, z.B. von den Wechselrichtern, an die Cloud-Plattform übertragen. (Foto: ampere.cloud GmbH)

EEG führt naturgemäß zu Kundenverlusten, wenn es keine technische Lösung gibt, die den Preisanstieg auffängt.“

Standardisierte Software erspart teure Hardware

Das von ampere.cloud entwickelte Betriebssystem umfasst Hard- und Software zur Steuerung, zum Leistungsnachweis und zur Strom-Direktvermarktung von sämtlichen Ökostromanlagen – unabhängig von ihrer Betriebsdauer und Größe oder von welchem Hersteller sie stammen. Dadurch

ist ampere.cloud in der Lage, alle Prozesse gebündelt umzusetzen, auch für die Fernwartung von EE-Anlagen oder Speichern.

Anstoß für die Produktentwicklung waren die Erfahrungen von zwei Gesellschaftern des Start-ups auf dem PV-Markt. Sie benötigten Datenlogger und ein Monitoring für die eigenen Anlagen und die ihrer Kunden bei Wartung und Betrieb. Auf dem Markt machten sie überwiegend teure Spezial-Hardware ausfindig, zudem waren viele Lösungen ausschließlich mit den Komponenten der jeweiligen Anbieter kompatibel.

Das Berliner Unternehmen setzt hingegen auf standardisierte Software und eine intuitive Konfiguration, wie der ampere.cloud-CEO erläutert: „Unser Datenlogger installiert sich in kürzester Zeit selbständig, die Anlage ist sofort betriebsbereit. Mit ihm reduzieren sich die personal- und zeitintensiven Wartungsarbeiten deutlich. Auch die Dokumentation wird durch unser Betriebssystem vereinfacht.“ Anlagenbetreiber können mit ampere.cloud laut Florian Strunck bis zu 30 Prozent ihrer Kosten einsparen. Bei den Stadtwerken Zeitz können Heike Wolff-Georgi zufolge allein etwa 60 Stunden pro Jahr eingespart werden, da „wir uns

nicht mehr für jede der elf Anlagen in ein eigenes Tool einwählen müssen“.

Datenlogger und Cloud-Plattform

Der Energieversorger organisiert nun seine gesamte Betriebsführung mit zwei Lösungen von ampere.cloud – dem Datenlogger/EZA-Regler „cloud.log“ und der Plattform „cloud.vision“. Der Datenlogger ist in den PV-Anlagen der SWZ verbaut, darüber wird die Anlage gesteuert und Daten, z.B. von den Wechselrichtern, an cloud.vision übertragen. Die Plattform überwacht die Anlagen permanent und autonom, Fehlermeldungen werden automatisiert erzeugt und an die Verantwortlichen versendet. Zudem organisieren die SWZ die gesamten Anlagendaten über die Plattform. Da alle Kernprozesse zur Betriebsführung in einer Plattform vorliegen, kann der Energieversorger die Kette angefangen vom Monitoring, über die Wartungseinsatzplanung und -durchführung bis hin zur Erstellung automatisierter Reportings effizienter gestalten.

Weitere Mieterstromanlagen geplant

Mit der Steuerungstechnik und dem Betriebssystem ist der Zeitzer Energieversorger in der Lage, Mieterstrom an seine Kunden direkt zu liefern. Hierbei kümmert sich ampere.cloud um die energetische und technische Überwachung. Die abrechnungsrelevanten Kernprozesse werden weiterhin vom Versorger durchgeführt, zudem bieten die Zeitzer einen speziellen Mieterstromtarif an. Für andere Kunden hat ampere.cloud indes auch die Fernauslesung der Zähler übernommen.

