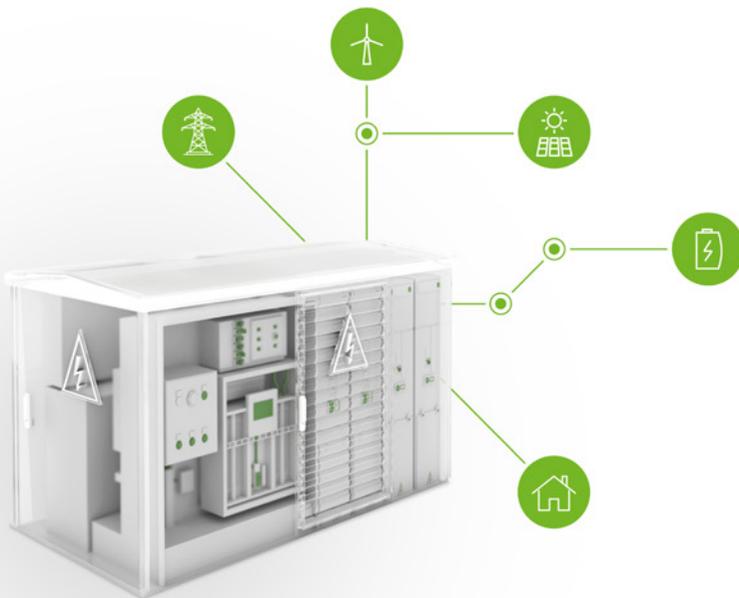


05.2021

JETZT ORTS- NETZSTATIONEN DIGITALISIEREN!



IT und Digitalisierung

Lenken über den Preis: Kunden-
lösung für flexible Tarife 24

Smart Metering

Mut zum Mehrwert: Vertrieb-
liche Ansätze zum Rollout 26

Netztechnik und -prozesse

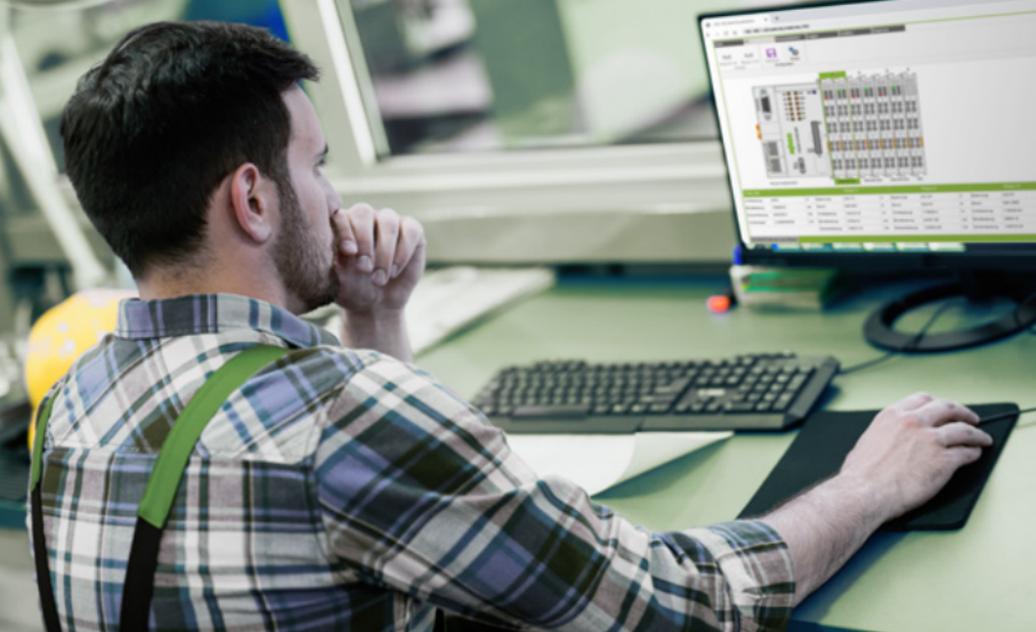
Gehirn für die Station: Die NGN
digitalisiert mit GridCal 30

Wartung und Service

Power Quality Messungen
bis 150 kHz: Nutzen und
Umsetzung 40

Sonderthema
**ERZEUGUNG
UND SPEICHER**

ab Seite 10



WISSEN, WAS IM NETZ PASSIERT

WAGO APPLICATION GRID GATEWAY

Bessere Netzzustandsbewertungen, ressourcenschonende Netzkoordination, effizienter Netzausbau: WAGO Application Grid Gateway unterstützt Betreiber von Energieverteilnetzen, ihren Netzbetrieb zu optimieren – einfach, sicher und zukunftsfähig!



Netzmonitoring von Mittel- und Niederspannung



Dezentrale Netzplanung, einfache Inbetriebnahme sowie nutzerfreundliche und adressatengerechte **Datenaufbereitung und -visualisierung**



BDEW-White-Paper-gehärtet und ISMS-konform

Mit WAGO Application Grid Gateway lässt sich eine Kleinferrwerktechnik in der Ortsnetzstationen schnell und einfach in Betrieb nehmen.



Mehr
zum Thema
finden Sie auf
Seite 34

05.2021

Energie neu denken

Was erreicht wurde und was besser werden muss



IT und Digitalisierung

Lenken über den Preis: Kundenlösung für flexible Tarife 24

Smart Metering

Mut zum Mehrwert: Vertriebliche Ansätze zum Rollout 26

Netztechnik und -prozesse

Gehirn für die Station: Die NGN digitalisiert mit GridCal 30

Wartung und Service

Power Quality Messungen bis 150 kHz: Nutzen und Umsetzung 40

Sonderthema
**ERZEUGUNG
UND SPEICHER**

ab Seite 10

AKTUELL 03

ZAHLEN & FAKTEN 09

SONDERTHEMA ERZEUGUNG UND SPEICHER

Energie neu denken 10

Messevorschau Husum Wind 2021 14

Messevorschau The smarter E Europe Restart 2021 .. 16

Schwimmende Windräder automatisiert 18

IT UND DIGITALISIERUNG

Nachhaltige Quartiere 20

Lenken über den Preis 24

SMART METERING

Mut zum Mehrwert 26

Frankenmetering agiert als gMSB und wMSB,
weitere Kurzberichte 28

NETZTECHNIK UND -PROZESSE

Gehirn für die Station 30

Wissen, was im Netz passiert 34

Sicheres Netzwerk 38

WARTUNG UND SERVICE

Power Quality-Messungen bis 150 kHz 40

Update für die Wirkschnittstelle,
Interview Dr. Andreas Aichhorn
Sprecher Automation GmbH 42

ELEKTROMOBILITÄT

Netzdienliches Laden am Arbeitsplatz 44

Finden statt suchen 46

„Parkhaus der Zukunft“ 48

ANBIETERVERZEICHNIS 49

UNTERNEHMENSINDEX, IMPRESSUM 53

ERZEUGUNG UND SPEICHER



10

Der Umbau unserer Stromerzeugung ist dringend erforderlich – und geht nach wie vor nur langsam voran. Theoretisch ist der Wandel zu schaffen.

Bild: petrmalinak / Shutterstock.com



20 | IT UND DIGITALISIERUNG

Im Forschungsprojekt MEMAP wird eine Softwareplattform entwickelt, die die Energieversorgung von Quartieren effizienter steuern soll.

Foto: Pavlo Glazkov / Shutterstock.com



40 | WARTUNG UND SERVICE

Viele Fachleute plädieren für eine Übernahme der Grenzwerte von 2 bis 150 kHz aus der aktuellen IEC 61000-2-2 in die EN 50160. Die MBS AG und die NEO Messtechnik GmbH bieten die nötige Messtechnik. Fotos: MBS AG



44 | ELEKTROMOBILITÄT

SWM Infrastruktur setzt am Firmenstandort von The Mobility House die Ladeinfrastruktur als steuerbare Verbrauchseinrichtung nach § 14a EnWG um.

Foto: The Mobility House GmbH

50,2 tv

Auf Sendung

Im Zuge von Veränderungen wird immer intensiv diskutiert – das gilt natürlich auch in der Energiewirtschaft. Auf unserem digitalen Kanal 50,2 tv haben wir nun eine neue Plattform für die aktuellen Diskussionen in der Energiewirtschaft geschaffen: Hier lassen wir Experten zu Wort kommen, bringen Meinungen und Stimmungen auf den Punkt und informieren zu den dringlichen Fragen der Energieversorgung – aktuell, fundiert und manchmal kontrovers.

Schalten Sie ein!

Energiegeladene TV-Talks

Im 50,2 tv-Branchentalk, dem ersten digitalen Infotainment-Format für die Versorgungsbranche beziehen profilierte Persönlichkeiten aus Branche, Politik, Wissenschaft und Markt Position zu aktuellen Themen der Energiewirtschaft.

Erfolgreicher Start

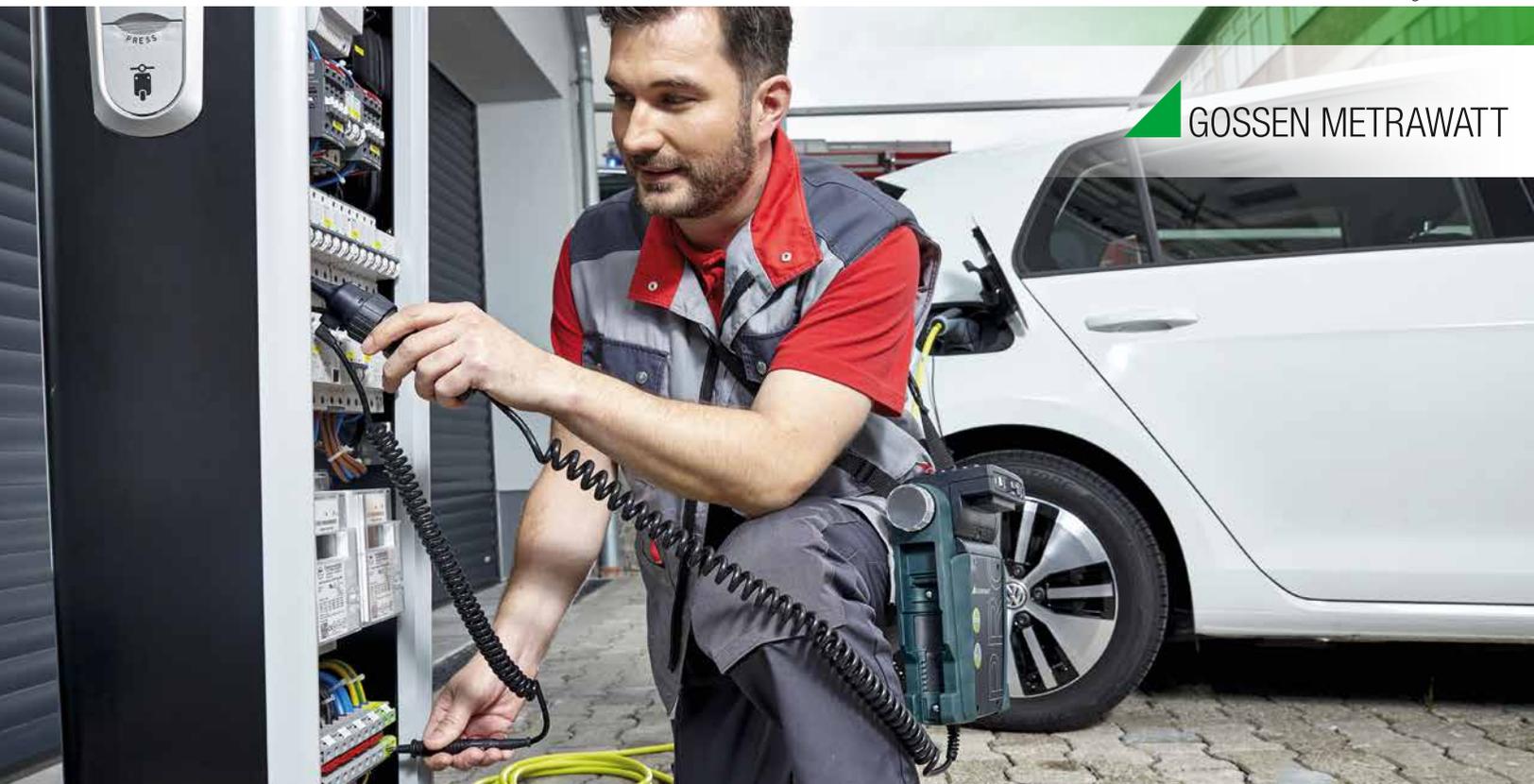
Zum Start am 7. Juli 2021 wurde die brisante Frage diskutiert, ob der Smart Meter-Rollout bereits gescheitert sei. Live im Studio Eric Kallmeyer, als Leiter des Geschäftsbereichs Metering bei Stromnetz Hamburg den erfolgreichen Smart Meter-Rollout sowie die daraus resultierenden Innovationsthemen in der Hansestadt verantwortet. Ein spannendes, inhaltsreiches Gespräch, fanden die Zuschauer und Zuschauerinnen. Mehr als 200 verfolgten die Sendung aus der Hamburger Elbphilharmonie live im Internet, die Aufzeichnung wurde bis heute rund 1.000 mal abgerufen.

Die nächste Sendung: 14.10.2021 Elektromobilität – Vision oder bald schon Realität? lotet das Spannungsfeld zwischen den vertrieblichen Chancen für Stadtwerke und Versorger, den Herausforderungen für Netzbetreiber und den politischen Rahmenbedingungen aus. Sie dürfen gespannt sein!

www.50komma2.de



Anzeige



MIT SICHERHEIT NORMGERECHT GEPRÜFT

Unsere Mess-, Prüf- und Diagnosetester geben Ihnen Sicherheit bei der Messung, Prüfung und Dokumentation der kompletten E-MOBILITY Ladeinfrastruktur bis hin zum Elektrofahrzeug.

PREMIUM MARKEN Partner 

www.gossenmetrawatt.com



Gaskraftwerk Knapsack in Deutschland.
(Foto: Statkraft AS, Fotograf: Oliver Tjaden)

INTEGRIERT

Wilken unterstützt bei Heizkostenabrechnung

Mit den Anwendungen der Wilken Software Group sollen Unternehmen der Versorgungs- und der Wohnungswirtschaft in der Lage sein, die neuen Vorgaben der Verordnung über Heizkostenabrechnung und die Energieeffizienzrichtlinie gesetzeskonform umzusetzen. Möglich wird dies durch eine integrierte Abbildung sämtlicher dazugehöriger Prozesse von der automatischen Ablesung der Zähler und Heizkostenverteiler über den sicheren Datentransfer mithilfe der P/5 SMGA-Suite. Die Wilken P/5 Heiz- und Nebenkostenabrechnung kann integriert mit den energiewirtschaftlichen Lösungen ENER:GY und künftig auch mit der NTS.suite eingesetzt, aber auch als alleinige Anwendung betrieben werden. Die Anbindung bestehender Abrechnungssysteme erfolgt über die etablierten Datenaustauschformate der Wohnungswirtschaft. (ds)

www.wilken.de



Wilken will Unternehmen der Versorgungs- und der Wohnungswirtschaft unterstützen, neue Vorgaben zur Heizkostenabrechnung zu erfüllen. (Foto: ri / pixabay.com)

GEBÜNDELT

BTC liefert Lösung für virtuelle Kraftwerke an Statkraft

BTC wird künftig die Steuerungslösung eines Virtuellen Kraftwerkes für Statkraft Markets, Tochterunternehmen des norwegischen Energiekonzerns Statkraft, zur Verfügung stellen. Zwei Gasgroßkraftwerke in Deutschland werden künftig Regelleistung im Verbund erbringen und mit dem BTC | Virtual Power Plant (VPP) gesteuert. Die Inbetriebnahme soll nach einem Stufenplan Ende 2021 beziehungsweise 2022 erfolgen. Die Lösung BTC | VPP ermöglicht dem Anbieter zufolge die Bündelung einzelner dezentraler Anlagen in einem virtuellen Kraftwerk, um diese gemeinsam steuern und überwachen zu können. Durch die Bündelung in einem Pool lassen sich BTC zufolge beispielsweise Regelleistungsabrufe effizienter und sicherer erfüllen.

BTC Control Center steuert Betrieb und Überwachung

Der Betrieb und die Überwachung der Gaskraftwerke erfolgen durch das BTC Control Center. Die Komponente erlaubt die Kommunikation und den Zugriff auf die Anlagen. Hier werden Daten aggregiert sowie Fahrpläne an die Anlagen verschickt. Darüber hinaus werden sämtliche Funktionen der technischen Betriebsführung wie beispielsweise Grenzwertüberwachung und Benachrichtigungen, Online-Zeitreihenviewer, Online-Daten-Viewer, das Anlegen von abgeleiteten Zeitreihen bedient. Der integrierte Poolregler verteilt die Regelleistungsabrufe der Übertragungsnetzbetreiber nach einem vorher konfigurierten Regel-Algorithmus auf die im Pool gesteuerten Gaskraftwerke von Statkraft.

Die Lösung wird von der BTC für drei Jahre zur Verfügung gestellt. Der Service umfasst neben dem reinen Betrieb und Hosting durch BTC auch die Einrichtung und Überwachung aller fachlichen Prozessschritte im Kontext der Regelleistungserbringung.

Eine besondere Herausforderung für die Realisierung der Lösung stellten laut den beiden Unternehmen die Sicherheitsanforderungen dar. Das von BTC entwickelte Sicherheitskonzept für Statkraft übertrifft demnach die IT-Mindestanforderungen für Regelreserveanbieter sowie die Anforderungen an KRITIS-konforme Systeme. (ds)

www.btc-ag.com

www.statkraft.de

VERNETZT

LoRaWAN: 10.000 Geräte in Hamburg installiert

Auf der LoRaWAN-Plattform von Stromnetz Hamburg, Element IoT, sind nun über 10.000 Geräte installiert. Das für den Datentransport erforderliche LoRaWAN-Netzwerk wird dabei durch über 60 Gateways realisiert, welche dem Netzbetreiber zufolge zu einer Netzverfügbarkeit von über 98 Prozent führen.

Diese Gateways sind überwiegend an Standorten von Stromnetz Hamburg, aber auch von Partnern wie Hamburg Wasser oder Gasnetz Hamburg installiert worden. Die Hälfte der Sensoren wird für Aktivitäten im Bereich Auslesen von verschiedenen Energiemedien aus der Ferne (Multi-Metering) und für den Einsatz im Bereich Ladeinfrastruktur für Elektromobilität mittels Parksensoren eingesetzt. Die andere Hälfte ist dem Drittgeschäft von Stromnetz Hamburg zuzuordnen, wobei hiervon Hamburg Wasser mit 2.500 Schachtwasserzählern auf der Basis von LoRaWAN einen Großteil abbildet. Gasnetz Hamburg setzt diese Technologie für Gasdruckregelanlagen und für das Energiemanagementportal ein. Nach dem einmaligen Aufbau eines gemeinsamen Netzwerkes ist jeder der acht städti-



Die LoRaWAN-Sensoren sollen in Hamburg auch im Bereich Ladeinfrastruktur eingesetzt werden. (Foto: Stromnetz Hamburg GmbH)

schen Partner in der Lage, seine spezifischen Daten eigenständig und sicher übertragen zu können.

Viele Anwendungsfälle befinden sich seit Start des LoRaWAN-Kooperationsprojektes in 2019 in Pilot- bzw. Rollout-Phasen. Für 2022 laufen die Vorbereitungen, um aus der Pilot- in die Nutzungsphasen überzugehen. (ds) www.stromnetz-hamburg.de/lorawan

Anzeige

Bringen Sie Windkraft effizient ins Hochspannungsnetz

Sie suchen einen wirtschaftlichen und sicheren Weg, Strom aus Windparks ins 110-kV-Netz einzuspeisen? Wir bieten Ihnen Ihre Lösung nach Maß: Die Windsteckdose der Netze BW – ein an Ihre Bedürfnisse angepasstes Umspannwerk, das wir in nur 12-14 Monaten inklusive Genehmigungsplanung schlüsselfertig für Sie errichten. Und auch die Betriebsführung übernehmen wir auf Wunsch gerne für Sie.

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

Wir kümmern uns drum.





Geprüfte Sicherheit CONEXA ist Re-Zertifiziert!

Sicher, Leistungsfähig und nun auch mit den Tarifeinwendungsfälle 9, 10 sowie 14. Die ideale Ergänzung dazu: unsere FNN-konforme Steuerbox und das Mehrwertmodul für flexible Applikationen.

Erfahren Sie mehr auf www.smart-metering-theben.de

Anzeige

VERBESSERT

Nordex begrenzt Verluste, Umsatz steigt

Der Windturbinen-Hersteller Nordex hat im operativen Geschäft die Folgen der Pandemie nach eigenen Angaben überwunden. Dank wieder anziehender Aktivitäten konnte das Unternehmen in den ersten sechs Monaten 2021 den Umsatz auf 2,7 Milliarden Euro erhöhen (H1/2020: 2,0 Milliarden Euro). Aktuell wirken sich die Rohstoffengpässe auf die Unternehmenszahlen aus. Unterm Strich verzeichnet Nordex ein Minus in Höhe von rund neun Millionen Euro. Im Vorjahreszeitraum stand noch ein dreistelliger Millionenverlust zu Buche.

Operative Entwicklung

In den ersten sechs Monaten 2021 hat die Nordex Group nach eigenen Angaben ihre Installationsleistung erneut erhöht und errichtete 775 Windenergieanlagen in 21 Ländern mit einer Gesamtleistung von 3,0 GW. Im Vorjahr waren es 610 Windenergieanlagen in 22 Ländern mit einer Gesamtleistung von 2,1 GW. Nordex bestätigte die Prognose für das laufende Geschäftsjahr. (ds)



Im ersten Halbjahr 2021 hat Nordex mehr Windenergieanlagen errichtet als im Vorjahreszeitraum. (Foto: Nordex SE)

www.nordex-online.com

ABGERECHNET

enviaM setzt auf automatisierte Rechnungsverarbeitung

Die envia Mitteldeutsche Energie AG (enviaM) hat gemeinsam mit Gisa die Bearbeitung von ein- und ausgehenden Rechnungen automatisiert. Dafür wurde ein Bearbeitungscenter auf Basis der Standardsoftware XFT Invoice Manager entwickelt. Allein auf der Eingangsseite könnten laut enviaM darüber nun rund 120.000 Rechnungen pro Jahr automatisiert verarbeitet werden.