Aktuell haben die Stadtwerke Zeitz sieben Mieterstromanlagen am Netz, zwei weitere gehen noch 2021 in Betrieb und für weitere laufen die Planungen, bestätigt Heike Wolff-Georgi: „Unser Ziel sind pro Jahr zwei bis vier Anlagen.“ (ds)

Mieterstrom: Energie vor Ort erzeugen und verbrauchen

Mieterstrom wird durch eine Solaranlage, ein Blockheizkraftwerk oder eine Kombination beider Anlagentypen erzeugt und von den Mietern direkt im Gebäude verbraucht. Für Mieterstrom entfallen die Netzentgelte. Wird mehr Strom produziert als verbraucht, fließt der Überschuss ins öffentliche Netz und wird vergütet.

Stadtwerke Zeitz GmbH, Heike Wolff-Georgi,
06712 Zeitz, heike.wolff@stadtwerke-zeitz.de



ampere.cloud GmbH, Florian Strunck,
13189 Berlin, florian.strunck@ampere.cloud

Intelligentes Energiemanagement im Wohnbau mit flow von Hager

flow - das Haus Energiemanagement System sorgt rund um die Uhr für eine effiziente Nutzung der Energie.

Zwischen Energiebedarf und der Produktion von Solarstrom besteht oft eine zeitliche Verschiebung. Gerade dann, wenn besonders viel Energie benötigt wird, zum Beispiel in den Abendstunden, produziert eine PV-Anlage am wenigsten Strom und es muss auf vergleichbar teuren Netzstrom zurückgegriffen werden. Gleichzeitig wird über den Tag nicht verbrauchter Solarstrom, gegebenenfalls zu schlechten Konditionen, ins öffentliche Netz eingespeist. **Die Lösung: flow.**

Das Haus Energiemanagement System flow von Hager gleicht den zeitlichen Versatz zwischen Bedarf und Erzeugung aus. Drei Systemkomponenten – Energiespeicher, Energiemanager und E-Ladestation – sorgen dafür, dass selbst gewonnene Energie auch ideal genutzt werden kann. **Ganz nach dem Motto: Speichern, managen, laden.**

Speichern mit Effizienz

Der Energiespeicher speichert hauseigenen Solarstrom und stellt ihn für alle Bereiche des täglichen Lebens zur Verfügung. So lässt sich der Eigenverbrauch des selbsterzeugten PV-Stroms gezielt erhöhen, anstatt ihn – weniger lukrativ – ins Stromnetz einzuspeisen.

Der Energiespeicher ist ein All-in-one-System aus Wechselrichter, Batteriewandler und Batteriemodulen mit einer nutzbaren Kapazität von entweder 5,8 oder 11,6 kWh. Durch die DC-Kopplung entfallen zusätzliche Umwandlungsverluste und ermöglichen damit einen besonders hohen Wirkungsgrad.



Garantierte Qualität: Hager gewährt 10 Jahre Garantie auf 80% der Batteriekapazität und 5 Jahre Garantie für Wechselrichter und Batteriewandler.

Managen mit Intelligenz

Der Energiemanager ist das Gehirn von flow. Er kommuniziert mit den Verbrauchern im Haus und übernimmt die zentrale Steuerung der Energieflüsse im Haus. Dabei berücksichtigt der Energiemanager Verbrauchsprofile sowie verschiedene Tarife des jeweiligen Stromanbieters und bezieht aktuelle Wetterdaten mit ein, um angeschlossene Verbraucher intelligent zu steuern. Hoher Verbrauch wird in die PV-Erzeugungszeit verschoben, so dass der größtmögliche Anteil an selbsterzeugtem Strom genutzt werden kann.

Laden mit Sicherheit

Mit der Ladestation witty flow erfolgt das Laden des E-Autos mit Strom direkt aus dem hauseigenen Energiespeicher und der PV-Anlage. Der Energiemanager stellt Ladevorgänge mit maximalem Eigenverbrauch und minimalen Stromkosten sicher. Die Kommunikationsprotokolle entsprechen den neuesten Standards: So kommunizieren die Wallbox witty flow und das E-Fahrzeug über den internationalen Standard ISO 15118. Die Kommunikation über den offenen EEBus-Standard zwischen Energiemanager und der

Ladestation witty flow ermöglicht autarkes Laden mit überschüssigem und auch bereits gespeicherten Sonnenstrom. Die maximale Ladeleistung ist auf 11 oder 22 kW konfigurierbar.