Die Software XFT Invoice Manager steuert die maschinelle Bearbeitung sämtlicher Ein- und Ausgangsrechnungen und führt diese aus. Das Bearbeitungscenter ermöglicht das Monitoring aller kreditorischen und debitorischen Buchungsvorgänge so-

wie die Nutzung von automatisierten Plausibilitätsprüfungen und Kundenkorrespondenz. Auch die teilweise Dunkelbuchung von kreditorischen und debitorischen Rechnungs- und Zahlungssachverhalten im SAP-ERP-System ist inbegriffen, ebenso wie die Anbindung verschiedener Vorkontrollsysteme zum Erhalt von Buchungsdaten und deren Übergabe in den zentralen Rechnungsmonitor.

Insgesamt sollen in der Unternehmensgruppe der enviaM 50 Anwender im SAP-Rechnungswesen und rund 1.300 Freigeber von Rechnungen die automatisierte Rechnungsverarbeitung nutzen. (ds)

www.gisa.de
www.enviam.de

VEREINFACHT

Stadtwerke Duisburg: Bundesweites Angebot für digitales Leerstandsmanagement

Ein Mieterwechsel bedeutet für Vermieter und Unternehmen aus der Wohnungswirtschaft auch mit Blick auf die Energieversorgung oft einen hohen administrativen Aufwand. So muss der Vermieter die vollständige Abmeldung des Mieters beim örtlichen Netzbetreiber sicherstellen und neue Energielieferverträge für die Wohnung abschließen, um für die Zeit des Leerstands eine Energieversorgung sicherzustellen. „Diese Prozesse sind für den Vermieter zeit- und personalintensiv. Häufig sind sie auch fehleranfällig, weil lange Zählernummern und Zählerstände übermittelt werden müssen“, sagt Susanne Pfeufer, Leiterin Geschäftskundenvertrieb bei den Stadtwerken Duisburg.

Die Stadtwerke Duisburg AG hat deshalb ein automatisiertes, digitales Leerstandsmanagement entwickelt, mit dem das Leerstandsmanagement über einen einzigen Ansprechpartner abgewickelt wird. Die Stadtwerke Duisburg übernehmen die sichere Energiebelieferung und die Kommunikation mit den zuständigen Netzbetreibern.

Dafür müssen lediglich die entsprechenden Daten zur Wohnung über ein standardisiertes, digitales Eingabeformular eingegeben werden. Die Datenübermittlung wird dabei passwortgeschützt und über einen gesicherten Server abgewickelt. „Alles Weitere organisieren wir für den Vermieter. Sollten Zahlendreher oder andere Fehler bei der Dateneingabe passieren, erkennen wir das sofort und können umgehend reagieren“, sagt Maren Keßel, Teamleiterin Geschäftskundenservice und zuständige Projektleiterin für das Leerstandsmanagement. Die Datenübermittlung und -verarbeitung ist täglich möglich und wird automatisiert durchgeführt. Auch die Abmeldung des Leerstandsmanagements, wenn eine Wohnung wieder vermietet ist, funktioniert automatisiert über die neue digitale Lösung „Schon heute haben wir mehrere tausend Wohnungen über dieses System in der Belieferung und können sagen, dass die Digitalisierung und Automatisierung des Leerstandsmanagements für alle Beteiligten nur Vorteile bringt“, sagt Keßel.

Vor allem Vermieter und Immobilienunternehmen, die überregional aktiv sind, können von dem Angebot profitieren, da der Kontakt mit unterschiedlichen Netzbetreibern und Energieversorgern entfällt. Auch für regional tätige Unternehmen lohne sich das digitale Leerstandsmanagement ab etwa 30 Wohnungen. (pq)

www.stadtwerke-duisburg.de

Anzeige

14.–17. September 2021

 HUSUM Wind

Jetzt Ticket buchen unter:
husumwind.com/tickets

WIR DENKEN WIND WEITER.

THEsmarter
EUROPE



The Innovation Hub
for New Energy
Solutions
MESSE MÜNCHEN

06-08
OKT
2021

www.TheSmarterE.de

RESTART 2021

- Für eine erneuerbare, dezentrale und digitale Energiewirtschaft
- Sektorübergreifende Lösungen für Strom, Wärme und Mobilität
- Von neuesten Insights bis zu aktuellen Best-Cases
- Treffen Sie 20.000+ Energieexperten und 800 Aussteller auf vier parallelen Fachmessen

Werden Sie Teil der führenden Energiefachmessen und -konferenzen The smarter E Europe

inter
solar
connecting solar business | EUROPE

ees®
electrical energy storage

POWER
DRIVE
EUROPE

EMPOWER
EUROPE

Anzeige

GEMELDET

EES stellt neue Version vom Störmelder USM vor

Mit der USM Störmeldebox des Herstellers EES können Sammelmeldungen und Einzelmeldungen über standardisierte Protokolle wie IEC 60870-5-104 oder 61850 direkt in der Stationsleitebene oder Leitebene verarbeitet, abgebildet und weitergeleitet werden, um Verdrahtungsaufwand zu sparen. Die digitale Störmeldetechnik für Mittel- und Hochspannungsschaltanlagen erhält nun ein Update, das laut EES verbesserte IT-Sicherheit und das Meldebuch umfasst.

In kompakten Gehäuseabmessungen können dem Hersteller zufolge 8-48 Meldungen auf unterschiedlichsten Spannungsebenen mit einstellbaren Ansprechverzögerungen pro Kanal verarbeitet und jetzt auch im kostenlosen Meldebuch entsprechend registriert und archiviert werden. Das Meldebuch ist im Webserver darstellbar und umfasst sowie die Speicherungen von Informationen und auftretenden Fehlern über das Gerät (Syslog) als auch die Speicherung von kommenden und gehenden Alarmen. Der Meldungsspeicher umfasst nach Angaben von EES 100.000 Meldungen und ist als Ringspeicher ausgeführt. Ein Download der Daten zur Weiterverarbeitung in Excel ist ebenfalls möglich. Durch verschiedene Filtermöglichkeiten kann individuell auf die im Fokus stehenden Meldungen eingegangen bzw. ein Download vorgenommen werden.

Höhere IT-Sicherheit durch neue Features

Im Hinblick auf die IT-Sicherheit wurden neue technische Möglichkeiten genutzt, die einen noch sichereren Betrieb des USM im Netzwerk ermöglichen sollen. Darunter fällt sowohl die verbesserte Nutzerverwaltung mit erweiterten Konfigurationsmöglichkeiten als auch eine Up- und Downgrade-Möglichkeit von Versionen. Diese ermöglicht auch einen Import von Altständen aus vorhergehenden Firmware-Ständen, was bisher laut EES nicht möglich war. Die Angriffsvektoren wurden durch einen „Security by Design“-Prozess weiter eliminiert, wie EES informiert.

Die neuen USM werden alle mit der neuen Version ausgeliefert. Zudem bietet EES die Möglichkeit, ältere Versionen auf den aktuellen 4.0 Stand durch ein Upgrade zu bringen. (ds)

www.ees-online.de

Die neue Version des Störmelders USM umfasst neue IT-Sicherheit-Features und das Meldebuch.
(Foto: Janine Kyofsky Fotografie)



ZAHLEN & FAKTEN

Grafik: freepik (macrovector)



Auf rund **700 Mrd. kWh** wird der **Strombedarf** in Deutschland laut **BDEW-Berechnungen** bis zum Jahr **2030** steigen.

Zum Vergleich: **2019** betrug der Stromverbrauch **567,6 Mrd. kWh**, im Jahr **2020** lag dieser bei **545,3 Mrd. kWh**.

Um das Ziel der Klimaneutralität bis 2045 zu erreichen, sind dem BDEW zufolge bis 2030 hierzulande rund **14 Mio. Elektro-Pkw**, **fünf bis sechs Mio. Wärmepumpen** und **15 GW Elektrolysekapazität** zur Produktion von Wasserstoff notwendig.

www.bdew.de

Ökostrom

Rund **ein Viertel** der mehr als 10.000 Befragten einer E.ON Unternehmens-Umfrage erzeugt **Ökostrom** auf dem Firmengelände.

An der Spitze steht die **PV-Anlage mit 18 %**.

Es folgen **Biomasse-Blockheizkraftwerke mit 3,1 %** und **Windkraft-Anlagen mit 2,2 %**.

Über andere Anlagen, hierzu zählen **Wasserkraft oder Geothermie**, verfügen **3,7 %** der Unternehmen.

Klimaschutz und Kostenersparnis werden als zentrale Motive genannt.

www.eon.de

Deutschland Platz drei.

Einer vom europäischen Autoherstellerverband **Acea** veröffentlichten Erhebung zufolge liegt **bei E-Auto-Ladepunkten** in der EU auf

Mit rund **66.700 Ladepunkten** stehen demnach etwa 30 %

der EU-weiten Ladeinfrastruktur in den **Niederlanden**. In **Frankreich** können Elektroautos

an **45.800 Stationen** aufgeladen werden, in **Deutschland** an **44.500**. Insgesamt stehen in den drei

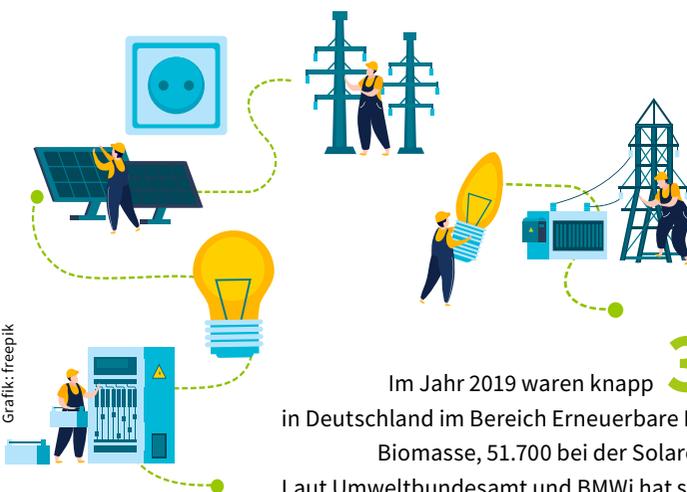
Ländern rund **70 %** der EU-weiten Ladepunkte.

www.acea.auto



Grafik: freepik

Grafik: freepik



Im Jahr 2019 waren knapp **300.000 Arbeitskräfte** in Deutschland im Bereich Erneuerbare Energien beschäftigt: 105.700 bei der Windkraft, 112.100 im Bereich Biomasse, 51.700 bei der Solarenergie, 24.500 in der Geothermie und 5.700 bei der Wasserkraft.

Laut Umweltbundesamt und BMWi hat sich die **Anzahl der Beschäftigten** im Bereich erneuerbarer Energien **gegenüber 2000 zwar verdreifacht**. Nach dem **Höhepunkt 2011** mit

416.800 Beschäftigten ging die Beschäftigung jedoch wieder zurück.

www.energieagentur.nrw

Energie neu denken

Der Umbau unserer Stromerzeugung ist dringend erforderlich – und geht nach wie vor nur langsam voran. Theoretisch ist der Wandel zu schaffen.

Der Report des Weltklimarats IPCC, der Anfang August der Öffentlichkeit vorgestellt wurde, lässt wenig Raum für Interpretationen: Wenn wir nicht schnell handeln, wird es auf unserem Planeten schon bald relativ ungemütlich. Dass diese Entwicklung auch unsere nächste Umgebung betrifft, haben die vergangenen zwei Monate ebenfalls eindrücklich gezeigt: Starkregen und Waldbrände haben in ganz Europa Menschenleben gekostet, Eigentum und Infrastruktur zerstört. Die wirtschaftlichen Schäden gehen in die Milliarden.

Auf dem Weg zur Begrenzung der Schäden spielt der Umbau der Energieversorgung eine zentrale Rolle: Ob der Kohleausstieg vorgezogen wird, entscheidet sich nach der Bundestagswahl. Sicher ist: Der Ausbau der Erneuerbaren und ihre Integration in die Netze ist eine der dringlichsten Aufgaben für die Energiewirtschaft – und die Politik, die hierfür einen geeigneten Rahmen schaffen muss.

Der Anteil Erneuerbarer Energien am Stromverbrauch im Jahr 2020 erreichte mit 46,2 Prozent einen neuen Höchstwert. Der Zuwachs im Vergleich zu 2019 betrug 12,3 Terawattstunden. Bis in zehn Jahren soll ein Zielwert von 65 (EEG 2021) beziehungsweise 70 Prozent (EU Green Deal) erreicht werden – prinzipiell ist das möglich.

Grüner Strom ist gefragt

Erfreulicherweise steigt die Nachfrage nach grünem Strom: Laut einer repräsentativen Umfrage im Auftrag von E.ON nutzen 27,6 Prozent der Deutschen zuhause Ökostrom und fast jedes Stadtwerk hat zwischenzeitlich Grünstromprodukte im Portfolio. Auch bei den gewerblichen Kunden steigt die Nachfrage. Zudem wächst in allen Verbrauchssegmenten das Interesse an eigenen Erzeugungskapazitäten: Einer weiteren E.ON-Umfrage zufolge haben fast ein Viertel (23,4 Prozent) der Unternehmen bereits erneuerbare Energien auf dem Firmengelände installiert. Produkte und Services für solche Projekte – von der privaten PV-Anlage über das Solar-Contracting für Gewerbetreibende bis hin zur Umsetzung von Bürgerwindparks – könnten mittelfristig ein überaus lukratives Geschäftsfeld für Stadtwerke und Netzbetreiber werden.

Die eigenen Investitionen der Versorger in den Ausbau der Erneuerbaren sind laut BDEW seit 2014 rückläufig, obwohl sich einige Akteure stark engagieren. So haben sich bei der RWE die Investitionen in neue Windkraft- und Solaranlagen sowie Batterieprojekte jetzt auf 1,8 Milliarden Euro verdoppelt, die aktuell im Bau befindlichen Projekte sollen 3,9 GW grünen Strom liefern. Die meisten Anlagen entstehen allerdings im Ausland.

Doch auch beim „heimischen“ Ökostrom geht es langsam bergauf – beschafft beispielsweise durch Power Purchase Agreements (PPAs) mit den Betreibern ausgeführter Anlagen. Auch innovative Ansätze wie etwa lokale Prosumer-Plattformen werden von einigen Versorgern erfolgreich erprobt. Aber wird der Ausbau der Erneuerbaren konsequent genug verfolgt?

Erneuerbaren-Quote Strom



* EEG 2021: treibhausgasneutrale Stromerzeugung im Jahr 2050; ** vorläufig

Quelle: ZSW, BDEW; Stand 04/2021

Erholung bei der Windkraft?

Während weltweit die installierte Windkraft-Leistung ansteigt, gibt es in Deutschland erst wenig Anlass zu Optimismus: Insgesamt wurden laut Erhebungen der Deutsche WindGuard im ersten Halbjahr 2021 deutschlandweit 240 Windkraftanlagen mit 971 MW Leistung in Betrieb genommen. Das sind zwar 62 Prozent Wachstum gegenüber dem Vorjahreszeitraum, gleichzeitig gingen jedoch 140 MW durch Stilllegungen vom Netz. Zum Vergleich: Zwischen 2014 bis 2017 wurden rund 3,5 bis 5,5 GW pro Jahr zugebaut. Die Ausschreibung der Bundesnetzagentur für Windenergie an Land zum 1. Februar 2021 war erneut deutlich unterzeichnet: Bei einer ausgeschriebenen Menge von 1.500 MW wurden 91 Gebote mit einem Volumen von 718 MW eingereicht.

Um die im EEG 2021 festgelegten Ausbauziele für das Jahr 2022 zu erreichen, wäre, Experten zufolge, ein weiterer Netto-Zubau von gut 1,2 GW an Land notwendig, auf See müssten bis 2030 zusätzlich etwa 80 GW bereitgestellt werden. Diese Ziele sind nicht besonders ehrgeizig und berücksichtigen auch noch nicht den erwarteten erhöhten Strombedarf bis 2030. Ob sie erreichbar sind, muss dennoch als fraglich gelten: Unklare Flächenausweisungen, komplizierte Planungs- und Genehmigungsprozesse, Artenschutzkonflikte und regelmäßige gerichtliche Auseinandersetzungen behindern den Ausbau nach wie vor massiv. Im eilig beschlossenen Bundesklimaschutzgesetz sind zwar Erleichterungen für das Repowering vorgesehen, viele andere Probleme werden aber nicht angegangen, wie auch Lothar Schulze, Vorstandschef des

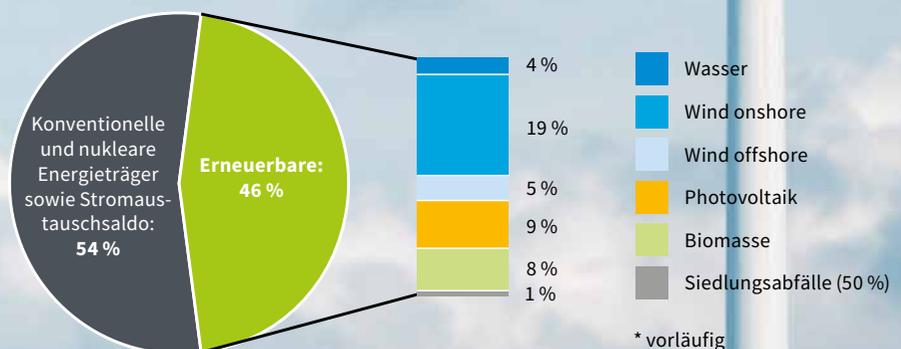
Wirtschaftsverbands Windkraftwerke bemängelt. Zudem sei die Bundesregierung noch weit von ihrem Ziel, zwei Prozent der Landesfläche Deutschlands für Windanlagen zu reservieren, entfernt. „Derzeit sind 0,9 Prozent der Fläche dafür ausgewiesen, doch nur 0,5 Prozent mit modernen Anlagen nutzbar“, so Schulze.

Baden-Württemberg hat mit einer Vermarktungsoffensive zur Verpachtung von landeseigenen Flächen im Wald reagiert. „Im Rahmen der Vermarktungsoffensive wird ForstBW neue, für eine Windenergienutzung geeignete Flächen identifizieren, interessierten Projektierern anbieten und nach einem eigens ausgearbeiteten Bewertungssystem verpachten“, berichtet Forstminister Hauk und fordert ein „situationsangepasstes und schlankes“ Verfahren für die Verpachtung. Ein weiteres positives Signal: Bei der landwirtschaftlichen Rentenbank verdreifachten sich im ersten Halbjahr 2021 die Finanzierungen für Windkraftanlagen auf 291 Mio. Euro.

CO₂-Bilanz Energiewirtschaft

Im Jahr 2020 lagen die CO₂-Emissionen durch Stromerzeugung in Deutschland laut BDEW bei 118 Millionen Tonnen und sind damit im Vergleich zum Vorjahr um 16 Prozent gesunken. Erhebungen der Agora Energiewende zeigen allerdings, dass mit der wirtschaftlichen Erholung die Kraftwerke bereits im ersten Halbjahr 2021 den Vorjahreswert um 20 Millionen Tonnen CO₂ übertroffen haben.

Beitrag der Erneuerbaren Energien zur Deckung des Stromverbrauchs in Deutschland 2020



Bruttostromverbrauch 2020:
545,3 Mrd. kWh*

Quelle: ZSW, BDEW; Stand 04/2021

Solarboom

Der Ausbau der Solaranlagen entwickelt sich dagegen gut: Laut dem Bundesverband Solarwirtschaft (BSW) wurden ein Viertel mehr Solaranlagen auf deutschen Dächern installiert als im Vorjahr, genau 184.000, mit einer Leistung von rund 4,9 GW. Bei der letzten Ausschreibung zum 1. Juni 2021 über 510 MW wurden 242 Gebote mit einem Umfang von 1.130 MW eingereicht, sprich: die Branche ist bereit für einen beschleunigten Ausbau. Vor diesem Hintergrund wurden im Klimaschutzgesetz die Ausschreibungsmengen für Photovoltaikanlagen ab dem kommenden Jahr um 4,1 GW auf insgesamt sechs GW angehoben.

Gestärkt wird der Photovoltaik-Ausbau durch die Initiativen einiger Bundesländer zur Erschließung von Dachflächen, auch innovative Konzepte wie Agri-PV, schwimmende Solar-Anlagen oder Bürger-Beteiligungsmodelle für die Erschließung öffentlicher PV-Flächen befinden sich in der Erprobung. Der BDEW fordert allerdings, dass der Betrieb von PV-Anlagen entbürokratisiert und attraktiver werden müsse: Die Anlagenbetreiber sollten die Wahl haben, ob sie den Sonnenstrom selbst verbrauchen, an der Börse oder in der Strom-Community vermarkten.

So positiv diese Entwicklung ist – allein durch den Ausbau der Solarenergie ist die Energiewende in unseren Breiten nicht zu schaffen.

Strombedarf

Stromverbrauchs-Prognose 2030 angehoben

Das BMWi hat im Juli 2021 seine Stromverbrauchsprognose für 2030 gesteigert. Dabei bezog sich Bundeswirtschaftsminister Peter Altmaier auf eine Studie des Prognos-Instituts, das den Verbrauch auf 645 bis 665 TWh beziffert. Der BDEW gab sogar 700 TWh an. Bislang ging die Bundesregierung von einem Strombedarf von 580 TWh im Jahr 2030 aus. Als wesentlichen Grund für die Anpassung der Prognose nennt die Bundesregierung den beschleunigten Ausbau der Elektromobilität von bislang 10 Millionen auf nunmehr 14 Millionen Elektroautos im Jahr 2030 aus sowie den Anstieg der in Neu- und Bestandsgebäuden verbauten Wärmepumpen. Ein weiterer Grund für die Anpassung ist der angestrebte Markthochlauf für die Erzeugung von Wasserstoff: Bis 2030 sollen 19 statt 14 TWh Wasserstoff produziert werden.