Mit flow bietet Hager ein zeitgemäßes Energiemanagement System – made in Germany – und sorgt mit perfekt abgestimmten Systemkomponenten für minimalen Arbeitsaufwand bei der Installation und Inbetriebnahme.

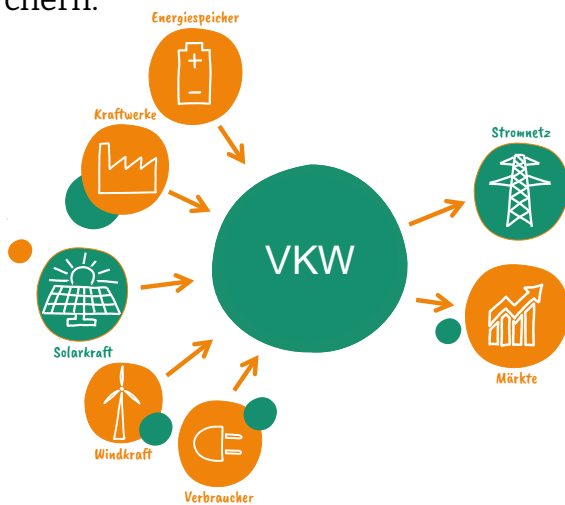
Mehr Infos unter: hager.de/flow

Hager Vertriebsgesellschaft mbH & Co. KG,
Melanie Hippler, Zum Gunterstal,
66440 Blieskastel, Deutschland,
T+49 6842 945 7251, presse@hager.de,
www.hager.de



Gestalten Sie gemeinsam mit uns Ihr Virtuelles Kraftwerk!

Auf den Punkt gebracht ist ein VKW ein technisch verknüpfter und gemeinsam gesteuerter Zusammenschluss aus verschiedenen dezentralen Energieerzeugungsanlagen, Speichern und Verbrauchern.



Wollen Sie auch zukünftig **überlebens- und wettbewerbsfähig** bleiben? Oder sogar **neue Geschäfts- und Erlösmodelle** erschließen?

Lassen Sie uns gemeinsam Ihre ungenutzten Potentiale entfalten und vollumfänglich eine ideale Koordination, Automatisierung und wirtschaftliche Betriebsführung erreichen. Damit werden Sie nicht nur als **Pionier der Energiewende** gesehen, sondern starten auch von der Pole-Position ins Rennen um den **Vorsprung im Energiemarkt**.



Was **bietet** Ihnen die Seven2one VKW Software Lösung?

- Flexible und gewinnbringende Vermarktung Ihres Stroms
- Effizientes Datenmanagement
- Zentrale Steuerungssystematik
- Fahrplanoptimierung und Flexibilisierung
- Bereitstellung und Direktvermarktung der Energie

- Monitoring, Planung und Kontrolle
- Einsparungen (CO₂, Zeit, Geld)
- Optimierung der Geschäftsprozesse und Integration von dezentralen Erzeugungseinheiten

Jetzt informieren:

www.seven2one.de/vkw



Lassen Sie uns sprechen!



Mahshid Alibeik
+49 721 62714-187
mahshid.alibeik@seven2one.de

seven2one
more than software



Kai Jacobsen, Leiter Unternehmenskommunikation bei Prokon.

(Foto: Prokon eG)

INTERVIEW

Die Stärke der Kooperation

Prokon ist mit fast 40.000 Mitgliedern Deutschlands größte Energiegenossenschaft. Heute liegt der Fokus auf Onshore-Windparks, die das Unternehmen plant, realisiert und betreibt. Aktuell umfasst das Portfolio 69 Windparks mit einer Gesamtleistung von über 790 MW in Deutschland, Polen und Finnland. Wir sprachen mit Kai Jacobsen, Leiter Unternehmenskommunikation.

Wie positioniert sich Prokon am Markt im Unterschied zum klassischen Versorger?