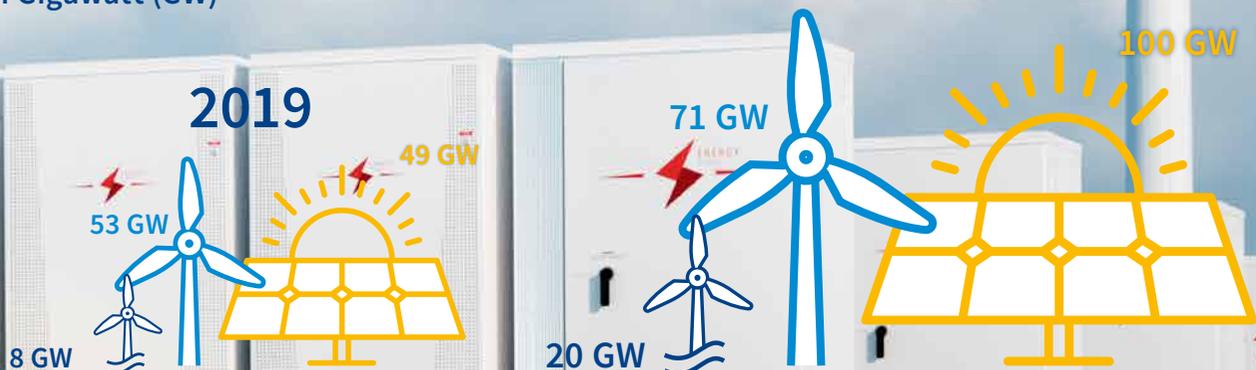
Und der Rest....

Und das ist nicht der einzige kritische Punkt, denn um aus der fluktuierenden Einspeisung eine zuverlässige „Stromautobahn“ zu machen, muss auch in den Netzen einiges geschehen: Neben dem Ausbau der Stromtrassen überall in Deutschland müssen die Verteilnetze transparent und die Stromflüsse steuerbar werden. Wir werden wirtschaftliche Stromspeicher, zuverlässige Kommunikationstechnik und dezentrale Prozesse, wie etwa Redispatch 2.0, Prosumer-Handel, Mieterstrom und Lastmanage-

ment brauchen. Die Versorger und Netzbetreiber wissen, was zu tun ist, aber sie benötigen dringend die entsprechenden Handlungsspielräume.

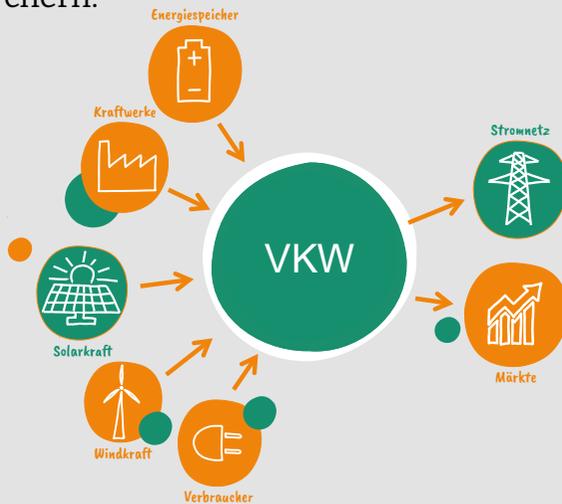
Die Coronakrise hat gezeigt, dass die Politik schnell und entschlossen handeln kann, wenn es notwendig ist – und, wo wir besser werden können. Zur Bewältigung der Klimakrise müssen wir diese Erfahrungen nutzen. Die Stromerzeugung spielt dabei eine Schlüsselrolle, denn für ein klimaneutrales Deutschland und eine klimaneutrale Welt brauchen wir viel sauberen Strom. (pq)

Ausbauziele für Windenergie und Photovoltaik bis 2030 in Gigawatt (GW)



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



Foto: Messe Husum & Congress GmbH & Co. KG



Datum: 14.09. - 17.09.2021

Aussteller: > 370

Ausstellungsfläche: 4 Messehallen
> 11.000 m²



[Zum Hallenplan](#)

Husum Wind 2021

Vom 14.09. - 17.09.2021 präsentieren über 370 Aussteller ihre Technologien und Lösungen rund um die gesamte Wertschöpfungskette der On- und Offshore-Wirtschaft in den Bereichen Anlagenbau, Service, Planung, Finanzierung und Betrieb, Anlagenkomponenten sowie Roh-/Werkstoffe. Die Husum Wind beleuchtet auch neue Konzepte, Anwendungen sowie Prozesse, Standards und Normen bei Repowering und Recycling von Windenergieanlagen. Zudem stehen in diesem Jahr die Sektorenkopplung sowie die Herstellung von Wasserstoff mithilfe von Windenergie im Fokus.

Das Ausstellerangebot im Bereich Sektorenkopplung und Netzintegration reicht von Netzanbindung sowie Netzbetriebs- und Netzsicherheit über Übertragungs- und Verteilnetztechnik bis hin zu Energiespeicherung und Smart Grid-Anwendungen.

Neuer Hallenaufbau

Die Husum Wind kann unter den aktuellen Bedingungen als Präsenzveranstaltung stattfinden. Nach eineinhalb Jahren pandemiebedingter Pause erwartet der Veranstalter Messe Husum & Congress etwa 8.000-10.000 Fachbesucher.

Das Hygienekonzept sieht vor, dass der Einlass nur mit einem gültigen Online-Ticket möglich ist. Für einzelne Messtage wird es Zeitslots mit Ticketkontingenten geben, um die Besucherströme kontrollieren zu können. Darüber hinaus werden die geplanten Hallen 1 und 2 in einer neuen großen Halle direkt am Haupteingang der Messe zusammengelegt, um ein Einbahnsystem für die Besucher zu schaffen. (ds)

www.husumwind.com

Forenprogramm

Die Teilnehmer der Foren und Panels befassen sich unter anderem mit neuen Wertschöpfungspotenzialen in der Lieferkette, Zuliefererthemen und mit der Bedeutung von Windstrom für die Wasserstoffwirtschaft.

Husum H2 and WindMatch 2021

Parallel zur Husum Wind und der einen Tag vor der Eröffnung der Messe stattfindenden Konferenz „Grüne Wasserstoff-Wirtschaft in den Regionen“ richtet das Enterprise Europe Network vom 13. bis 17.09.2021 eine internationale Kooperationsbörse aus. Teilnehmer können sich mit Fachleuten aus unterschiedlichen Ländern zu einem ersten Gespräch treffen, das sowohl virtuell als auch vor Ort auf der Galerie des Kongress Centrums stattfinden kann. Neben Teilnehmern der Konferenz sowie der Messe sind dies Unternehmer, die im Bereich Windenergie und Wasserstoff tätig sind.

Wer dabei sein möchte, muss lediglich ein englischsprachiges Kurzprofil seines Unternehmens erstellen und angeben, welche Kompetenzen angeboten bzw. gesucht werden. Anschließend müssen noch die Zeiten angegeben werden, an denen man für Gespräche virtuell oder vor Ort zur Verfügung steht. (ds)

www.husumwindmatch2021.b2match.io



watt_2.0-Forum

Ein vielfältiges Vortragsprogramm setzt der Erneuerbare-Energien-Branchenverband auch in diesem Jahr im Rahmen des watt_2.0-Forums (Halle 5, Stand B 47) um. In Zusammenarbeit mit Mitgliedsunternehmen und Kooperationspartnern werden Praxisberichte aktueller Projekte vorgestellt und Fachvorträge sowie Diskussionen angeboten. Zum Auftakt geht es am 14.09. um das Thema „Erneuerbare in allen Sektoren“. Im H2.0-Forum tauschen sich die Teilnehmer am 15.09. über „Klimaschutz und Wasserstoff“ aus. Am Donnerstag (16.09.) steht zunächst „Aktuelles aus dem Energierecht“, nachmittags dann „Industry meets Renewables“ im Fokus. Der Freitag (17.09.) steht im Zentrum von „Beruf/Bildung/Wissenschaft“. Das offene Forum richtet sich an die Fachbesucher der Branche, Windparkbetreiber, Projektierer, Hersteller, Wirtschaft und Industrie sowie an Institutionen und Politik und ist eingebettet in den watt_2.0-Gemeinschaftsstand. (ds)

www.wattzweipunktnull.de

Wind Industry & Green Hydrogen Forum / IWEF

Der Windindustrieverband und Innovationscluster WAB e.V. lädt dieses Jahr erstmalig zum neu geschaffenen „Wind Industry & Green Hydrogen“-Forum mit den Schwerpunkten grüner Wasserstoff, Windkraft und Wertschöpfung ein. Das Forum findet gegenüber des WAB-Gemeinschaftsstandes statt. Diskutiert werden am 14.09. - 15.09. die Nationale und die Norddeutsche Wasserstoffstrategie, die Bedeutung von Offshore-Wind für die wachsende Wasserstoffwirtschaft sowie Potenziale und Innovationen für Wertschöpfung und Beschäftigung entlang der Lieferkette. WAB-Mitglied PLARAD – Maschinenfabrik Wagner organisiert an derselben Stelle am Donnerstag (16.09.) das International Wind Energy Forum (IWEF).

Podiumsdiskussion des VDMA

Am Donnerstag (16.09.) veranstaltet die VDMA Arbeitsgemeinschaft Windindustrie von 12:50 bis 13:45 Uhr eine Podiumsdiskussion mit ihren Vorstandsmitgliedern zum Thema „Herausforderungen in der Lieferkette – Digitalisierung, Standardisierung und Nachhaltigkeit“.

Zusammen mit Zulieferern und Herstellern der Windindustrie werden aktuelle Herausforderungen rund um das Recycling von Windanlagen und deren Bestandteilen beleuchtet und Lösungen der Lieferkette diskutiert. (ds)

www.husumwind.com/programm

Die Husum Wind wird auch 2021 eine Plattform für den praxisnahen Austausch und zum Netzwerken bieten.

(Foto: Messe Husum & Congress GmbH & Co. KG)



Stand 2C08

Netze BW: Komplettpaket für den Netzanschluss

Bei den Ausschreibungen zur Onshore-Windenergie der Bundesnetzagentur ist erstmals seit langem ein Aufwärtstrend erkennbar, vielerorts gehen neue Windparkprojekte an den Start. Für den schnellen Anschluss solcher Anlagen an das Hochspannungsnetz hat der Dienstleistungsbereich der Netze BW GmbH ein weitreichendes technisches Lösungspaket für Windanlagenbetreiber entwickelt.

„Windsteckdose“

Im Mittelpunkt des Angebots steht ein standardisiertes 110/30- bzw. 110/20-kV-Einspeise-Umspannwerk unter dem eingängigen Namen „Windsteckdose“. Die Anlage, die als modularer Baukasten in verschiedenen Leistungsklassen (25/40/63 MVA) konzipiert ist, ermöglicht es auch, mehrere Windparks in einem einzigen Umspannwerk zu bündeln und damit die kostenintensiven Einzelanschlüsse ans Hochspannungsnetz zu vermeiden.

Full Service

Die Fachleute der Netze BW übernehmen dabei für den Windparkbetreiber auch die normgerechte Planung und Projektierung sowie die Genehmigung des Umspannwerks in Abstimmung mit dem örtlichen Netzbetreiber, errichten die Anlage auf Basis einer speziell für Erneuerbare-Energien-Projekte ausgearbeiteten Leistungsbeschreibung und führen schließlich die Funktionsprüfung und Inbetriebnahme durch. In Windparks in Baden-Württemberg kann zudem die Betriebsführung der Anlage – Wartung, Instandhaltung und Entstördienst mit 24-Stunden-Rufbereitschaft – übernommen werden.

www.netze-bw.de

Foto: Netze BW





The smarter E Europe Restart 2021

The smarter E Europe Restart 2021

Datum: 6. – 8. Oktober 2021

Veranstaltungsort: Messe München
(Hallen A4-A6, B4-B6)

Ausstellungsfläche: 66.000 m²

Aussteller: 800

Besucher: 22.000

Geländeplan



The smarter E Europe ist eine energiewirtschaftliche Plattform, die die Erzeugung, Speicherung, Verteilung und Nutzung von Energie sowie deren intelligentes und verknüpftes Zusammenspiel thematisiert. Im Fokus stehen sektorübergreifende Lösungen für Photovoltaik, Energiespeicher und Elektromobilität, Konzepte rund um das zukünftige Energiesystem, technische Innovationen sowie neue Geschäftsmodelle.

Seit 2018 vereint The smarter E Europe die vier Fachmessen Intersolar Europe (Leitmessen für die Solarindustrie), ees Europe (Fachmesse für Batterien und Energiespeichersysteme), Power2Drive Europe (Fachmesse für Ladeinfrastruktur und Elektromobilität) und EM-Power Europe (Fachmesse für Energiemanagement und vernetzte Energielösungen) sowie begleitende Konferenzen. (ds)

www.thesmartere.de

Intersolar Europe

Seit ihrer Gründung vor 30 Jahren hat sich die Intersolar zur Leitmesse für Hersteller, Zulieferer, Händler und Dienstleister der weltweiten Solarindustrie etabliert. Den Grundstein legte der damalige Student Markus Elsässer – heute Geschäftsführer des Veranstalters Solar Promotion – mit der lokalen Ausstellung „Solar '91“ als Reaktion auf das Reaktorunglück von Tschernobyl. Damals stellten fünf Solarfirmen ihre Produkte in der Stadthalle von Pforzheim vor. Mit dem Wachstum der Solarwirtschaft in den 90er-Jahren nahm die Zahl der Aussteller und Besucher kontinuierlich zu. Im Jahr 2000 zog die Messe nach Freiburg, stärkte ihre internationale Ausrichtung, änderte ihren Namen in Intersolar und hat seitdem mit der Freiburg Wirtschaft Touristik und Messe GmbH & Co. KG einen zweiten Veranstalter.

Integrierte Lösungen

2014 hat sich die Intersolar Europe mit der ees Europe verbunden, um Technologien, Produkte und Innovationen aus

The smarter E Award

Die Gewinner des The smarter E Award wurden am 21. Juli 2021 im Rahmen der The smarter E Industry Days per Livestream auf einer virtuellen Bühne gewürdigt – zusammen mit den Gewinnern der Innovationspreise Intersolar Award und ees Award. Viele Gewinner und Finalisten stellen ihre Lösungen auf der The smarter E Europe Restart 2021 vor.

Gewinner des The smarter E Award, Kategorie „Outstanding Projects“ (Auswahl)

- BayWa r.e.: Agri-PV-Anlage schützt Beerenproduktion.
- Siemens Gamesa Renewable Energy: Elektrothermischer Energiespeicher mit Vulkangestein. (ds)

www.TheSmarterE-award.com

Foto: BayWa r.e. AG



Foto: Siemens Gamesa Renewable Energy S.A.





Power2Drive Europe

Auf der Fachmesse präsentieren 69 Aussteller in Halle B6 ihre Ladelösungen und Technologien für Elektrofahrzeuge. Darüber hinaus werden die Wechselwirkungen zwischen Elektrofahrzeugen und einer auf regenerativen Quellen basierenden Energieversorgung thematisiert.

Fokusthemen und Sonderschauen 2021

Die Sonderfläche „Planet Electric“ deckt die komplette Bandbreite der Elektromobilität in Städten und Kommunen ab: Elektroautos, E-Busse im Nahverkehr, Carsharing mit elektrischen Transportern, geräuscharme Kehrmaschinen und andere Nutzfahrzeuge sowie elektrische Lkw und Lieferwagen im Gewerbebereich. Auf dem Parkplatz P7, unmittelbar neben dem Ausstellerbereich, können Fahrzeughersteller den Besuchern und Ausstellern ihre neuesten Modelle im Rahmen einer kostenlosen Testfahrt präsentieren. (ds)

www.PowerToDrive.de

Marktübersicht Ladesysteme

Die „Marktübersicht Ladesysteme“ der Power2Drive Europe, die in Zusammenarbeit mit cosmix, der Plattform für Ladeinfrastruktur, erstellt wurde, liefert Orientierung im wachsenden Ladeinfrastruktur-Bereich. Interessierte finden Antworten unter anderem auf folgende Fragen: Welcher Stecker, wie viel Ladeleistung und wie viele Ladepunkte werden unterstützt? Ist ein intelligentes Lademanagement vorhanden? Auf welche Weise lassen sich Ladesäule oder Wallbox in ein Gebäude-, Energie- oder Flottenmanagement einbinden? Die kostenlos downloadbare Marktübersicht unterteilt hierzu 110 Produkte nationaler und internationaler Hersteller in Ladesäulen und Wallboxen sowohl im AC- (Normalladestationen) als auch im DC-Bereich (Schnellladestationen). Die Produkte werden anhand der Kategorien Ladepunkte, Ladeleistung, Ladeanschluss und -management sowie der Konnektivität zum Backend charakterisiert. (ds)

www.powertodrive.de



Marktbeobachter gehen davon aus, dass Lademöglichkeiten zu Hause und beim Arbeitgeber noch stärker gefragt sein werden. (Foto: Solar Promotion GmbH)

den Bereichen Erzeugung und Speicherung von Erneuerbarer Energie unter einem Dach zu präsentieren.

Intersolar Europe 2021

In diesem Jahr fokussiert sich die Fachmesse für die Solarwirtschaft mit ihren über 240 Ausstellern auf die Bereiche Photovoltaik, Solarthermie, Solarkraftwerke sowie Netzinfrastruktur und Lösungen für die Integration Erneuerbarer Energien. Dabei liegt das Augenmerk besonders auf PV-Produktionstechnik. In Halle A5 stellen Aussteller ihre Lösungen und Produkte zur PV-Produktion, Automatisierungstechnik sowie Überwachungs- und Messtechnik vor. Darüber hinaus finden Foren, Konferenzen und digitale Events zum Thema PV-Produktionstechnik statt.

Gewinner des Intersolar Award 2021

- DuPont Teijin Films: PV-Rückseitenfolien aus Recyclingmaterial
- Goldbeck Solar: Modulares PV-Konstruktionssystem „MarcS“, unter anderem für die Landwirtschaft
- LONGi Solar Technology: Bifaziales Modul Hi-MO5 für große Solarparks (ds)

www.intersolar.de

ees Europe

Auf der Fachmesse für Batterien und Energiespeichersysteme treffen sich Hersteller, Händler, Projektentwickler, Systemintegratoren sowie Anwender von Batterietechnologien. Über 110 Aussteller präsentieren ihre neuen Produkte. Begleitend zur Fachmesse findet vom 6.–7. Oktober die ees Europe Conference statt, wo aktuelle Themen der Batterie- und Energiespeicherindustrie vertieft und diskutiert werden.

Fokusthemen: Batterieproduktionstechnik und Wasserstoff

Die ees Europe bietet 2021 erneut eine spezielle Ausstellungsfläche für den Bereich Batterieproduktionstechnik. In Halle B6 präsentieren die Aussteller ihre Fertigungslösungen, Automatisierungstechnik und Produktionsanlagen zur Herstellung von Batteriezellen, Batteriemodulen oder für die Systemmontage. Neuentwicklungen

bei Materialien für Kathoden, Elektrolyte oder Beschichtungen werden ebenso vorgestellt wie aktuelle Erkenntnisse aus Batterieforschung, Recycling und Batterietesting.

Im Bereich Green Hydrogen Forum & Expo in Halle B6 werden Konzepte, Lösungen und Produkte für die Wasserstoffwirtschaft vorgestellt. Ziel ist es, Anwendungen im Kontext Wasserstoff, Brennstoffzellen, Elektrolyse und Power-to-Gas schneller in die Märkte zu bringen.

Gewinner des ees Award 2021

- SAX Power: Digitale AC-Batterie für Energiespeicher und E-Mobilität
- Commeo: Energiespeicherlösungen für 48 Volt und Hochspannungsanwendungen
- Enphase Energy: Modulare Speicherlösung „Encharge“ (ds)

www.ees-europe.com



Um die Stromerträge aus Windkraft nachhaltig zu erhöhen, müssen neue Standorte erschlossen werden. Die aerodyn engineering gmbh hat mit nezzy² ein Konzept für Offshore-Standorte erarbeitet, deren Wassertiefe sich nicht für normale Fundamente eignet. Der jetzige Geschäftsführer und Physiker Sönke Siegfriedsen beschäftigt sich schon seit Anfang der 1980er Jahre mit der Entwicklung von Turbinen, heute konzipiert er gemeinsam mit Kunden innovative Windenergieanlagen. Eines der Projekte ist nezzy², eine auf einem schwimmenden Fundament installierte WEA.



Schwimmende Windräder automatisiert

Das Konzept von nezzy²

Bei nezzy² befinden sich auf dem Seeboden Betongewichte, die das Zentrum der WEA – eine halbtauchende Struktur – am Ende des Luvarms mit sechs Ankerketten an Ort und Stelle halten. Diese Struktur bildet das schwimmende Fundament der Windenergieanlage. Hergestellt wird sie aus vorgespannten Betonfertigteilen, die zusammen ein liegendes Ypsilon ergeben. Das schwimmende Fundament richtet sich automatisch durch die Windströmung aus. Auf dem Fundament sind die beiden Türme schräg aufgestellt – durch Abspannseile miteinander sowie mit dem Fundament verbunden. Momentan drehen dreiflügelige Rotoren, die alternativ entwickelten Zweiflügler warten noch auf ihre Erprobung. Große gelbe Schwimmer sorgen für die stabile Schwimmelage der Gesamtstruktur an der Wasseroberfläche. Um die Effizienz des Gesamtsystems weiter zu erhöhen, bringt aerodyn engineering hier gleich zwei gegeneinander abgespannte Windenergieanlagen auf der Plattform an. Anders als bei Onshore-WEA drehen bei nezzy² nicht die einzelnen Gondeln, sondern die gesamte oberseeische Anlage um ein im Luvarm eingebautes Mooring-Lager.

Nach umfangreichen Forschungsarbeiten wurde 2020 ein 1:10-Modell von nezzy², das zweimal 7,5 MW Energie erzeugen kann, gemeinsam mit dem Partner EnBW zuerst in einem See und schließlich im offenen Meer erprobt.

Unterstützt durch die offene PLCnext Technology von Phoenix Contact konnte ein innovatives Windkraft-Konzept seine Praxistauglichkeit beweisen.

Die kleine nezzy² entspricht in puncto Leistung und Funktionsumfang der 1:1-Version. Ihre geringere Baugröße bietet lediglich den Vorteil, dass sich die Seetauglichkeit der Windenergieanlage einfacher bewerten lässt.

Herausforderung für die Automatisierung

Neue Anlagenkonzepte erfordern ebenfalls neue Wege bei der Automatisierung. Die besondere Herausforderung beim nezzy²-Konzept liegt im synchronen Betrieb von zwei WEA und der parallelen Regelung. In der Applikation im Maßstab 1:10 setzt sich das Profinet-Netzwerk aus einem in der Messstation verbauten Profinet-Controller sowie zwei jeweils in der Pitchbox und im Umrichter installierten Profinet-Devices zusammen. Steuerungstechnisch hat sich Sönke Siegfriedsen hier für den AXC F 2152 aus dem offenen Ecosystem PLCnext Technology von Phoenix Contact entschieden. „Der AXC F 2152, der sich sowohl als Profinet-Controller als auch als -Device parametrieren lässt,

Ein Techniker kontrolliert die Steuerungstechnik in einer der Bojen.

(Foto: Phoenix Contact Electronics GmbH)





Foto: Phoenix Contact Electronics GmbH

wird im nezzy²-Projekt in dieser Form genutzt. So können bis zu acht Profinet-Devices in das Netzwerk eingebunden werden“, erläutert Dipl.-Wirt.-Ing. Carsten Schröder, Produktmanager Windpower, Phoenix Contact Electronics GmbH.

Für einen optimalen Betrieb der Windenergieanlage sind die beiden Turbinen synchron zu regeln und zu überwachen. Aus diesem Grund haben sich die Experten von aerodyn engineering und Phoenix Contact für den Aufbau zweier komplett identischer Systeme ausgesprochen, die in der Parametrierung ebenfalls stets völlig synchron laufen. „Somit verfügt jede der beiden Turbinen über ein eigenes Automatisierungssystem mit der entsprechenden Performance“, erklärt Schröder. Aufgrund einer speziell entwickelten Web-Visualisierung lassen sich die WEA für den Anwender als ein Kraftwerk darstellen. nezzy² besteht

also aus zwei autark arbeitenden Windenergieanlagen, die als ein System betrachtet werden können.

Robustes Security-Gerät

Damit sich das komplexe System auch aus der Ferne regeln lässt, ist nezzy² mit einem Datensammler ausgestattet worden. Die rund 400 Datenpunkte der beiden WEA sowie der Sensoren an den Abspannseilen und dem Fundament werden im Abstand von jeweils zehn Millisekunden abgefragt und synchron verarbeitet. Um diese Datenmenge auffangen und ausführen zu können, kommt eine weitere Steuerung AXC F 2152 zum Einsatz. Der Controller stellt darüber hinaus die Kommunikation zur Security Appliance FL mGuard sicher, welche die Daten anschließend an die Fernüberwachung weiterleitet. Carsten Schröder: „Bei den mGuard-Geräten handelt es sich um robuste Security-Komponenten, die Firewall-, Routing- und VPN-Funktionen zum Schutz vor Cyber-Attacken und ungewollten Störungen umfassen. Durch das engmaschige Remote Monitoring lässt sich die Windenergieanlage bestens kontrollieren und die Parametrierung im Bedarfsfall optimieren.“



In der Steuerungszentrale werden die 180 Sensoren erfasst, überwacht und das Verhalten der Anlage optimiert.

(Foto: Phoenix Contact Electronics GmbH)



Die PLCnext-Steuerung AXC F 2152 lässt sich flexibel um die jeweils benötigten Standard- und Funktionsmodule erweitern.

(Foto: Phoenix Contact Electronics GmbH)

Einfache Integration

Wie erwähnt, verwendet aerodyn engineering zur Hauptsteuerung ebenso wie für den Pitch und den Datensammler Controller aus dem Ecosystem PLCnext Technology. „Die Geräte kombinieren die Sicherheit und Zuverlässigkeit der klassischen SPS-Welt mit der Offenheit und Flexibilität intelligenter Komponenten. Daher ist es möglich, Automatisierungsprojekte ohne die Einschränkungen proprietärer Systeme zu implementieren. Die PLCnext Controller bieten die SPS-typische Echtzeitleistung und Datenkonsistenz auch für Hochsprachen und modellbasierten Code“, stellt Carsten Schröder heraus. Sönke Siegfriedsen hat ferner überzeugt, dass sich Open-Source-Software, Apps und zukünftige Technologien einfach in die Steuerungen integrieren lassen. „Wir können die vorhandenen SPSen also schnell an veränderte Rahmenbedingungen anpassen und brauchen nicht ständig neue Geräte anzuschaffen“, so der WEA-Pionier. „Interessant ist ebenfalls die direkte Cloud-Verbindung des AXC F 2152, sodass Daten nicht mehr on the edge gespeichert und analysiert werden müssen.“

Zudem erlaubt die PLCnext Technology eine schnelle Anwendungsentwicklung, denn mehrere Mitarbeiter können gleichzeitig und unabhängig voneinander in verschiedenen Programmiersprachen am Projekt arbeiten. Aufgrund ihrer besonderen Architektur lassen sich die PLCnext-Steuerungen darüber hinaus um Safety-Komponenten erweitern. Im nezzy²-Projekt bedeutet das, dass die gesamte Sicherheitskette über die steuerungs- und netzwerkunabhängige SafetyBridge Technology in das Steuerungssystem eingebunden wird. Eine zusätzliche Sicherheitssteuerung ist nicht erforderlich.

Überführung in die Serienreife

Carsten Schröders Fazit: „Bei der Realisierung des nezzy²-Projekts war das Entwicklungsteam mit vielen Herausforderungen konfrontiert, die auch mit Hilfe des offenen Ecosystems PLCnext Technology erfolgreich gelöst worden sind.“ Die schwimmende Windenergieanlage hat ihre Praxistauglichkeit bewiesen und kann nun in die Serienreife überführt werden. Hat sich der Prototyp in Originalgröße bewährt, wird die innovative WEA in Zukunft neben den klassischen Offshore-Turbinen auf dem Meer zu finden sein. Wegen des schwimmenden Fundaments ergeben sich hier zahlreiche neue Standorte, die aufgrund der Wassertiefe bislang nicht für die Windenergie in Frage kamen. Aktuell baut aerodyn engineering in China die erste Anlage in der finalen Größe. (pq)



Phoenix Contact Electronics GmbH, Dipl.-Wirt.-Ing. Carsten Schröder,
31812 Bad Pyrmont, cschroeder@phoenixcontact.de

Foto: Pavlo Glazkov / Shutterstock.com



Im Forschungsprojekt MEMAP wird eine Softwareplattform entwickelt, die die Energieversorgung von Quartieren effizienter steuern soll. Erste Tests zeigen, dass der Ansatz funktioniert, doch regulatorische Hürden erschweren die Umsetzung von Quartierslösungen.

Nachhaltige Quartiere

Für Energieversorger und Wohnungswirtschaft nehmen Quartierslösungen eine zentrale Rolle im zukünftigen Versorgungssystem ein. Der Blick über das einzelne Gebäude hinaus lässt eine integrierte Betrachtung der Strom- und Wärmeversorgung zu, die eine höhere Gesamteffizienz verspricht. Insbesondere der städtische Gebäudebestand steht nicht zuletzt aufgrund des jüngst verschärften Klimaschutzgesetzes vor großen Herausforderungen. Auch bei Neubaugebieten sind die Planer angehalten, einen möglichst großen Anteil erneuerbarer Energie in die Versorgung des Quartiers einzubeziehen. Des Weiteren ist zu berücksichtigen, wie das Quartier in das Gesamtsystem integriert werden kann, um die erzeugte Energie möglichst intelligent zu nutzen.

Vor diesem Hintergrund sollen im Projekt MEMAP (Multi-Energie Management und Aggregations-Plattform) Gebäude mit unterschiedlichen Anforderungen an die Energieversorgung auf einer Softwareplattform zusammengeschlossen werden, um dadurch die Energieeffizienz im Verbund zu steigern. Seit dem Projektstart im Jahr 2017 entwickeln sieben Unternehmen und Forschungseinrichtungen eine offene Softwareplattform, die die Planung und den Betrieb von Quartierslösungen ermöglichen soll. Die Projektpartner versprechen sich davon eine wirtschaftlichere Energieversorgung bei geringerem CO₂-Ausstoß durch eine effektivere Ausnutzung von regenerativen Energien wie auch von dezentralen Energieerzeugern und Energiespeichern.

Test im Gewerbegebiet

Als Testgebiet dient das Gewerbegebiet Riemerling bei München. Der Energieverbrauch der dort befindlichen fünf Gebäude wird mittels LoRa-Funktechnik minütlich erfasst. Mit den gewonnenen Lastprofilen werden Berechnungen zu einem möglichen Energieverbund erstellt.

Seit Installation der Messtechnik im vierten Quartal 2019 ist es möglich, auf den Wärmebedarf dieser Gebäude in Echtzeit zuzugreifen und ihn für den simulierten Gebäudezusammenschluss zu verwenden. Für die Ermittlung des Stromverbrauchs war dies im Rahmen des Projekts nicht möglich, sodass reale Lastprofile ähnlicher Gebäude entsprechend den Verbrauchsdaten der Nebenkostenabrechnung skaliert und betrachtet wurden.

Trotz der Vielfältigkeit in der Gebäudenutzung zeigen die Gebäude ein ähnliches Bild in der Art der Wärmeherzeugung. Alle Gebäude werden zentral über ein bis zwei Kessel mit Wärme versorgt. Das Hotel besitzt als Alleinstellungsmerkmal zusätzlich eine Solarthermieanlage. Aufgrund der Beschaffenheit der Gebäudehüllen wird eine vergleichsweise hohe Vorlauftemperatur zur Beheizung benötigt.

Test im Reallabor

Seit Ende 2020 wird die MEMAP-Plattform im Forschungslabor CoSES (Combined Smart Energy Systems) der TU München einem Test mit realen Anlagen unterzogen. Bei den Testläufen soll festgestellt werden, ob das Zusammenspiel zwischen dem entwickelten Kommunikations- und Schnittstellenkonzept mit realer Anlagentechnik

wie Heizkessel und Blockheizkraftwerken (BHKW) gelingt. Zudem soll überprüft werden, ob die Plattform und die Softwarearchitektur funktionieren. Die MEMAP-Plattform ist auf dem Host-Computer im Labor installiert und die Nachbildung der einzelnen EMS erfolgt über selbst entworfene Modelle auf Basis verschiedener Software-Umgebungen.

Über das interne Ethernet-Netzwerk verbindet sich die Plattform mit den EMS-Systemen der einzelnen Gebäude, um die für die Optimierung benötigten Anlagendaten und die zu erwartenden Lastanforderungen der einzelnen Gebäude für Wärme und Strom auszulesen. Dies erfolgt über das in der Automatisierungstechnik etablierte OPC-UA Protokoll. Über die hergestellte Kommunikationsverbindung erhält das lokale EMS wiederum die Leistungswerte von der übergeordneten MEMAP-Plattform, die das Zusammenspiel optimiert. Die Anbindung der MEMAP-Plattform an die EMS erfolgt automatisiert über ein neuartiges Datenmodell.

Labortests offenbaren Hürden

Die Durchführung der Labortests mit realen Anlagen zeigte diverse Herausforderungen auf. Eine große Hürde war den Projektpartnern zufolge die zeitliche Synchronisation der Datenkommunikation zwischen MEMAP und den EMS-Systemen. Dies sei insbesondere im Zusammenhang mit den notwendigen Vorhersagen für die Optimierung relevant. Die benötigten Vorhersagen umfassen prognostizierte Verbräuche, prognostizierte Erzeugungskapazität aus Erneuerbaren Energien und prognostizierte zeitvariable Preise. Diese Prognosen werden im Feld dynamisch eingeholt, z.B. von Drittanbietern. Für die Experimente im

Laborumfeld werden fixe Zeitreihen, z.B. gemessen im Feldtest Riemerling, eingelesen. Gleichzeitig werden die Speicherzustände der realen Anlagen gemessen und an die MEMAP-Plattform übermittelt. Die Plattform schickt Sollwerte an die Anlagen zurück. Laut Projektpartner muss sichergestellt sein, dass all diese Datenreihen synchron verlaufen und in der MEMAP-Plattform stets die Daten zusammenkommen, welche sich auf den gleichen Zeitpunkt beziehen. Aufgrund der unterschiedlichen

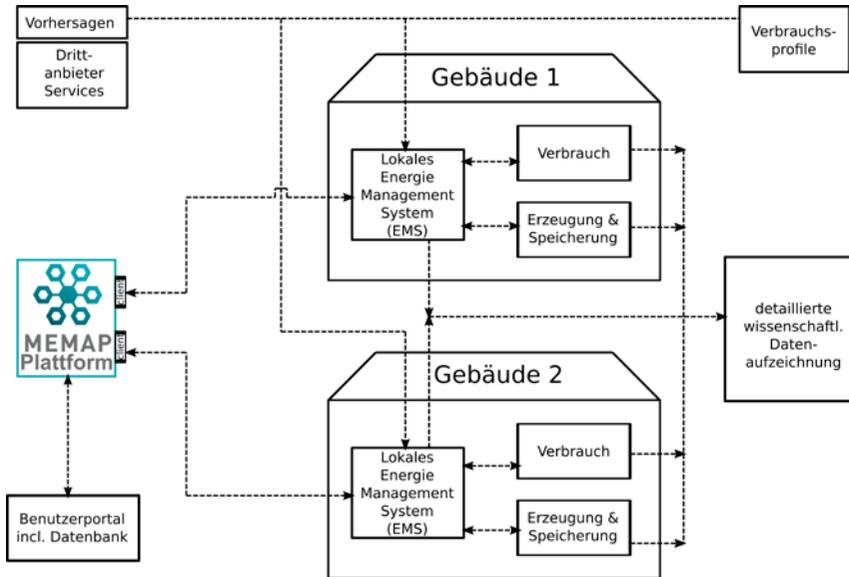
Datenmodell

Damit die Anbindung der MEMAP-Plattform an die EMS Systeme vollständig automatisiert ablaufen kann, wurde im Forschungsprojekt ein neuartiges Datenmodell entwickelt. Die Besonderheit des Datenmodells besteht darin, dass neben den Verbrauchern nur vier abstrakte Obergruppen von Anlagen unterschieden werden: Speicher, kontrollierbare Erzeuger, volatile Erzeuger und Koppler. Jede dieser Obergruppen besitzt ein bestimmtes Set an Datenpunkten, die der Plattform zur Verfügung gestellt werden. Durch eine darauf aufbauende Namenskonvention in den lokalen EMS werden Anlagen nach dem Verbindungsaufbau automatisch erkannt, dem richtigen Gebäude/EMS und Sektor (Wärme, Strom) zugeordnet und in der Berechnung eines optimalen Betriebs berücksichtigt. Um ein sehr breites Anwendungsfeld der Plattform zu ermöglichen, wurde bewusst darauf verzichtet, individuelle Adressen der Datenpunkte vorzugeben, da viele Hersteller eine eigene Adressstruktur einsetzen. Mit der gewählten Lösung reicht bereits eine Anpassung des Anzeigenamens der Datenpunkte in den EMS für die Anbindung an die MEMAP-Plattform aus.

Lokales EMS

In realen Gebäuden obliegt dem lokalen Energie-Management-System (EMS) die Steuerung und Regelung der gebäudetechnischen Anlagen, ähnlich einer Gebäudeleittechnik (GLT). Im Zusammenspiel mit MEMAP fungieren sie als Kommunikationsknotenpunkte und setzen erhaltene Setpoints mittels eigener Regelstrategien anlagentechnisch um.





Wirkkette / Kommunikationsnetz aufgebaut im CoSES-Labor.
(Grafik: Technische Universität München)

Simulationsumgebung genutzt, welche auf denselben Software-Kern zugreift, wie ihn die MEMAP-Plattform im Labor verwendet. Das mache einen sinnvollen Vergleich der Ergebnisse aus Laborumgebung und Simulation möglich.

Damit sind dem Projekt-Team zufolge wesentliche Schritte getan, um eine validierte Plattform für den optimierten Betrieb im Energieverbund bereitzustellen – und somit das Ziel des Forschungsvorhabens zu erreichen. Basierend auf demselben Software-Kern bietet die Simulationsumgebung darüber hinaus ein Werkzeug zur Planung und Analyse solcher Energieverbünde.

Rechtliche Rahmenbedingungen

Um das hinter dem MEMAP-Projekt stehende Geschäftsmodell beurteilen zu können, ist der geltende regulatorische Rahmen zu betrachten. Insbesondere die Trennung zwischen der Energielieferung an Dritte innerhalb einer Kundenanlage und der Einstufung als Energieversorger spielt dabei eine zentrale Rolle. Innerhalb einer Kundenanlage erzeugter und verbrauchter Strom ist in der Regel von Netzentgelten und netzseitigen Abgaben und Umlagen befreit. Für sämtliche andere Anlagen trifft dies nicht zu. Für das Quartierskonzept spielt diese Unterscheidung eine tragende Rolle. Zwar gibt es Quartiere, in denen die darin eingesetzten Anlagen als Kundenanlagen eingestuft werden können, jedoch ist die Unterscheidung gerade bei größeren Quartieren nur durch eine Einzelfallprüfung möglich. Vom Ausgang dieser Prüfung hängt wesentlich ab, ob sich der Betrieb eines Energieverbunds als wirtschaftlich erweist. Eine gesonderte Regelung für Energieverbünde wäre den Projektpartnern zufolge sinnvoll – besonders da diese nicht nur das Potenzial einer Kostenersparnis bei der Energieversorgung bergen, sondern auch zur Reduktion klimaschädlicher Emissionen beitragen können.

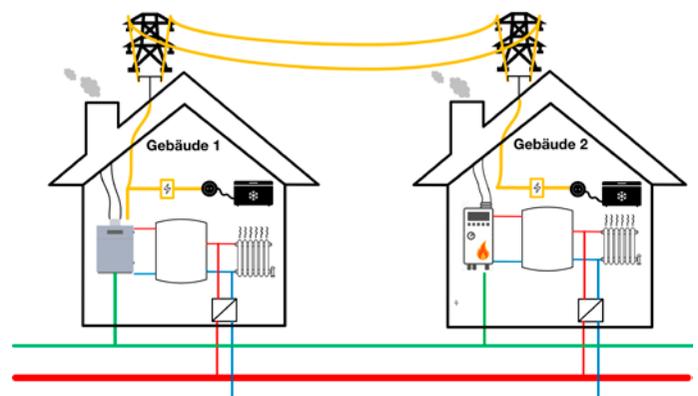
Datenquellen wird hierfür ein zentraler Auslöser inklusive Zeitstempel verwendet, welcher von der MEMAP-Plattform vorgegeben und per OPC-UA an alle beteiligten Geräte gesendet wird.

Energieverbund zweier Gebäude

Aktuell wird im Labor der Energieverbund von zwei Gebäuden betrachtet. Hier ist neben zwei 800 Liter-Wärmespeichern und den beiden Wärmesenken ein Brennkessel mit 21 Kilowatt (kW) Leistung und ein BHKW mit 2 kW elektrischer und 5 kW thermischer Leistung vorgesehen. Zudem sind die beiden Gebäude durch Wärmeleitungen über zwei Wärmetauscher miteinander verbunden. Auch die Stromversorgung wird bei dieser Ausbaustufe durch ein elektrisches Netz berücksichtigt, welches die Nutzung des BHKW-Stroms zusätzlich zum öffentlichen Strom durch die emulierte Nachfrage beider Gebäude ermöglicht. Die gesamte Anlagentechnik befindet sich als reale Hardware im Labor der TU München.

Weitere Einsparpotenziale simulieren

Die Labortests werden jeweils über Zeiträume von 8 bis 36 Stunden in Echtzeit durchgeführt. Im Moment ist eine reale Laboruntersuchung von mehr als zwei Gebäuden technisch noch nicht möglich. Um dennoch Aussagen zu Einsparpotenzialen und zum Betriebsverhalten in größeren Verbänden und unterschiedlichen Anlagenkonstellationen treffen zu können, werden Simulationsrechnungen durchgeführt. Für diese Betrachtungen wird eine

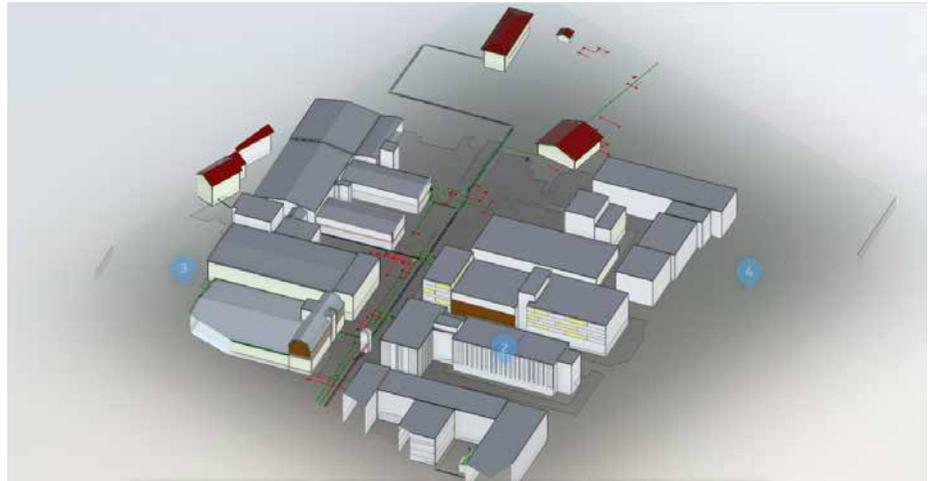


Haustechnik und Vernetzung im 2-Häuser-Szenario.
(Grafik: Technische Universität München)

Wirtschaftliche Bewertung

Für die wirtschaftliche Bewertung des Vorhabens war es nötig, den Ist-Zustand zu untersuchen, um die Kosten für die Umrüstung des Gewerbegebietes zu einem Energieverbund ermitteln zu können. Die Platzsituation in den Gebäuden wurde mit 3D-Laserscans bzw. Laserscanaufnahmen aufgenommen und damit die erforderliche Zusatzinstallation an Messtechnik und Anlagenumrüstung ermittelt. Ergänzend dazu wurden die Gebäude untereinander vermessen und die Planung des Nahwärmenetzes durchgeführt. Darüber hinaus wurde auf Basis der aufgenommenen 3D-Daten ein digitales BIM-Modell der Gebäude erstellt.