Prokon liefert 100 Prozent Windstrom direkt vom Erzeuger. Wir beziehen den Strom für unsere „Windstrom“-Kunden aus zwei ausgeförderten Windparks. Zusätzlich speisen unsere Anlagen jedes Jahr rund 700.000 MWh CO₂-freien Strom ins deutsche Stromnetz ein. Bei klassischen Versorgern kommt der Strom in der Regel von Kraftwerksbetreibern (Vorlieferanten) und eigenen Produktionsanlagen (z.B. Blockheizkraftwerke). Die großen Konzerne betreiben dafür einen Mix aus Atom- und Kohlekraftwerken und auch zunehmend Erneuerbaren Energien. Aber kein klassischer Versorger kann den Bedarf seiner Kunden zu 100 Prozent aus eigenen regenerativen Anlagen bedienen. Auch die meisten reinen Ökostromanbieter verfügen nicht über ausreichend eigene Erzeugungskapazitäten und müssen den Strom zukaufen. Zudem gehört Prokon keinen Kommunen oder Finanzinvestoren, sondern befindet sich vollständig in den Händen der beteiligten Bürgerinnen und Bürger.

Welche Formen der Bürgerbeteiligung bieten Sie an?

Die wesentlichste Form der Bürgerbeteiligung ist die Mitgliedschaft in der Genossenschaft. Die Mitglieder profitieren vom wirtschaftlichen Erfolg der Genossenschaft in Form einer Dividende. Zudem hat jedes Mitglied unabhängig von seinem Anteil eine Stimme in der Generalversammlung und bestimmt so den Kurs seines Unternehmens mit. Die Mitglieder engagieren sich auch in regionalen Beiräten und Arbeitsgruppen. Inzwischen gibt es mit der Energiegenossenschaft Windauf eG eine Schwester der Prokon eG, in der sich Mitglieder direkt an Windpark-Projekten beteiligen können. Bei einigen Windpark-Projekten ist auch eine direkte Beteiligung vor Ort möglich.

Welche Angebote haben Sie für Gewerbetreibende?

Wir bieten sowohl einen klassischen Gewerbestromtarif im Standardlastprofil als auch eine Direktbelieferung im Rahmen eines PPA an. Eine registrierende Leistungsmessung für Industriekunden können wir aktuell noch nicht anbieten.

Wie bewerten Sie die Rahmenbedingungen und Perspektiven für Energiegenossenschaften im deutschen Markt?

Die Energiewende ist maßgeblich von Bürgerinitiativen vorangetrieben worden. Mit der zunehmenden Bürokratisierung des EEG wurden die Rahmenbedingungen für die Energiegenossenschaften immer schwieriger. Die großen Energiekonzerne haben die Erneuerbaren Energien zunehmend als Geschäftsfeld entdeckt und dabei politische Regelungen in ihrem Interesse beeinflusst. Dennoch kann die Energiewende nur dezentral funktionieren und wird weiterhin auch von Idealisten ohne hohe Renditeerwartungen vorangebracht werden. Die Rahmenbedingungen müssen hier jedoch wieder unbürokratischer und fairer werden.

Welche Ziele verfolgt Prokon in den nächsten Jahren?

Prokons übergeordnetes Ziel ist es weiterhin, eine auf 100 Prozent CO₂- und atomfreie Energieproduktion hinzuarbeiten, an der möglichst viele Bürger partizipieren. Wir glauben an die Stärke der Kooperation und möchten eine feste und relevante Größe im Ökostrommarkt werden. Neben der Windenergie wollen wir uns auch breiter bei Photovoltaik und anderen regenerativen Energieformen aufstellen. Von unserer Kompetenz und Erfahrung sollen auch gerne andere (potenzielle) Betreiber erneuerbarer Energien profitieren, entweder im Bereich Projektentwicklung und Bau oder im Bereich Betrieb, Service und Wartung. (ds)



PROKON Regenerative Energien eG,
Kai Jacobsen, 25524 Itzehoe, info@prokon.net

**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 600 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 zukunftsicherer Smart-Grid- und Smart-Metering-Konzepte. EFR entwickelt Smart Meter Gateways (BSI-DSZ-CC-1000) und ist Anbieter von FNN-Basiszählern, mMe, iMys 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.