In der ersten Variante der Wirtschaftlichkeitsbetrachtung wurde zunächst nur der Wärmeverbund analysiert. Hierfür wurden die Investitionskosten für das erforderliche Nahwärmenetz sowie die



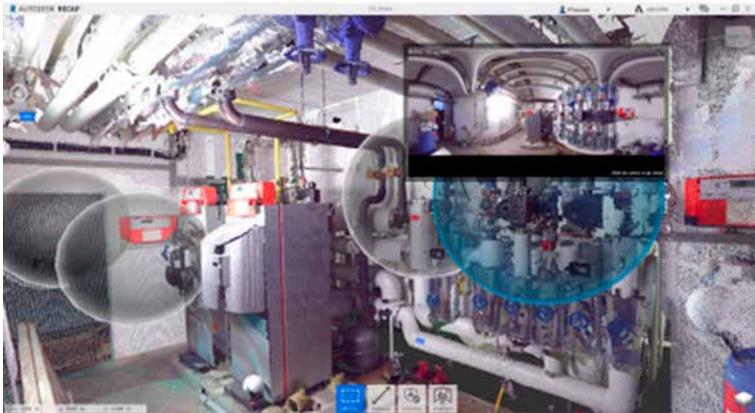
3D-Ansicht des Fernwärmenetzes. (Bild: IBDM GmbH)

In zwei weiteren Betrachtungen wurde die Wirtschaftlichkeit der Anfangsinvestition verbessert, indem in der zweiten Variante ein BHKW an zentraler Stelle aufgestellt und das System in der dritten Variante mit einer PV-Anlage auf dem Dach einer Produktionshalle (180 kWp) erweitert wurde. Somit konnte die Amortisationszeit von 32 Jahren auf 18 Jahre in der zweiten Variante und auf 15 Jahre in der dritten reduziert werden.

Auf Basis der bisherigen Ergebnisse stellen die Projektpartner fest, dass sich sowohl CO₂-Emissionen als auch Energiekosten im Verbund deutlich reduzieren lassen. Variante 3 zeigt mit einer CO₂-Reduktion von 42 % und einer Amortisationszeit von etwa 15 Jahren Ergebnisse, die trotz hoher Investitionskosten wirtschaftlich interessant sind und das Potential einer Quartierslösung aufzeigen. Wesentlicher Erfolgsfaktor ist dabei die Eigenstromerzeugung.

Ausblick

Eine Umsetzung von nachhaltigen Quartieren wird im Moment noch von regulatorischen Hürden erschwert und ist daher im Markt noch kaum etabliert. Um die Rahmenbedingungen in den nächsten Jahren zu verbessern, stellen nach Ansicht des Projektteams steigende CO₂-Preise, eine zielgerichtete Förderpolitik und vor allem eine Änderung des regulatorischen Rahmens die zentralen Stellschrauben dar. (ds)



3D-Scanaufnahme einer Heizzentrale mit Faro-Scanner. (Foto: IBDM GmbH)

Kosten für die Anbindung der einzelnen Gebäude an die MEMAP-Plattform kalkuliert und in die Berechnung einbezogen. Basierend auf den aufgezeichneten Lastprofilen wurde ein vollständiges Betriebsjahr im MEMAP-Planungswerkzeug berechnet. Ergebnis: Der Zusammenschluss der Gebäude führt zu einer Einsparung von 18.643 €/a (7,9 %) und einer CO₂-Reduktion von 56,2 t/a (7,6 %). Dieses Ergebnis wird ohne weitere Modifikationen allein durch den Energieverbund erzielt. Dem gegenüber stehen hohe Investitionskosten für den Bau des Nahwärmenetzes, sodass den Projektpartnern zufolge eine akzeptable Wirtschaftlichkeit mit dieser alleinigen Maßnahme nicht erreicht wird.



Beim norwegischen Versorger Fjordkraft motivieren flexible Tarife Stromkunden zu netzdienlichem Verbrauchsverhalten. Die zugehörige Kundenlösung hat Fjordkraft mit einer IoT-Plattform aus Deutschland selbst konfiguriert.

Eine steigende Zahl von Elektrofahrzeugen und anderen großen Verbrauchern wie Wärmepumpen trifft im Stromnetz auf zunehmend schwankende Energiemengen aus regenerativen Quellen. Um diese Volatilität auszugleichen, sind auch in Deutschland variable Stromtarife respektive Netzentgelte in der Diskussion. Immerhin bewegen diese den Verbraucher dazu, bei einer temporären Überproduktion vermehrt Strom abzunehmen und im umgekehrten Fall Energie einzusparen. Beispielsweise könnten Besitzer von Elektroautos dazu animiert werden, ihre Fahrzeuge zu laden, wenn gerade viel regenerativer Strom erzeugt wird, ihn jedoch kaum jemand abnimmt. Das dient bekanntermaßen der Netzstabilität und verringert somit den Investitionsbedarf für den Netzausbau.



Lenken über den Preis

Überdies fordert auch das europäische Recht von den Versorgern, die inzwischen erheblichen Preisschwankungen an der Strombörse an die Kunden weiterzugeben. Die EU-Binnenmarkttrichtlinie, die eigentlich schon zum 31.12.2020 in nationales Recht hätte umgesetzt werden müssen, verpflichtet Stromlieferanten explizit, „Begünstigte mit intelligenten Messsystemen“ auszustatten und ihnen „Zugang zu Verträgen mit dynamischen Stromtarifen“ zu ermöglichen. Damit ist gemeint, dass der Strompreis die jeweilige Angebots- und Nachfragesituation in den Netzen reflektiert. Einzelne Ökostromanbieter sind bereits mit entsprechenden Tarifmodellen am deutschen Markt gestartet, bislang jedoch eher Ausnahme als Regel.

„Für Unternehmen aus der Stromwirtschaft bieten variable Tarife tatsächlich große vertriebliche Chancen – und zwar nicht nur, weil die Verbraucher Geld sparen“, ist Robert Erdmann überzeugt. Er ist Geschäftsführer bei der Conrad Connect GmbH, die eine IoT-Plattform für Smart Energy, Smart Building und Smart Manu-

facturing entwickelt hat. Erdmann verfügt über langjährige Erfahrung im Aufbau digitaler und datengetriebener Geschäftsmodelle. „Gerade jüngere Kunden wünschen sich mehr Transparenz und Autonomie bezüglich ihres Verbrauchsverhaltens und nehmen daher Angebote rund um das individuelle Energiemanagement erfahrungsgemäß sehr gut auf.“

Plattform as a Service

Im Zeitalter des Internets der Dinge (IoT) muss dazu natürlich kein Kunde den Strompreis rund um die Uhr selbst überwachen und beispielsweise Ladevorgänge stets zum besten Zeitpunkt manuell starten. An dieser Stelle kommt die IoT-Plattform von Conrad Connect ins Spiel, über die sich im direkten Zugriff auf Geräte und Daten die fraglichen Vorgänge automatisieren und in Form digitaler Serviceangebote für den Kunden bereitstellen lassen. Das Besondere: Die Plattform wird in einem Service-Modell bereitgestellt, mit der Energieversorger selbst unterschiedliche Geräte und

Die Funktionalitäten der Fjordkraft-App stellt die IoT-Plattform der Conrad Connect Plattform bereit.
(Foto: Fjordkraft)

Foto: Jeerasak banditram / Shutterstock.com



Dienste zu intelligenten Anwendungen vernetzen oder eigene Lösungen, wie etwa Kunden-Apps oder -Portale mit spezifischen IoT-Funktionen anreichern können.

Smartes Energiemanagement in Norwegen

So nutzt der norwegische Energieversorger Fjordkraft die Plattform als Grundlage für eine Kunden-App, welche eine Visualisierung aller privaten Energiedaten und vor allem die Optimierung des Verbrauchs auf Basis der sich stündlich ändernden Strompreise ermöglicht. Davon profitieren speziell Besitzer von Elektroautos. Diese machen in Norwegen bereits über 80 Prozent der Neuzulassungen aus, denn die Regierung plant, ab 2025 keine Verbrenner mehr zuzulassen. Die Fjordkraft-Anwendung passt den Ladestrom automatisch an und lädt das Fahrzeug dann auf, wenn Strom besonders günstig ist. Hierbei berücksichtigt sie die Anwendervorgaben, etwa eine bestimmte Uhrzeit, zu der ein voller Akku benötigt wird.

„Statt diese IoT-Funktionen im eigenen Haus zu entwickeln, integrierte Fjordkraft einfach vorhandene Funktionen der IoT-Plattform von Conrad Connect in das Backend der eigenen App. Der Zugriff erfolgt über die Schnittstelle der PaaS API, die wir gebrauchsfertig bereitstellen“, erklärt Robert Erdmann. Für die Fjordkraft-Kunden und -Kundinnen bleibt die Plattform unsichtbar. Sie können einfach die gewohnte Bedienoberfläche der Energieversorger-App verwenden, um ihre IoT-Geräte einzubinden und mit Automatisierungsregeln zu versehen. Die Konnektivität mit der Plattform über alle Hersteller und Protokolle hinweg kann dabei ohne ein zusätzliches Gateway hergestellt werden.

Automatisch zu günstigerem Strom

Im Falle variabler Ladetarife etwa wird zunächst das E-Auto in der Cloud mit der Plattform verbunden. Von dort werden Daten wie der aktuelle Ladezustand der Fjordkraft-App zur Echtzeit-Analyse bereitgestellt. Zudem sind an die Conrad-Connect-Plattform weitere

Die Energiemanagement-App verzeichnete bereits 200.000 Downloads.
(Foto: Fjordkraft)

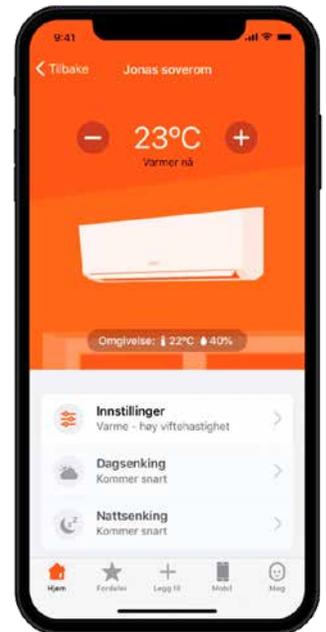
Dienste angebunden. Einer davon ist dafür zuständig, die vorhergesagten Strompreise für die nächsten zwölf Stunden bereitzustellen, ein anderer, den Ladevorgang des Autos intelligent zu steuern.

Auf dieser Basis können dann Automatisierungsketten greifen, die eine nahtlose Zusammenarbeit aller Geräte und Dienste auf der Plattform ermöglichen. Wie Robert Erdmann berichtet, nehmen die Kunden das Angebot des Stromanbieters Fjordkraft bisher sehr gut an: Die App hat bereits über 200.000 Downloads.

Künftig planen Fjordkraft und Conrad Connect, ihre IoT-Anwendung noch mehr auf die Faktoren Nachhaltigkeit und Energieeinsparung auszulegen. So soll es künftig möglich sein, die Stromproduktion eigener Solarpaneele sowie den Ladezustand von Heimbatterien zu überwachen und im Rahmen eines intelligenten Energiemanagements die eigene Stromnutzung über alle relevanten Verbraucher zu optimieren. Auch die Bereitstellung eigener Überkapazitäten beispielsweise an öffentlichen Ladesäulen sei denkbar, wie Robert Erdmann berichtet. „IoT-Plattformen schaffen somit eine Win-win-Situation: Die Versorger können durch intelligente Energy Services einen echten Mehrwert bieten und natürlich auch komplexere Produkte – etwa auf Basis variabler Tarife – ganz einfach bei den Kunden umsetzen. Verbraucher hingegen können ihre Energieeffizienz steigern und von Kosteneinsparungen profitieren.“

Vorgriff auf den Smart Meter-Rollout

Auf Deutschland projiziert, lassen sich durch die Plattform digitale Mehrwertdienste auch für diejenigen Verbraucher anbieten, die noch kein intelligentes Messsystem erhalten. „Das bedeutet einen erheblichen Zeitgewinn für die Integration der Elektromobilität und die Energiewende“, so Robert Erdmann. Und selbst wenn eines Tages in jedem Haushalt ein intelligentes Messsystem installiert sei, brauche es IoT-Technologien, mit denen sich die steigende Anzahl unterschiedlicher Sensortechnologien und Datenformate zentral managen lässt. (pq)



Nach der Novelle des Messstellenbetriebsgesetzes kann der Rollout planmäßig umgesetzt werden. Nun ist es Zeit, über Mehrwerte für die Kunden nachzudenken.



Mut zum Mehrwert

Der Zeitplan für den Rollout der intelligenten Messsysteme steht und muss – so viel ist seit Ende Juni klar – von den Stadtwerken und Messstellenbetreibern umgesetzt werden. Unbestritten ist aber auch, dass dafür hohe Investitionen in IT-Systeme und qualifizierte Mitarbeiter beziehungsweise externe Dienstleister erforderlich waren und weiterhin sein werden. „Die neue intelligente Messtechnik ermöglicht interessante Mehrwertdienste – ohne Preisbindung und auch außerhalb des lokalen Netzes“, sagt Marcus Hörhammer, Bereichsleiter Produktentwicklung und Vertrieb bei der VOLTARIS GmbH. Daher, so Hörhammer, sollte der Rollout ein Ansporn für die Stadtwerke sein, das Smart Meter-Gateway als hochsichere Kommunikationsinfrastruktur gewinnbringend für neue Geschäftsmodelle zu nutzen. Da die Stadtwerke über direkte Zugänge zu ihren Kunden verfügen und einen soliden Vertrauensvorschuss genießen, befinden sie sich zudem in einer ausgezeichneten Ausgangslage, um neue Services erfolgreich

zu platzieren. Doch der Wettbewerb schläft nicht und hat die attraktiven Kundengruppen, etwa im Gewerbe oder der Wohnungswirtschaft, ebenfalls im Blick. Aber wo liegen praktikable Ansatzpunkte, die gerade kleine und mittlere Werke wirtschaftlich und personell nicht zusätzlich belasten?

„Die Herausforderung für die EVU liegt darin, ihr Kerngeschäft mit der Umsetzung der neuen digitalen Prozesse und den Ansprüchen ihrer Kunden zusammenzubringen“, betont Hörhammer. Um gerade kleinere und mittlere Stadtwerke aktiv zu unterstützen, stellt VOLTARIS für seine Anwendergemeinschaft einfach zu implementierende Lösungen für private und gewerbliche Kunden bereit.

Visualisierung von Energiedaten

Einen ersten Ansatzpunkt bieten Kundenportale rund um das Thema Energieverbrauch. „Kunden erwarten heute digitale Interaktionen mit ihrem Stadtwerk und auch private Kunden wünschen sich Transparenz und Gestaltungsmöglichkeiten bezüglich ihres Stromverbrauchs“, erläutert der VOLTARIS-Bereichsleiter. Genau dies zu ermöglichen, war eine zentrale Motivation bei den

Das Energiemanagement-Portal liefert Gewerbekunden exakte Verbrauchsdaten, vielfältige Analysen und Standortvergleiche.
(Fotos: VOLTARIS GmbH)



Digitale Visualisierungslösungen gehören zum zeitgemäßen Kundenservice und sind einfach zu implementieren.

(Foto: VOLTARIS GmbH)

initialen europäischen Regelungen zum Smart Metering und so verpflichtet auch das Messstellenbetriebsgesetz den grundzuständigen Messstellenbetreiber, entsprechende Lösungen bereitzustellen. Die Transparenz- und Displaysoftware TRuDI von PTB und ZVEI erfüllt diese Bedingungen, stößt aber am Markt nur auf begrenzte Resonanz, wie auch Marcus Hörhammer berichtet. Auch aufgrund dieser Rückmeldung aus der Anwendergemeinschaft stellt VOLTARIS ein übersichtliches und intuitiv bedienbares Haushaltskundenportal bereit, das die gesetzlichen Anforderungen erfüllt und zahlreiche digitale Mehrwerte für private Kunden bietet: Neben detaillierten Verbrauchs- und Kostenübersichten für jeden Zählpunkt hält das Portal unterschiedliche Analysetools (Historie, Vergleiche, Prognosen etc.), Benachrichtigungen und Kostenchecks bereit. Sämtliche Energieflüsse in Prosumer-Haushalten werden abgebildet und auch die CO₂-Bilanz ist allzeit im Blick. „Solche Angebote sind unverzichtbar für die Kundenbindung und stärken die Akzeptanz der intelligenten Messsysteme“, ist Marcus Hörhammer überzeugt.

Energiemanagement für Gewerbekunden

Gewerbliche Kunden, die zudem als erste mit intelligenten Messsystemen ausgerüstet werden, sind sogar bereit, entsprechende Visualisierungs- und Analysetools kostenpflichtig zu nutzen. Um die Stadtwerke für diesen Bedarf zu rüsten, hat VOLTARIS eine umfangreiche Energiemanagement-Lösung im Portfolio, mit der Kommunen, Wohnungsgesellschaften, Industriekunden oder Filialisten ihre Verbräuche einfach prüfen, optimieren und dokumentieren können. Grundlage sind aktuelle Viertelstundenwerte des Verbrauchs und – sofern vorhanden – der Einspeisung aus eigenen Erzeugungsanlagen, die CO₂-Emissionen werden ebenfalls automatisch ermittelt. „Besonders interessant für die gewerblichen Kunden ist nach unserer Erfahrung die Option, verschiedene Standorte oder Standortgruppen, wie beispielsweise alle Schulen eines Landkreises, detailliert zu betrachten, miteinander zu vergleichen und die Verbräuche nach unterschiedlichen Parametern zu analysieren“, berichtet Marcus Hörhammer. Die Vergleichskriterien lassen sich dabei flexibel konfigurieren.

Sein Fazit: „Solche digitalen Mehrwertdienste sind tatsächlich für jedes Stadtwerk praktisch ohne Zusatzaufwand realisierbar. Sie tragen nicht nur dazu bei, den Rollout zu refinanzieren, sondern – was noch viel wichtiger ist – große Kunden an ihren örtlichen Versorger zu binden.“ Auch für Stadtwerke, die sich im wettbewerblichen Messstellenbetrieb engagieren, sei ein solcher digitaler Service erfahrungsgemäß ein guter Türöffner.

Submetering

Seit 2021 besteht Wahlfreiheit beim Messstellenbetrieb, so dass Submetering zu einem essenziellen neuen Geschäftsfeld für Stadtwerke wird. „Insbesondere die Datenbereitstellung für die Energiekostenabrechnung von größeren Liegenschaften ist sehr attraktiv“, weiß Marcus Hörhammer. Gerade Mehrfamilienhäuser seien in diesem Zusammenhang prädestiniert für den optionalen Einbau von intelligenten Messsystemen und die Bereitstellung von Mehrwertdiensten. „Mit unserem Portal können auch kleine Unternehmen schon heute praktisch ohne Eigeninvestition den Einstieg planen.“

Auch das Gesamtkonzept steht: Per LMN-Schnittstelle werden dabei die abrechnungsrelevanten Messdaten der Hauptmessungen für Strom, Wasser, Wärme und Gas über das Smart Meter-Gateway übergeben, die Messdaten der Untermessungen zum Beispiel aus Heizkostenverteiler oder Wärmemengenzähler können über die CLS-Schnittstelle bereitgestellt werden. Weitere digitale Mehrwertdienste sind ebenfalls per CLS-Schnittstelle möglich, so etwa die Anbindung von Rauchwarnmeldern, Türkontakten, Raumklimasensoren oder Füllstandssensoren für Müllcontainer. VOLTARIS realisiert derzeit innerhalb der Anwendergemeinschaft die ersten Submetering-Pilotprojekte. (pq)





Im grundzuständigen Messstellenbetrieb muss Frankenmetering sechs unterschiedliche ERP-Systeme integrieren. (Foto: smartOPTIMO GmbH & Co. KG)

Frankenmetering agiert als gMSB und wMSB

lenbetrieb (gMSB) und dessen Anbindung an die ERP-Systeme ist die smartOPTIMO GmbH & Co. KG aus Osnabrück der Partner. In der Marktrolle des wettbewerblichen Messstellenbetreibers (wMSB) baut Frankenmetering auf die SMGWA-Dienste der Thüringer Mess- und Zählerwesen Service GmbH aus Ilmenau. Die wMSB-Abteilung bei Frankenmetering vermeldete unlängst den Einbau des ersten Smart Meter Gateways in einem Gebäude der GEWOG mbH der Stadt Bayreuth. Auf der grundzuständigen Seite hat Frankenmetering bislang knapp 50 intelligente Messsysteme in den operativen Betrieb genommen. Mehr als doppelt so viele Geräte wurden Frankenmetering zufolge bereits installiert und werden schrittweise in Betrieb gesetzt.

Neun Gesellschafter, sechs ERP-Systeme

Die große Herausforderung im grundzuständigen Messstellenbetrieb bei Frankenmetering besteht darin, dass bei den neun Gesellschaftern sechs unterschiedliche ERP-Systeme im Einsatz sind. Besonders die Schnittstellen und die Tiefenintegration machen viel Arbeit, erläutert Mario Geiger, Abteilungsleiter Messstellenbetrieb Strom bei SÜC Energie und H2O GmbH sowie Projektleiter gMSB bei Frankenmetering. „Einige Hersteller sind einfach schon weiter als andere, insbesondere was die Datenübertragung ins ERP-System betrifft. Vorteilhaft ist, dass wir hier auf die Erfahrung der smartOPTIMO bauen können. Trotzdem müssen wir mit jedem ERP-System diese Integration bis ins Detail durchexerzieren. Unser Ziel ist es, die Schnittstellenthematik rasch abzuschließen und das Gesamtsystem in den Regelbetrieb zu überführen. Parallel kümmern wir uns auch um die Anbindung von Zählern anderer Sparten und das CLS-Management.“ Dass Frankenmetering aufgrund der heterogenen Systemlandschaft der Mutterhäuser hohen Integrationsaufwand betreiben muss, erweist sich jedoch als Vorteil für den Vertrieb von gMSB-Dienstleistungen. Grund: Man sammelt Erfahrung im Umgang mit fast jedem ERP-System.

Potenziale für gMSB-Services

Für den Vertrieb im gMSB-Markt sieht man bei Frankenmetering noch Potenzial. In Bayern gebe es überproportional viele kleine Stadtwerke und Stromversorger, von denen sich noch nicht alle für einen Smart-Metering-Partner entschieden hätten. Im Kreis der Gesellschafter hat Frankenmetering rund 45.000 Pflichteinbaufälle abzarbeiten. (ds)

www.frankenmetering.de
www.smartoptimo.de

Gemeinsames Portal in Hamburg

Gewerbliche Kunden aus Hamburg können ab sofort ihre Strom- und Gasverbräuche auf einen Blick erfassen: Stromnetz Hamburg und Gasnetz Hamburg haben ein gemeinsames Portal zur Visualisierung der Verbrauchsdaten entwickelt. Unter der Internetadresse www.energiemanagement.hamburg.de können Nutzer, bei denen fernauslesbare Zähler installiert sind, auf das gemeinsame Verbrauchsportal zurückgreifen. Die verbrauchsrelevanten Daten werden automatisiert übermittelt, ausgewertet und visualisiert. Nach Auskunft der Hamburger Netzbetreiber lassen sie sich unter anderem für die Zertifizierung nach DIN EN ISO 5001 nutzen. Das Portal ist konform zur DSGVO und EED-Richtlinie aufgebaut.

Vor allem bei größeren Liegenschaften soll das Energiemanagement-Portal helfen, Strom und Gas effizienter zu nutzen und die Emissionen zu senken. Gas und Strom gemeinsam zu betrachten, eröffne dabei zusätzliche Möglichkeiten, um Einsparpotentiale zu erkennen. „Die Digitalisierung kann helfen, den Klimaschutz zu fördern“, sagt Michael Dammann, technischer Geschäftsführer von Gasnetz Hamburg. „Deshalb investieren wir in Lösungen, die den Umgang mit Energie bewusster und transparenter machen. Zugleich freue ich mich, mit dem Energiemanagement-Portal erneut ein gemeinsames Projekt mit Stromnetz Hamburg realisiert zu haben, das unseren gemeinsamen gewerblichen Kundinnen und Kunden einen klaren Mehrwert bietet.“

Thomas Volk, Geschäftsführer Stromnetz Hamburg, ergänzt: „Wir freuen uns, dass wir unsere zahlreichen Erfahrungswerte aus Vorläufer-Projekten der vergangenen Jahre in dieses gemeinsame Portal einfließen lassen konnten. Wir stellen damit nicht nur die Messsysteme, sondern zusätzlich eine umfangreiche Dienstleistung zur Verfügung.“ Voraussetzung seien Kommunikationseinheiten an den verschiedenen Zählern, die die digitalen Messwerte an Stromnetz und Gasnetz weitergeben. (jr)

www.stromnetz-hamburg.de

Gateway-Administration: SWSH wählt MeterPan als Partner

Die Stadtwerke SH GmbH & Co. KG (SWSH) hat beschlossen, den Rollout intelligenter Messsysteme (iM-Sys) gemeinsam mit MeterPan als Partner für die Smart Meter Gateway-Administration (SMGWA) zu realisieren. Spätestens im Frühjahr 2022 soll der reguläre Rollout bei den drei Mutterstadtwerken der SWSH, den Schleswiger Stadtwerken, den Stadtwerken Eckernförde und den Stadtwerken Rendsburg, starten. Über die drei Standorte hinweg müssen dann innerhalb eines Jahrs rund 500 Geräte verbaut werden, um die geforderte 10 Prozent-Quote zu erfüllen.

Gegründet wurde die SWSH mit dem Ziel, „durch Nutzung gemeinsamer IT-Systeme, durch Wissensteilung und durch Kompetenzbündelung“ zu profitieren. Da der Integrationsprozess noch in vollem

Gange ist, müssen für einen Übergangszeitraum die drei bestehenden ERP-Systeme mit dem SMGWA-System von MeterPan gekoppelt werden. Diese sollen später auf ein ERP-System verschmolzen werden. „Natürlich ist die relativ späte Entscheidung für einen SMGWA-Partner auch dem Zusammengehen dreier Stadtwerke geschuldet“, erläutert Matthias Beier, Abteilungsleiter Technisches Management der SWSH am Standort Schleswig. „Auch das OVG-Urteil hat uns überrascht und uns noch einmal einen Schritt zurücktreten lassen. Eine frühere Festlegung auf ein System durch eines der drei Stadtwerke hätte keinen Sinn ergeben. Grundsätzlich hat sich in der langen Smart-Metering-Geschichte das Abwarten aber nicht als die schlechteste Lösung erwiesen.“ Bei der MeterPan GmbH sieht

Foto: Stadtwerke SH GmbH & Co. KG



Bei er sich in guten Händen. „Wir haben die Partner- und Lösungsoptionen im Rahmen des Smart Meter Arbeitskreises der ARGE Netz geprüft. MeterPan ist ein bekannter Marktakteur mit langjähriger Erfahrung und preislich konkurrenzfähig. Ich glaube, wir haben auf ein gutes Pferd gesetzt.“ Besonders gut kam bei SWSH an, dass MeterPan für die ERP-System-Integration ein überzeugendes Konzept vorweisen konnte. Geschäftsführer Steffen Heudtlaß: „Wir haben viel Erfahrung darin, verschiedene ERP-Systeme per Webservice an die SMGWA-Plattform von MeterPan anzubinden.“ (jr)

www.stadtwerke-sh.de

www.meterpan.de

Anzeige



Auf dem Weg zum Metering 2.0

Roll out-Praxisberichte, Solutions Forum u.v.m. – Holen Sie sich Ihr Update!

metering
days  DIGITAL

www.metering-days.de

28. + 29. SEPTEMBER 2021

Gehirn für die Station



Foto: PSInsight GmbH

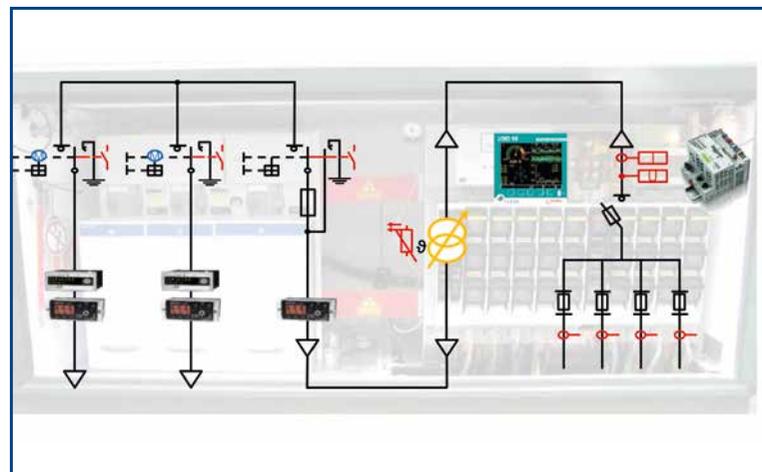
Die dezentral einsetzbare Systemlösung GridCal zielt darauf ab, die Verteilnetze wirtschaftlicher und sicherer zu digitalisieren. Entwicklungspartner war auch die Netzgesellschaft Niederrhein (NGN).

Die Notwendigkeit und die Potenziale einer möglichst weitreichenden Digitalisierung der Verteilnetze sind mittlerweile allen Experten klar. Auch Martin Breitenbach, bei der Netzgesellschaft Niederrhein mbH tätig in den Bereichen Planung und Asset Management, hat dazu eine klare Meinung: „Mehr als 95 Prozent der Verteilnetze in Deutschland sind nicht digitalisiert und viele könnten effizienter sein“, betont er und verweist auf die dringlichen Aufgaben im Zuge der Energiewende. Konkreter Bedarf für Netzanalysen und Steuerung ergab sich für die NGN bei der Konzessionsübernahme des ländlichen Netzgebietes Wachtendonk und Straelen, wo der regenerativ erzeugte Strom bereits 2010 den Verbrauch deutlich übertraf. „Auch für den Ausbau der Ladeinfrastruktur müssen wir wissen, was in den Ortsnetzen los ist“, ergänzt er und verweist auf die Potenziale in den auf Sicherheit ausgelegten Verteilnetzen.

Die am Markt verfügbaren Technologien konnten den Pragmatiker Breitenbach, der seine berufliche Laufbahn im Handwerk begann, nur eingeschränkt überzeugen – die meisten Lösungen waren nach seiner Einschätzung schlicht

zu teuer und zu kompliziert. Inzwischen arbeitet die NGN mit der PSInsight GmbH zusammen, einem StartUp aus der Hochschule Düsseldorf, das mit GridCal ein innovatives Systemkonzept auf Basis der Anforderungen von Stadtwerken und Netzbetreibern umgesetzt hat. Die NGN will bis Ende des Jahres mit über 600 GridCal-Stationen – das entspricht einem Anteil von etwa 70 Prozent – die Basis für ein digitales Verteilnetz schaffen.

Die GridCal-Station



Modulare Ausbaustufen ermöglichen ein digitales Mitwachsen per Softwareupdates.
(Grafik: PSInsight GmbH)

Entwicklung aus der Praxis

GridCal wird seit dem Jahr 2016 außer mit der NGN auch in Zusammenarbeit mit der Vorarlberger Energienetze GmbH und diversen Industriepartnern entwickelt. Frühzeitig wurden auch erste Ortsnetzstationen in Deutschland und Österreich ausgerüstet. Im Jahr 2018 wurden Ladesäulen für die Elektromobilität und ein Blockheizkraftwerk netzdienlich und dezentral direkt aus einer GridCal-ONS gesteuert. Im Jahr 2020 präsentierte PSInsight weitere Softwarebausteine für ONS sowie für den Einsatz in Nieder- und Mittelspannungs-Netzen „Alle Funktionen stammen aus der Praxis und lassen sich hier problemlos einsetzen“, erklärt Dr. Philipp Huppertz, Geschäftsführer von PSInsight. „Wir möchten mit unserem Produktportfolio jedem Netzbetreiber – egal auf welcher Stufe er sich bei der Netzdigitalisierung befindet – die Möglichkeit geben, sein Netz so wirtschaftlich und selbstständig wie möglich zu digitalisieren.“

Evolution statt Revolution

Eine Grundüberlegung bei PSInsight war bisher, dass in der Mehrzahl der Stromnetze keine akuten Engpasssituationen, sondern hauptsächlich Ineffizienzen bestehen – und somit für die Netzbetreiber keine dringliche Veranlassung besteht, umfangreiche Investitionen zu tätigen. Heute sieht es anders aus und auch das Thema der Netzengpässe rückt mehr in den Fokus der Netzbetreiber. Zusätzlich gibt Philipp Huppertz zu beden-

ken, dass die Herausforderungen in den Netzen nicht mehr nur rein elektrisch sind. Technische und regulatorische Veränderungen in immer kürzeren Zeitabständen setzen die Kollegen in den vielen Abteilungen immer stärker unter Druck. Hier ist es essentiell, dass die Netzbewirtschaftung auf einem soliden digitalen Fundament aufgesetzt wird, um die Prozesse messbar zu machen.“ Nur so liessen sich die Netze zukunftsfähig und effizienter betreiben und Synergieeffekte beispielsweise für Anschlussprozesse von Erzeugern oder Verbrauchern oder die Netzplanung erschließen. Auch Martin Breitenbach sieht zahlreiche Herausforderungen, auf die die Netzbetreiber unter Umständen zeitnah und umfassend reagieren müssen – beispielsweise beim Ausbau der Erneuerbaren, bei der Elektromobilität oder der Anreizregulierung. Daher ist er überzeugt: „Wir müssen einer Revolution durch eine Evolution zuvorkommen.“

GridCal

Vor diesem Hintergrund war es das erklärte Ziel der Entwickler, heutige Standardtechnologien geschickt zu kombinieren und durch eine flexible Software Synergien zu heben, um auf zukünftige Herausforderungen vorbereitet zu sein. „Wir unterliegen einem immer schnelleren Wandel. Systeme nur nach den aktuellen Bedürfnissen zu dimensionieren, erhöht das Risiko, zu früh erneut investieren zu müssen“, beschreibt der Digitalisierungsexperte der NGN die Strategie. „Mit GridCal von PSInsight tauscht die

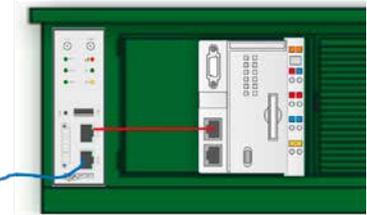
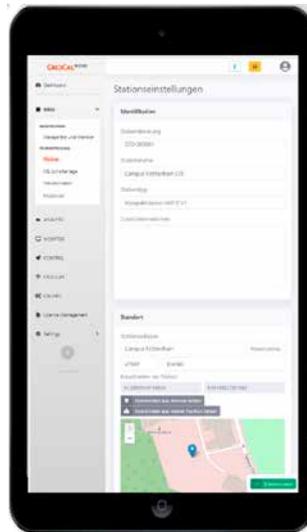
NGN Abschätzungen gegen echtes Wissen.“ Dabei setzt man bewusst auf Messtechnik in den Ortsnetzstationen und nicht auf Systeme, die auf rein theoretischen Modellen basieren.

Dezentrale Intelligenz

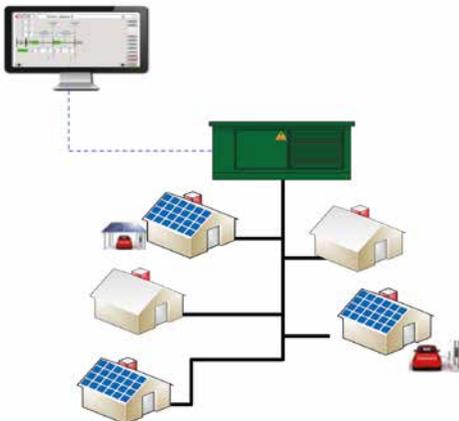
GridCal ist eine Plug-&-Play-Systemlösung, die aus modularen Hard- und Softwarekomponenten besteht. Im Unterschied zu vielen anderen Technologien will GridCal eine konsequent dezentrale Digitalisierung der Verteilnetze inklusive der Ausrüstung von Ortsnetzstationen ermöglichen. „Im Prinzip“, erläutert Martin Breitenbach, „erhält jede Station ein eigenes Gehirn, das selbstständig Daten verarbeitet und relevante Informationen bei Bedarf dem Netzmeister vor Ort oder der Leitstelle und den Kollegen im Büro mitteilt.“

Konkret handelt es sich bei diesem „Gehirn“ um einen leistungsfähigen Kleincomputer, gebaut aus Standardkomponenten aus der Industrieautomatisierung. Der GridCal Node (GCN) in der Station umfasst als Hardware-Komponenten unter anderem Fernwirkcontroller auf Linux-Basis, Powerquality-Messgeräte und LTE- oder alternative Kommunikationseinheiten. Weiterhin ist ein digitaler Schleppzeiger für Transformatoren und Abgänge integriert. „Wir verzichten hier ganz bewusst auf proprietäre Hardware, die völlig unnötige Abhängigkeiten schafft“, betont Philipp Huppertz.

Die von der Messtechnik hochauflösend erfassten Ströme und Spannungen werden



Alle relevanten Informationen der Stationen werden mit GridCal erfasst und sind Vor-Ort oder aus der Zentrale abrufbar. (Foto: PSInsight GmbH)



direkt in der ONS erfasst, ausgewertet und archiviert. Hinzu kommt die fortlaufende Datenaufbereitung und -visualisierung über ein lokales Display oder Verteilnetze über einen Webserver. Auch die Überwachung des NS-Netzes erfolgt dezentral noch in der ONS auf Basis von Netzsimulationsrechnungen. Die Algorithmen wurden von Prof. Roland Zeise entwickelt, einem der führenden Experten und Pionier in diesem Feld und Mitgründer der PSInsight.

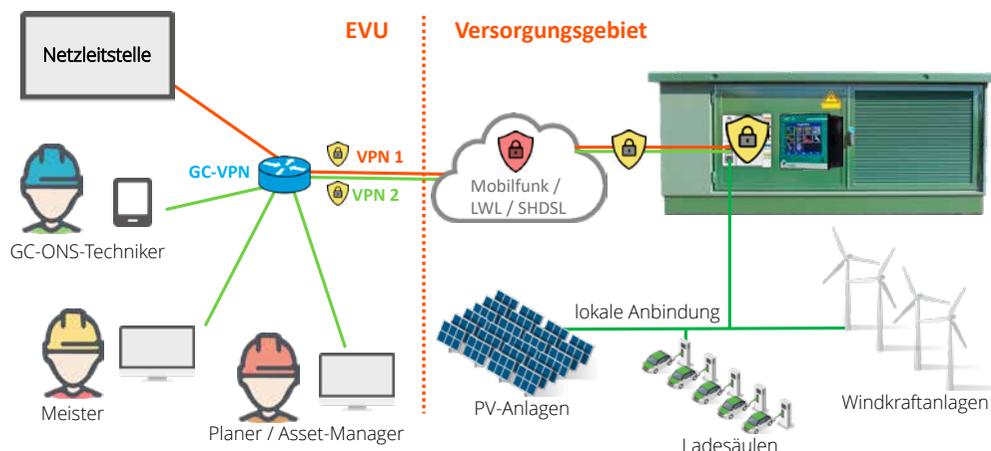
Steuerung aus der ONS

Dezentrale Erzeugungsanlagen und Ladesäulen lassen sich aufgrund dieser lokalen Algorithmen direkt durch die GCN dezentral steuern, auch wenn einmal die Funkverbindung zum Verteilnetzbetreiber unterbrochen wird. „Aus unserer Sicht ist es nicht zielführend, die Digitalisierung der Verteilnetze darauf aufzubauen, alle Informationen ungefiltert an einen zentralen Datenspeicher zu senden. Dezentrale Aufgaben werden dezentral gelöst – ortsnetzübergreifende Aufgaben entsprechend in der Zentrale“, erläutert Philipp Huppertz den Entwicklungsansatz.

Dementsprechend stehen die Daten dem Netzbetreiber bereits nach der Umrüstung der ersten Station zur Verfügung. „Das alles ohne die Nutzung einer fremden Cloud und mit minimalen Anforderungen an die eigene Unternehmens-IT“, betont Martin Breitenbach. „Der Verteilnetzbetreiber bleibt von Beginn an Herr über seine Daten.“ Dieses Konzept überzeugt ihn nicht nur mit Blick auf die Datensicherheit und Datensparsamkeit, sondern auch unter wirtschaftlichen Aspekten: „Ich sehe eigentlich nicht ein, warum ich monatlich Geld an einen Externen bezahlen soll, um meine eigenen Daten zu sehen!“

Schneller Einbau

Die Ausrüstung der ONS geht nach seiner Erfahrung aus dem derzeitigen Rollout am Niederrhein sehr schnell vonstatten – im Durchschnitt können zwei bis vier Stationen am Tag umgerüstet werden. Wie Breitenbach berichtet, ist eine Vorab-



Die Datenkommunikation von GridCal erfolgt auch über hochsichere Mobilfunkverbindungen und ist über mehrere Ebenen hinweg verschlüsselt. (Foto: PSInsight GmbH)

sichtigung der Station nicht notwendig, da der Monteur alle erforderlichen Bausteine im Montagefahrzeug hat. Durch die Verwendung eines Tablets wird nicht nur die Ausrüstung dokumentiert, sondern ganz nebenbei auch ein digitaler Zwilling der Station erstellt. „Die Inbetriebnahme-Software ermöglicht, dass die Angaben von einem Elektriker direkt vor Ort eingetragen werden können. Den Rest macht die Software automatisch“, führt er aus.

PSInsight bietet Bausteine für die verschiedensten Stationstypen, selbst bei ganz kleinen ONS kann auf den Einsatz von Kabelverteilerkästen verzichtet werden, wie Philipp Huppertz ausführt. Mindestvoraussetzung ist ein freier Einbauplatz für eine Niederspannungssicherungs-Lastschaltleiste.

Aufgrund der zu erwartenden Nachfrage nach GridCal-ready-Stationen hat PSInsight Kooperationen mit den einschlägigen Herstellern für Stationstechnik in die Tat umgesetzt. Intelligente Netz- und Übergabestationen können dann bereits werksseitig nach den Anforderungen des Netzbetreibers ausgerüstet werden.