**GISA GmbH**

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

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

**Gossen Metrawatt GmbH**

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

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

**GreenGate AG**

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

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

**HORIZONTE-Group Aktiengesellschaft**

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

Dezentralisierung + Digitalisierung + Regulierung = Change

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

**IK Elektronik GmbH**

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

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



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

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



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

Die IVU ist mit über 20 Jahren Erfahrung ein etablierter und prozessorientierter IT-Consulting 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 – Energiemessstechnik vom Spezialisten

Janitza electronics GmbH ist ein deutsches Unternehmen, das seit über 30 Jahren in über 60 Ländern als Hersteller von Energiemessstechnik, 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 MaaS-Stäbe mit uns und profitieren von maximaler Flexibilität, sowohl kaufmännisch als auch prozessual.



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

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



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.



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.



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

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



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

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



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 vertrieblischen 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 vorkonfigurierten Branchenlösungen und -adaptem „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.

Ladeinfrastrukturösungen 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 beschäftigt. 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 EZE 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 2020 ein Umsatz von ca. 110 Mio. Euro erzielt.



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

VOLTARIS ist der Experte für alle Leistungen im klassischen und intelligenten Metering. Wir bieten Energielieferanten, Netzbetreibern und Industrie modulare Lösungen entlang der gesamten Prozesskette des grundzuständigen und wettbewerblichen Messstellenbetriebs: Gerätemanagement, Gateway-Administration, Mess- und Energiedatenmanagement für alle Markttrollen 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

Agora Energiewende	7	Forum New Economy	7	Prysman Group	30	Versorgungsbetriebe	
aktiver EMT GmbH	16-17	Fraunhofer IEE	4	PSI Software AG	35	Hann. Münden GmbH	29
ampere.cloud GmbH	2, 42-43	Fraunhofer IZFP	4	RheinEnergie AG	2, 36-38	Walter hilft GmbH	29
Amprion GmbH	30	FZI	35	rku.it GmbH	22	Westfalen Weser Netz GmbH ..	39
BDEW e.V.	6, 7	GP JOULE GmbH	17	Robert Bosch GmbH	18	ZENNER International	16-17
Becker Büttner Held	6	Hager SE	17	Schleswig-Holstein Netz AG ..	34	ZHAW	22
BlockInfinity GmbH	35	Hansewerk AG	34	SELC	20		
BMBF	34	Hanwha Q CELLS GmbH	42	Sevenzone			
BMVI	8, 10	Infineon Technologies AG	4	Informationssysteme GmbH ..	32		
BMWi	28	ITK Engineering GmbH	2, 18	Siemens AG	31, 34	ABB STOTZ-KONTAKT GmbH	
BSI	16, 28	ltron GmbH	20-21	SMATRICES GmbH & Co KG ..	2, 19	(Advertorial)	13
Bundesnetzagentur	6, 8	IZES gGmbH	17	Städtische Werke		Citel GmbH	39
c.con Management		KALORIMETA GmbH	3	Netz + Service GmbH	40-41	EnBW Energie	
Consulting GmbH	10-11	KIT	35	Stadtwerke Dreieich GmbH ..	32	Baden-Württemberg AG	29
Cassini Consulting AG	36-38	Kintlein & Ose GmbH & Co. KG ..	42	Stadtwerke Bad Kreuznach ..	28	Fastned Deutschland	
Citelum SA	20	LEW Verteilnetz GmbH	11	Stadtwerke Hilden GmbH	32	GmbH & Co. KG (Advertorial) ..	19
co.met GmbH	17	MEGA Monheimer Elektrizitäts-		Stadtwerke Velbert GmbH	22	Ford Werke GmbH	5
dena	8-9	und Gasversorgung GmbH	32	Stadtwerke Zeitz GmbH	42-43	Hager Vertriebsgesellschaft	
Horstmann GmbH	40-41	Megger GmbH	31	STROMDAO GmbH	28	mbH (Advertorial)	44
E-Bridge Consulting GmbH	32	Meine-Energie GmbH	32	swiss moonshot AG	22	Ormazabal GmbH	35
Ebusco B.V.	14-15	Minol-ZENNER-Gruppe	22	SWO Netz GmbH	4	Phoenix Contact	
EFR GmbH	26-27	Nationale Leitstelle		Tennet TSO GmbH	30, 31	GmbH & Co. KG	33
EnBW AG	2, 19, 42	Ladeinfrastruktur	9	TransnetBW GmbH	30, 31	PQ Plus GmbH	23
Windauf eG	46	NetCologne GmbH	36-37	TU Dortmund	10-11	Sevenzone Informations-	
Enertec GmbH	42	Netze BW GmbH	35	Universität Stuttgart	35	systeme GmbH	45
Entelios AG	35	Netze Duisburg GmbH	32	UScale GmbH	8	sig Media GmbH & Co. KG	52
EU-Kommission	6	Nordex SE	3	VDE DKE	28	Theben AG	3
Fastned	2, 12	Phoenix Contact		VDE FNN	28	WAGO Kontakttechnik GmbH ..	31
Fichtner IT Consulting GmbH ..	35	E-Mobility GmbH	14-15	Verband der TÜV e. V.	7	ZENNER International	
Forsa	7	PREdistibuce, a. s.	35	VKU e. V.	7	GmbH & Co. KG	25
		PROKON eG	2, 46				