Von der Zelle zum System

Mittels dieser intelligenten Vorgehensweise bilden alle digitalisierten Ortsnetze jeweils eine eigene Zelle. Daten werden dort verarbeitet, wo sie anfallen und stehen auf Wunsch bereit. Steigt dann die Zahl der dezentralen Zellen, sichert GridCal mit einem zentralen Managementsystem den wirt-

schaftlichen Betrieb. GridCal ist also der digitale, mitwachsende „Maßstab für das Verteilnetz“.

Das Gegenstück zu GridCal Node stellt der zentrale Server GridCal Operator (GCO) im Unternehmen dar. Damit werden zentral im Büro Ortsnetze und die Hardwarekomponenten verwaltet und vielfältige Mehrwerte generiert. „Damit können die Fachleute für Planung und Netzbetrieb zentrale Aufgaben lösen sowie komplexe Netzberechnungen, Simulationen und Optimierungen auf Basis realer Messwerte durchführen“, erläutert Martin Breitenbach und demonstriert an einer fiktiven Anfrage für eine kleine gewerbliche Ladeinfrastruktur, wie schnell sich im Einsatz von GridCal eine praktikable und netzverträgliche Lösung für den Kunden finden lässt.

Der Praktiker vom Niederrhein ist von der Lösung uneingeschränkt überzeugt. Sein Fazit: „Netzbetreiber können mit diesem System die Digitalisierung in die eigene Hand nehmen, bleiben unabhängig von externen Cloudsystemen und behalten so auch die mit der Digitalisierung einhergehenden Wertschöpfungen im Haus.“ Darüber hinaus können zukünftige Anforderungen wie beispielsweise Redispatch 2.0 und dessen Ausbaustufen in den Verteilnetzen flexibel adressiert werden. (pq)

PSinsight GmbH, Dr. Philipp Huppertz,
47807 Krefeld, philipp.huppertz@psinsight.de,
www.GridCal.com

Netzgesellschaft Niederrhein,
Martin Breitenbach, 47804 Krefeld,
martin.breitenbach@ngn-mbh.de



Gemischte Bilanz zur Systemauftrennung

Am Freitag, dem 8. Januar 2021 kam es um 14:05 Uhr zu einem gravierenden Vorfall im europäischen Stromversorgungssystem, der zu einer weitreichenden Netzauftrennung führte. Im nordwesteuropäischen Netzteil kam es zu einer Leistungsunterdeckung, die Frequenz sank auf bis auf 49,746 Hz. Durch den daraus resultierenden Leistungsüberschuss im südosteuropäischen Netzteil stieg die Frequenz dort auf bis zu 50,6 Hertz. Einen ähnlichen Vorfall hatte es zuletzt 2006 gegeben.

Der Verband der europäischen Übertragungsnetzbetreiber ENTSO-E und die europäische Regulierungsbehörde ACER legten nun den Abschlussbericht vor. Diesem ist zu entnehmen, dass die vorhandenen Schutzmechanismen sowie funktionierende Kooperation nach der automatischen Abschaltung („Auslösung“) eines 400-Kilo-

volt-Sammelschienenkupplers in der kroatischen Umspannanlage Ernestinovo einen großen Stromausfall im europäischen Stromnetz verhindert haben. Bei der Systemauftrennung seien die etablierten Gegenmaßnahmen in Form von aktivierbarer Regelleistung, der vertraglich vereinbarten Unterbrechung industrieller Verbraucher und der Frequenzstützung durch andere Synchrongebiete schnell und koordiniert eingesetzt worden, so dass der Frequenzeinbruch stabilisiert werden konnte. Der deutsche ÜNB Amprion übernahm bei der Frequenzüberwachung als verantwortlicher Synchronous Area Monitor für Kontinentaleuropa die Koordination der gemeinsamen Maßnahmen.

Frank Reyer, Leiter Systemführung Netze Brauweiler bei Amprion und Vorsitzender des gemeinsamen Expertengremiums von

ENTSO-E und ACER, bestätigt das positive Fazit. Gleichzeitig sei aber eine ausreichende Sicherheitsmarge unbedingt erforderlich, um plötzlich auftretenden Störungen und Fehlern entgegenzuwirken. Das Expertengremium formuliert überdies 22 weitergehende Empfehlungen, wie derartige Vorfälle künftig verhindert werden können. Diese umfassen zum Beispiel angepasste Betriebssicherheitsberechnungen, eine tiefergehende Analyse zur künftigen Stützung der Netzfrequenz sowie einen weiteren Ausbau der Kommunikation und Koordination zwischen den ÜNB. Das Gremium fordert alle beteiligten Parteien auf, die Umsetzung dieser Empfehlungen zu begleiten und zu ermöglichen, um ähnliche Vorfälle in Zukunft zu verhindern. (ds)

www.amprion.net

Advertorial

PUC Antennas & Equipment GmbH

Mit viel Know-How, starken Partnern und individueller Beratung liefert PUC zuverlässige Antennensysteme für Ihr Projekt.

Das Voranschreiten der Digitalisierung und die Implementierung von Funksystemen in diverse Kommunikationssysteme erfordern **durchdachte** und **zuverlässige** Antennensysteme.

Die Firma PUC versteht es die Anforderungen an Ihre individuelle Funklösung zu erkennen und ein maßgeschneidertes Antennensystem zu liefern. Dabei spielt der quantitative Umfang Ihres Projektes keine Rolle – bei PUC erhalten Sie Ihre Individuelle Lösung ab Stückzahl 1!

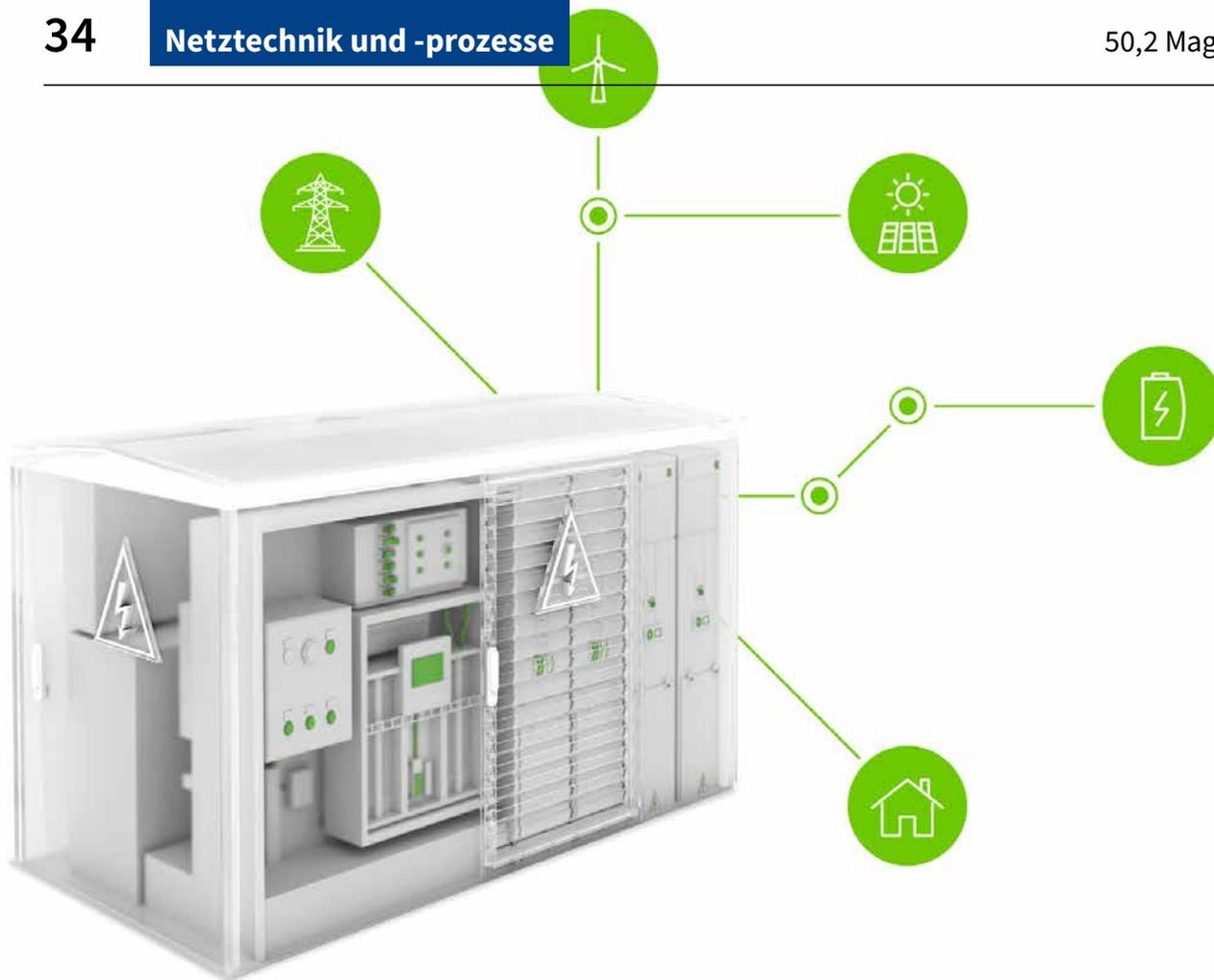
Die Hauptlieferanten Panorama Antennas Ltd. und Antennentechnik Bad Blankenburg (ein Unternehmen der Desay SV Automotive) bilden den Rahmen des starken Produktportfolios der PUC GmbH. Das Produktportfolio deckt unter anderem Antennenlösungen für den Mobilfunkbereich, die neuen 5G Frequenzen, das Versorgungsnetz LTE450 sowie 868MHz für bpsw. Lora, Sigfox ab.

Mit einer hauseigenen Kabelfertigung und dem Zulieferer Telegärtner Karl Gärtner GmbH ergänzt PUC sein Antennenportfolio um das bereits im Namen genannte „Equipment“. Koaxialkabel können in diversen Ausführungen mit allen möglichen Steckersystemen direkt im eigenen Haus geplant und gefertigt werden. Die hauseigene Produktion passt auch die Antennen der Hauptlieferanten weiter an Ihre Bedürfnisse an. Dazu gehört das Abstimmen von Antennenstrahlern auf die von Ihnen benötigte Frequenz, die Umarbeitung der Antennenleitungen auf andere Stecker sowie weitere individuelle Anpassungen. Auch Zubehör wie Spannungsableiter, Splitter und weitere DAS Komponenten gehören zum festen Bestandteil des Produktportfolios.

„Wir begleiten unsere Kunden auf dem Weg zu einer professionellen und zuverlässigen Funklösung für Ihr Projekt und stehen ihnen mit unserer langjährigen Erfahrung in der Funktechnik als zuverlässiger Partner zur Seite. Unsere enge Kooperation mit unseren Hauptlieferanten ermöglicht es uns gemeinsam die Entwicklung auf dem Markt zu beobachten und gemeinsam neue Lösungen zu entwickeln. So waren wir einer der ersten Lieferanten für fertige Antennenlösungen im LTE450 Bereich oder auch bei der Weiterentwicklung der Funktechnologie LTE auf 5G. So sind innovative und praxisorientierte Produkte aus der Praxis für die Praxis entstanden,“ ergänzt Jan Horstmann Mitarbeiter im Vertrieb der PUC GmbH.

PUC
antennas & equipment

Telefon: 02303 902880
puc@puc.de • www.puc.de



Wissen, was im Netz passiert

Mit WAGO Application Grid Gateway können Betreiber von Energieverteilnetzen ihre Ortsnetzstationen digitalisieren und so die Leistungsfähigkeit ihrer Netze beurteilen – datenbasiert bis in die Niederspannung.

Mit Zunahme der dezentralen Energieerzeugung und E-Mobilität ist das Thema Monitoring immer interessanter geworden – gerade auch auf der Niederspannungsebene. „Mit Einzug dieser Assets hat sich WAGO mit seinen Partnern und Kunden frühzeitig Gedanken gemacht, wie man noch mehr Funktionen in einer Kleinfernwirktechnik abbilden kann, wenn man nun auch vorrangig aus der Niederspannung Messdaten erhebt“, erklärt Daniel Wiese, Global Key Account Manager Smart Grid bei WAGO. Er weiß, dass gerade jetzt das Bewusstsein dafür beim Verteilnetzbetreiber da ist, „auch weil es zurzeit diverse Anreize von Regulierungsbehörden gibt, zum Beispiel im Kontext des Redispatch 2.0., in dem Verteilnetzbetreiber dem vorgelagerten

Netzbetreiber ihr Netz transparent darstellen müssen. Dafür ist ein Monitoring in der Verteilnetzebene notwendig, und dafür bekommt man die Hardware, sprich die Sekundärtechnik, subventioniert.“ Aber es sei auch im Interesse der Verteilnetzbetreiber selbst, „um E-Mobilität, Wärmepumpen und Einspeiser in den Griff zu bekommen“. Aus dieser sich entwickelten Gemengelage sei das Lösungskonzept der digitalen Ortsnetzstation, kurz dONS, entstanden – eine Weiterentwicklung der intelligenten Ortsnetzstation.

Kleinfernwirktechnik mit Mehrwert

WAGO Application Grid Gateway ist ein wichtiger Teil der dONS. Ohne zusätzliche externe Software können

Verteilnetzbetreiber damit eine Kleinferrwerktechnik in bestehenden oder neuen Ortsnetzstationen (ONS) schnell und einfach über einen Web-Server in Betrieb nehmen. Das betrifft die IEC 60870-5-104-, MQTT- und Modbus-Schnittstelle. Speziell in der Niederspannung werden in hochauflösenden, 3-phasigen Messungen Zustandsdaten erfasst. Diese werden direkt auf der Kleinferrwerktechnik in der Netzstation adressatengerecht aufbereitet, dann sicher und sekundengenau gespeichert und können aus der Ferne gemonitort werden. „Insgesamt können damit bis zu 2 Trafos mit jeweils 15 Niederspannungsabgängen in einer ONS transparent erfasst werden“, beziffert Daniel Wiese den aktuellen Maximalausbau. Bei der Entwicklung habe WAGO im Austausch mit Netzbetreibern fünf grundlegende Ansätze verfolgt: Einfachheit in der Anwendung, KRITIS-konformes Sicherheitsmanagement, größtmöglicher Datennutzen für vielfältige Nutzergruppen, Langlebigkeit und Zukunftssicherheit. Dabei ist die Automatisierung der Mittelspannungsebene, die schon seit vielen Jahren durchgeführt wird, ebenfalls berücksichtigt worden.

Daniel Wiese führt aus: „Gegenüber der Kleinferrwerktechnik wollten wir eine Softwareoberfläche schaffen, die das Ganze sehr einfach parametrierbar macht, die ganzen Daten schon in der Kleinferrwerktechnik adressatengerecht aufbereitet und zur Verfügung stellt – für den Netzmeister, der Monitoringinformationen braucht, Assetmanager und Netzplaner, aber auch die Netzführung im Leitsystem, eben für alle, die die Netzdaten brauchen.“ Eine Extra-Installation von Software auf einem PC oder Laptop ist dafür nicht notwendig. „Nutzer brauchen sich nur mit einer festen IP-Adresse über https in einem ISMS-konformen Browser auf das WAGO Kleinferrwerkgerät ‚aufwählen‘, mit einem Benutzernamen ‚einloggen‘ und sehen sofort die Oberfläche der Grid Gateway Applikation.“

Hinzu kommt, dass man über eine Art App Zusatzfunktionen in die Unterstationen einbringen kann, zum Beispiel eine Berechnung einer Mittelspannung anhand von gemessenen



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

Niederspannungswerten, die Integration eines MQTT-Brokers zur Erfassung von externer Sensorik oder SQL zur Kommunikation in eine externe Datenbank. Das würde die Kleinferrwerktechnik deutlich auf und gestalten sie zukunftssicher. So kann schon vorhandene Hardware mit neuen Funktionen erweitert werden. „Der Vorteil dabei ist, dass WAGO Kleinferrwerktechnik bereits eine offene Technologieplattform ist, die gemäß IEC61131 und auch in Hochsprache programmierbar ist, in die man aber auch Docker-Applikationen mit einbringen und einen integrierten Webserver nutzen kann“, sagt Daniel Wiese. Die Kommunikation zu den genutzten Gegenstellen werde dabei immer verschlüsselt durchgeführt.

Bessere Netzzustandsbewertungen, ressourcenschonende Netzkoordination, effizienter Netzausbau – all dies kann durch die Digitalisierung von Ortsnetzstationen erreicht werden.

Daniel Wiese, Global Key Account Manager Smart Grid bei WAGO.

Unnötigen Netzausbau vermeiden

Wo sich der Zustand des Verteilnetzes aus der Ortsnetzstation heraus beurteilen lässt, können nicht selten auch unnötige Netzausbaumaßnahmen vermieden werden. Eine interessante Option, bedenkt man die hohen Investitionen und den Aufwand, der vielfach mit den erforderlichen Baumaßnahmen verbunden ist. „Daher ist es für Verteilnetzbetreiber interessant zu wissen, was überhaupt in der Mittel- und Niederspannung passiert. Das heißt, dass zum Beispiel die Trafoabgangsmessung interessanter wird, indem man eine Art digitalen Schleppeizer abbildet. Das geht mit 3- oder 4-Leiter-Messkarten, die modular nach Bedarf an die WAGO Kleinferrwerktechnik angereiht werden können, um das Niederspannungsnetz am Trafoabgang bzw. den Kabelabgängen transparent zu machen.“ Es sei möglich, 80 Kanäle über den Datenlogger zu erfassen. „Das heißt, der Nutzer kann Messkanäle anlegen, die er sekundlich in einem Raster ‚x‘ mitloggen und direkt als csv-File auf dem Kleinferrwerkgerät abspeichern möchte“, erläutert Daniel Wiese. Zusätzlich bestehe die Möglichkeit, „das Ganze über einen Datenplotter zu visualisieren, um sich zum Beispiel Trends von Niederspannungswerten anzeigen zu lassen und sie miteinander zu vergleichen“. Wenn noch eine Vor-Ort-Anzeige gewünscht ist, dann sei auch das mit der Installation von Einbaumessgeräten abgedeckt, mit denen die Daten dann via Modbus eingesammelt werden können. „Ansonsten bildet die WAGO Kleinferrwerktechnik diese Vor-Ort-Anzeige über einen Webserver ab. Natürlich lassen sich ebenfalls die Daten der externen Messgeräte visuell darstellen. Zu diesen zählen nicht nur die Niederspannungsmessgeräte, sondern auch beispielsweise die Kurz- und Erdschlussanzeiger aus der Mittelspannung.“



Predictive Maintenance für Ortsnetzstationen

Neben der Netzführung können Netzbetreiber mit WAGO Application Grid Gateway auch Mehrwerte für weitere Nutzergruppen generieren: Beispielsweise kann der Asset-Manager durch den Zugriff auf die gespeicherten Messwerte die Wartungszyklen der Ortsnetzstation präziser planen. Zwar spielt die vorbeugende Wartung (Predictive Maintenance) im Vergleich zum industriellen Umfeld im Netzbetrieb noch eine untergeordnete Rolle – Ortsnetzstationen werden weiterhin in festen Wartungszyklen von 2, 4, 8 oder 10 Jahre be- gangen und geprüft. Doch die neue Technologie in der digitalen Ortsnetzstation schafft die Mög-

lichkeit, vorbeugende Wartung auch bei Stadtwerken zu etablieren. „Das bedeutet: Nur wenn die detektierten Werte aus dem Ruder laufen, ist die Wartung vorzunehmen. Das spart Kosten, weil die jeweilige Station nur dann angefahren wird, wenn es sein muss. Die Abschätzung, wie der Trafo altert, kann aus der Ferne abgeprüft werden“, sagt Daniel Wiese und ergänzt: „Zusätzliche Temperaturmessungen können ebenfalls integriert und entsprechend mit zur Beurteilung herangezogen werden. Wenn eine unterbrechungsfreie Stromversorgung mit installiert wird, lässt sich diese ebenfalls gezielt mit überwachen.“ Netzmeister werden schon aus der Ferne bei Wartungen und Fehlern im Netz auf die Situation vor Ort gezielt vorbereitet. Anschlussanfragen können genauer beurteilt werden. Durch die Möglichkeit eines Fern-Updates von Sicherheitspatches, Softwaremodulen und Erweiterungen können zudem aufwendige Fahrzeiten entfallen.

Kompakt platzierbar in Bestandsanlagen

Verteilnetzbetreiber sind aufgefordert zu digitalisieren und haben die Anforderung in ihren Netzen zu messen, „aber kein Netzbetreiber kann jede Station neu stellen. Das ist zeitlich nicht machbar und wirtschaftlich nicht abbildbar“, bemerkt Daniel Wiese. Deswegen sei die Nachrüstung in Bestandsstationen

ein großes Thema. In größeren, begehbaren Stationen sei das sehr einfach, weil es genug Platz für Kabelumbauwandler und einen Schaltschrank gibt. „In den kleineren Kompaktstationen ist es entsprechend schwieriger, die Technologie unterzubekommen. Teilweise muss dort im Primärbereich installiert werden, wofür entsprechendes Personal benötigt wird, damit dort überhaupt installiert werden darf.“ Im Sekundärbereich sei es unkritischer. „Die Technik muss kompakt sein. Aber auch dadurch kann manchmal nicht alles abgedeckt werden. Wer hier 12 bis 15 Messungen vornehmen möchte, aber keinen Platz für die Technologie hat, der muss sich unter Umständen auch damit zufriedengeben, nur 2 oder 3 Abgänge mit leicht nachzurüstenden Rogowskispulen zu messen.“ Aber auch dieses bisschen Wissen auf der Niederspannungsseite sei schon sehr viel mehr wert, als gar kein Wissen über den Netzzustand zu haben. „Solange ich jedoch das sehr kompakte WAGO Kleinferrwerkgerät unterbringen kann, auf dem WAGO Application Grid Gateway läuft, ist es für jede Anlage geeignet. Beispielsweise existiert auch eine Lösung, um die WAGO Kleinferrwerktechnik auf einem freien ungenutzten Niederspannungsabgang zu installieren“, bemerkt Daniel Wiese.