Anzeigenindex

ABB STOTZ-KONTAKT GmbH	
(Advertorial)	13
Citel GmbH	39
EnBW Energie	
Baden-Württemberg AG	29
Fastned Deutschland	
GmbH & Co. KG (Advertorial) ..	19
Ford Werke GmbH	5
Hager Vertriebsgesellschaft	
mbH (Advertorial)	44
Ormazabal GmbH	35
Phoenix Contact	
GmbH & Co. KG	33
PQ Plus GmbH	23
Sevenzone Informations-	
systeme GmbH	45
sig Media GmbH & Co. KG	52
Theben AG	3
WAGO Kontakttechnik GmbH ..	31
ZENNER International	
GmbH & Co. KG	25

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 Widerrufs dieser Vereinbarung innerhalb von 10 Tagen Kenntnis genommen zu haben.

.....

Datum

2. Unterschrift

Impressum

AUSGABE	06.2021 – 20. September 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
VERTRIEB	Jennifer Strotkamp, Tel. +49 221 921825-71, strotkamp@sig-media.de Harald Gehlen, Tel. +49 221 921825-20, gehlen@sig-media.de
GRAFIK	Matthias Niemeyer, Tel. +49 221 921825-30 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 Urheberrechts-gesetzes ist ohne Zustimmung des Verlages unzulässig und strafbar. Dies gilt insbesondere für Vervielfältigungen, Übersetzungen, Mikroverfilmungen und die Einspeicherung und Bearbeitung in elektronischen Systemen. Mit der Annahme des Manuskriptes und seiner Veröffentlichung in dieser Zeitschrift geht das volle Verlagsrecht sämtlicher abgedruckter Beiträge inklusive darin enthaltener Fotos und Abbildungen für alle Sprachen und Länder einschließlich des Rechts der Vervielfältigung und Wiedergabe auf fotomechanischem oder ähnlichem Wege, im Magnetverfahren, Vortrag, Funk und 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.

Aus Smart City wird Klima Smart City!



Mittwoch, 27. Oktober 2021
Digitales Live-Event 9.00 -13.00 Uhr

Wie beeinflusst der Klimawandel die Realisierung der Smart City-Vision?
Die Smart City Werkstatt 2021 liefert Ihnen dazu
Fakten · Meinungen · Praxisbeispiele

Jetzt Termin vormerken und kostenlos registrieren!

powered by



www.smart-city-werkstatt.de