Ausblick: von Netzzustandsbewertungen zur Netzberechnung

Mit volatiler und dezentraler Energieerzeugung, -speicherung und -verteilung wird das Thema Netzberechnung in Ortsnetzen immer spannender. Daniel Wiese weiß, „wenn mehrere Erzeuger und Verbraucher in einem Netz zusammenkommen und das Netz dann auch noch vermascht ist, ist die reine Messung teilweise nicht ausreichend. Abhilfe kann eine weitere externe Messung im Netz bringen, um beispielsweise diverse Einspeiseanlagen am Einspeisepunkt oder Kabelverteiler zu monitoren.“ Dann können diese Werte über Modbus TCP oder MQTT über eine Powerline-Verbindung oder LoRaWAN zur digitalen Ortsnetzstation transferiert, entsprechend mit aufgenommen und verwertet werden. „Das gibt Netzbetreibern noch mehr Anhaltspunkte. Offen gesprochen kann damit der genaue Netzzustand aber immer noch nicht bestimmt werden. Dazu bedarf es immer noch eines Netzberechnungs-codes, den man implementiert, was ebenfalls möglich ist“, bemerkt Daniel Wiese. (pq)



WAGO Application Grid Gateway ermöglicht es, eine Kleinferrwerktechnik in der Ortsnetzstationen durch einfaches Parametrieren in Betrieb zu nehmen.

(Foto: Getty Images; WAGO)

Smart-Grid-Fachtagung 28./29.09.2021, Hannover

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

www.wago.com/smart-grid



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.

Grafik: freepik

Die Digitalisierung von Prozessen und Anlagen ist in der Energiewirtschaft in vollem Gange: Zunehmend werden Daten von den unterschiedlichsten Sensoren und Messgeräten erhoben, die Auskunft über die Auslastung der Netze geben oder die Grundlage für vorausschauende Wartung bilden, auch Predictive Maintenance genannt.

Mit dem zunehmenden Vernetzungsgrad in den Unternehmen wächst allerdings auch das Risiko, Opfer einer Cyberattacke zu werden. Jeder einzelne Vernetzungspunkt stellt ein potentiell Sprungbrett für IT-Kriminelle dar, über das sie in die Netzwerke eindringen können, um Schadsoftware einzuschleusen. Neben dem zentralen IT-System wird auch zunehmend die Operational Technology (OT) zur Zielscheibe der Angreifer. Dabei handelt es sich um jene Systeme, die physische Prozesse innerhalb der Anlagen steuern.

„IT-Kriminelle nutzen die Tatsache aus, dass immer mehr Systeme miteinander verbunden sind“, erläutert Axel Noack, Business Development Director DACH beim IT-Sicherheitsanbieter Endian. „Schadprogramme sind heute überwiegend so konzipiert, dass sie erst mal eine Weile im Netzwerk verbleiben, bestehende Verbindungen ausspähen und sich unbemerkt weiterverbreiten. Durch ein solches Vorgehen können Angreifer beispielsweise mit einer Ransomware-Attacke viele Systeme auf einmal verschlüsseln, um dann Lösegeld für die Freigabe der Daten zu erpressen.“

Ganzheitliches Konzept

Noack rät Energieversorgern daher, bei der Digitalisierungsstrategie von Anfang an ein ganzheitliches IT-Sicherheitskonzept mit einzuplanen. Die Kosten für die Schließung von Sicherheitslücken steigen nach seiner Erfahrung mit dem Fortschreiten des Projekts exponentiell an und manchmal sei eine nachträgliche Behebung von Schwachstellen überhaupt nicht mehr möglich. Endian unterstützt seit 2011 Unternehmen aus dem Bereich der kritischen In-

Sicheres Netzwerk

Vernetzte Anlagen und Geräte geraten zunehmend ins Visier von Cyberkriminellen. Doch es gibt Schutzkonzepte.



frastrukturen bei der digitalen Transformation und hat eine sichere digitale Plattform entwickelt, mit der Unternehmen Vernetzung und IT-Sicherheit gleichzeitig etablieren können.

Sicheres IoT-Gateway

„Ob für Predictive Maintenance, Künstliche Intelligenz oder digitale Geschäftsmodelle – all diese Lösungen basieren auf Daten, die aus Geräten und Prozessen gewonnen und für die Auswertung und weitere Verarbeitung an eine oder mehrere zentrale Plattformen übertragen werden. IoT-Gateways sind daher für die zeitgleiche Vernetzung und Absicherung von Maschinen und An-

lagen eine gute Lösung“, führt der Sicherheitsfachmann aus.

Moderne Gateways sind mit den unterschiedlichsten Konnektivitätsoptionen, wie beispielsweise Ethernet, Wifi, 4G oder 5G, ausgestattet, so dass auch Anlagen angebunden werden können, die keine durchgängige Internetverbindung aufweisen. „Weil bei Energieversorgern oft noch Anlagen im Einsatz sind, die vor dem digitalen Zeitalter gebaut wurden, kommen IoT-Gateways auch mit unterschiedlichen Kommunikationsprotokollen zurecht“, ergänzt Noack.

Endian hat mit dem 4i Edge X ein IoT-Gateway entwickelt, das verschiedene Sicherheitsfunktionen kombiniert. Diese sind so aufeinander abgestimmt, dass ein umfassender Schutz vor Cyberattacken entsteht: Eine End-to-End VPN-Verschlüsselung schützt die erhobenen Daten vor Diebstahl und Manipulation. Das ist nicht nur dort wichtig, wo es sich um sensible Kundendaten handelt – werden unkorrekte Daten von Analyse-Systemen ausgewertet, führt dies zwangsläufig zu falschen Entscheidungen. Die VPN-Verbindung ist zudem bilateral, so dass Techniker sie für einen Fernzugriff nutzen können. Darüber hinaus sichern weitere Funktionen wie



Das 4i Edge X IoT-Gateway von Endian sichert die Übertragung von Sensor- und Anlagendaten. (Foto: Endian SRL)

Firewall, Anti-Virensoftware oder Intrusion Prevention Systeme (IPS) die Anlagen gegen Schadprogramme.

Mithilfe der Gateways lässt sich auch die wichtige Netzwerksegmentierung umsetzen. „So wie voneinander abgeschottete Segmente in einem Schiff das ungebremste Eindringen von Wasser verhindern, unterbindet die Segmentierung von Netzwerken die unkontrollierte Ausbreitung von Schadsoftware mittels Firewall“, erklärt Axel Noack. Eine effiziente Netzwerksegmentierung basiere dabei auf einer ganzheitlichen Betrachtung eines Netzwerks und seiner Kontaktpunkte innerhalb und außerhalb des Unternehmens. Darauf aufbauend werden Netzwerkbereiche mit vergleichbarem Schutzbedarf definiert und mithilfe der Gateways voneinander abgetrennt.

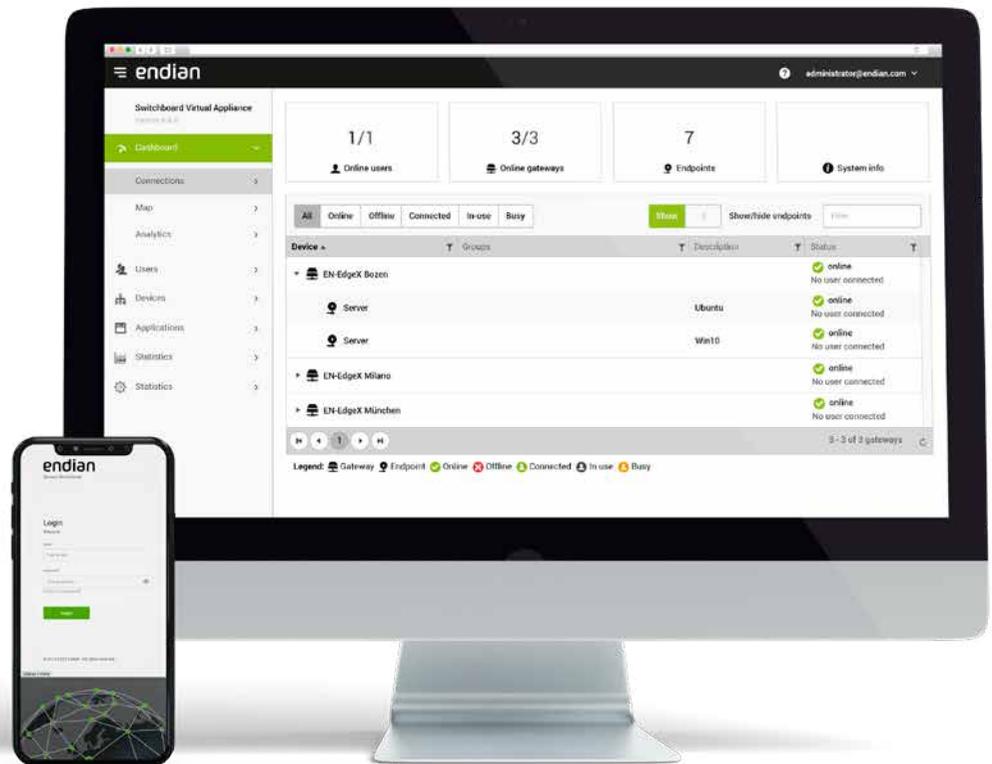
Zentrales IT-Management

Sind die Anlagen sicher vernetzt, kommt dem zentralen IT-Management eine Schlüsselfunktion zu. Darüber lassen sich regelmäßige Aktualisierungen der IoT-Gateways durchführen, damit die Sicherheitsfunktionen immer auf dem neuesten Stand sind – eine grundlegende Voraussetzung für die Wirksamkeit der Sicherheitsfunktionen, denn die Innovationszyklen in der Cybersicherheit sind kurz. Sicherheitsexperte Noack nennt ein weiteres Argument: „Die im OT-Bereich eingesetzte Hardware ist meist veraltet und damit schwer zu warten, weshalb die Segmentierung mittels IoT-Gateway umso wichtiger ist.“

Ein zentrales IT-Management bietet überdies die Möglichkeit, granulare Rechte und Berechtigungen einzuführen und zu verwalten. Damit erhält jeder Mitarbeiter nur Zugriff auf die Funktionen, die für seine Aufgabe relevant sind. Wechselt er die Abteilung oder verlässt er das Unternehmen, lassen sich die Rechte jederzeit anpassen oder löschen.

Monitoring und Analyse

Sobald die Anlagen über das Internet verbunden sind, lassen sich ihre Zustände kontrollieren. Die Endian Secure Digital



Eine zentrale Plattform ermöglicht die Überwachung der Geräte und Anlagen. (Foto: Endian SRL)

Plattform ermöglicht die einfache Integration von Monitoring-Funktionen zur Überwachung und schnellen Alarmierung bei jeder Art von Störung, so dass Unternehmen sofort auf potenzielle Probleme reagieren können. Sobald Unternehmen ihre Daten aggregiert haben, ist der nächste Schritt die Datenanalyse. Darüber lassen sich Muster und Anomalien identifizieren, die helfen können, Fehler und Sicherheitsprobleme vorherzusagen und zu lösen, bevor sie zu größeren Störungen führen.

Containering wird unterstützt

Jede Branche und jedes Unternehmen hat eigene Ziele und Herausforderungen, die es mit der Digitalisierung meistern möchte. Maßgeschneiderte Software dafür entwickeln zu lassen ist zeit- und kostenintensiv, Standardlösungen bieten bisweilen nicht die notwendige Flexibilität. Daher bietet Endian jetzt auch Energieversorgern die Möglichkeit, auf ein Verfahren zurückzugreifen, das in der IT schon lange Anwendung findet und sich momentan in der Industrie etabliert – die sogenannten Software-Container.

Diese beinhalten Anwendungen einschließlich ihrer Konfiguration, Einstellungen und Abhängigkeiten. Das macht sie unabhängig vom zugrundeliegenden Betriebssystem. Individuelle Lösungen lassen sich aus einzelnen Containern nach dem Baukastenprinzip zusammenstellen. Dabei haben Unternehmen die Wahl, nach diesem Prinzip eigene Lösungen zu entwickeln oder auf bereits bestehende Open Source-Anwendungen zurückzugreifen, die, in Container verpackt, jedem zur Verfügung stehen. Das Gateway Endian 4i Edge X unterstützt den Einsatz von Containern über Docker, der aktuell wichtigsten Container Management Engine.

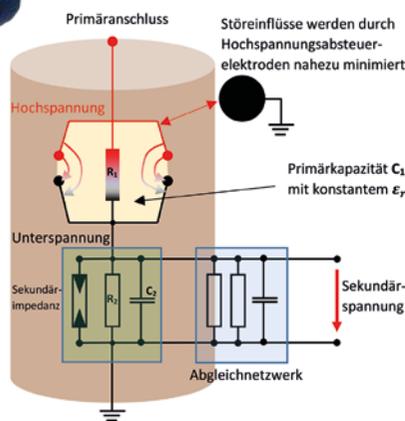
Axel Noacks Fazit: „Flexibilität, Tempo bei der Digitalisierung und IT-Sicherheit zusammenzubringen, ist derzeit eine der größten Herausforderung für Energieversorger. Mit einem ganzheitlichen Konzept können Unternehmen die Vorteile der Digitalisierung nutzen, ohne zum bevorzugten Ziel von Cyberattacken zu werden.“ (pq)



Power Quality-Messungen



Viele Fachleute plädieren für eine Übernahme der Grenzwerte von 2 bis 150 kHz aus der aktuellen IEC 61000-2-2 in die EN 50160 für die Nieder- und Mittelspannung. Die MBS AG und die NEO Messtechnik GmbH bieten die dafür erforderliche Messtechnik.



Prinzipialschaltbild eines luftisolierten Spannungssensors (VSIxx-S).

Bilder: MBS AG

Der Bundesgerichtshof hat 2014 klargestellt, dass der Netzbetreiber für Schäden an elektrischen Verbrauchern haftet, die auf eine mangelhafte Spannungsqualität des Netzstroms zurückzuführen sind. Die Mindestanforderungen an die Spannungsqualität sind in der Norm EN 50160 definiert, die auch in Stromlieferverträgen als verbindliche Produktnorm herangezogen wird. Probleme ergeben sich immer öfter aus Spannungstransienten oder -überschwingungen, die etwa auf die steigende Anzahl an nicht-linearen Verbrauchern und dezentral angebundenen Erzeugern zurückzuführen sind. Einige VNB beschäftigen sich vor diesem Hintergrund intensiv mit Konzepten für eine detailliertere Überwachung der Spannungsqualität in ihrem Netz. Andere verweisen auf das Verursacherprinzip sowie die dadurch entstehenden Kosten, die aktuell nicht auf die Netzentgelte umgelegt werden können.

„Dieses Argument greift zu kurz“, sagt Roland Bürger, zuständig für Business Development und Entwicklung bei der MBS AG, die sich auf Messwandler und Sensorik spezialisiert hat. Bürger erläutert, dass typische Großverbraucher, die direkt an der Mittelspannung angeschlossen sind, ihre Übergabepunkte anhand der TABs des Netzbetreibers ausrüsten müssen. „Ein VNB, der die entsprechende Ausstattung vorgibt, hat selbst keine Kosten und gleichzeitig ein permanentes Monitoring der Kundenanlage. Grenzwertverletzungen sind somit sofort detektierbar.“

Die Grenzen der Wandler

Roland Bürger plädiert für eine Aufrüstung in der Mittelspannung bezüglich Power Quality Messmöglichkeiten. Denn während die Messgeräte in der Niederspannung die Spannung direkt verarbeiten können, sind VNB in der Mittel- und Hochspannung auf Spannungswandler respektive Spannungssensoren angewiesen. „Die verbauten Spannungswandler sind zwar lediglich für die 50 Hz-Grundschiwingung der Netze spezifiziert, messen aber im 10 kV-Segment zuverlässig Frequenzen bis 2 kHz – so wie es die EN 50160 fordert“, berichtet Bürger auf der Grundlage eigener Tests seines Unternehmens. Diesen Befund bestätigt auch die Richtlinie für PQ-Messungen der technisch-wissenschaftlichen Organisation CIGRE / CIREC. „Im 20 kV- und 30 kV-Bereich ist die Zuverlässigkeit der Messung von Oberschwingungen aber nur noch eingeschränkt gegeben. Hier muss eine Auskunft seitens des Wandlerherstellers eingeholt werden“, erläutert der

MBS-Fachmann. Zweipolige Spannungswandler, die in älteren Bestandsanlagen noch zu finden sind, können für die Analyse von Oberschwingungen gar nicht verwendet werden.

... und der Norm

Weiterhin stellen sich viele Experten die Frage, ob Messungen bis 2 kHz noch ausreichend sind. Zwar wurde dieser Messbereich auch in der 2020 aktualisierten EN 50160 nicht erhöht, aber in der aktuellen DIN EN 61000-2-2 werden bereits Grenzwerte für die Spannung bis 150 kHz genannt. „Im Bereich

Zum technischen Fachbericht von R. Bürger und B. Grasel



bis 150 kHz

von Einspeiseanlagen werden gemäß VDE-AR-N 4110 bereits frequenzoptimierte Spannungswandler bis 9 kHz eingesetzt. Ein größerer Frequenzbereich ist mit induktiven Spannungswandlern aber nicht möglich“, ergänzt Roland Bürger.

RC-Teiler

Eine Alternative bieten Spannungssensoren, die in der Mittel- und Hochspannung als RC-Teiler ausgeführt werden. In der Mittelspannung finden bereits RC-Teiler als Abschlusseinsatz für T-Stecker oder als luftisolierter Stützer Verwendung. Die MBS AG hat für die Mittelspannung Geräte bis 150 kHz im Portfolio, die für höherfrequente Anwendungen optimiert wurden. Für die Hochspannung sind aktuell RC-Teiler bis 30 kHz erhältlich.

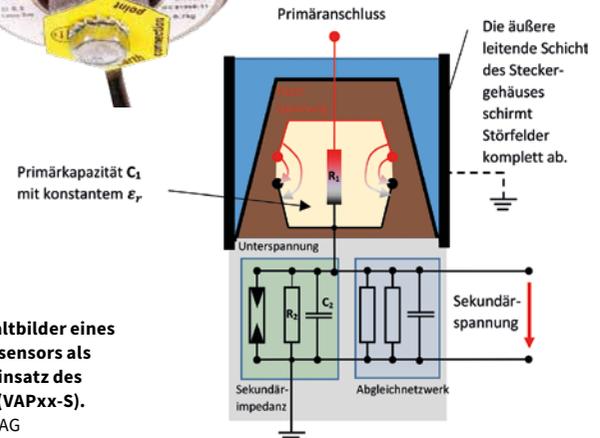
Angepasste Messtechnik

„Wenn EVUs MS-Sensoren für PQ-Messungen verwenden, sollten die kleineren Sekundärsignale unbedingt beachtet werden“, ergänzt Bernhard Grasel, Sales Manager der im österreichischen Zöbern ansässigen NEO Messtechnik. Denn im Gegensatz zu den traditionell induktiven Spannungswandlern mit $100/\sqrt{3}$ V geben die Spannungssensoren lediglich ein Kleinsignal bis maximal $10/\sqrt{3}$ V aus. In der Niederspannung werden die Spannungssignale von den spannungsführenden Leitern direkt abgegriffen. Frequenzoptimierte Hochspannungswandler, die als RC-Teiler ausgeführt werden, stellen in der Regel wie die herkömmlichen Spannungswandler $100/\sqrt{3}$ V bereit. Es ergeben sich somit verschiedenste Sekundärspannungen im Umfeld eines EVUs. „Um eine ausreichende Auflösung und Genauigkeit garantieren zu können, sollte ein mobiles PQ-Messgerät auf diese unterschiedlichen Messspannungen ausgelegt sein“, rät der Messtechnik-Experte. Sein Unternehmen hat mit dem PQA



- FFT Analyse bis zu 500 kHz (Spannung & Strom) in 2 kHz Bändern (gemäß des internationalen Standards IEC61000-4-30)
- Scope View mit 1 MS/s
- 4x Spannungsmessung / bis zu 8x Strommessung
- Anzeige und Aufnahme des digitalen PLC Datenstreams
- Zwei Spannungsmessbereiche (umschaltbar) von 600 Vp und 10 Vp
- Alle Spannungseingänge getrennt (CAT III 1000 V / CAT IV 600 V)
- Direkte Versorgung von Stromsensoren aus dem Gerät

Mobiles PQ-Messgerät PQA8000H-P mit umschaltbaren Spannungseingängen speziell für EVUs. (Foto: MBS AG)



Principalschaltbild eines Spannungssensors als Abschlusseinsatz des T-Steckers (VAPxx-S).
Bilder: MBS AG

8000H-P das, wie er betont, derzeit einzige mobile Messgerät entwickelt, das diesen Anforderungen gerecht wird. „Hier gibt es umschaltbare Spannungseingänge für 600 Vpeak und 10 bzw. 20 Vpeak. Mit dieser Option kann der Netzbetreiber in den verschiedenen Spannungsebenen hochwertige PQ-Messungen vornehmen.“

Da die Eingangsimpedanz der Spannungskanäle bei $10 \text{ MOhm} \parallel 2 \text{ pF}$ liegt, kann das Messgerät parallel zu herkömmlichen Spannungswandlern in der Mittelspannung, ohne Auswirkungen auf die Genauigkeit parallel betrieben werden. „Bei den Sensoren in der Mittel- und Hochspannung sind die RC-Teiler genau auf den Belastungswiderstand abgeglichen. In der Hochspannung wird daher oftmals ein extra Terminal für das PQ-Messgerät ausgeführt“, ergänzt Grasel. Bei der Verwendung mehrerer Messgeräte in verschiedenen Messstationen ist eine komfortable Anbindung an das ENA SCADA System möglich.

Roland Bürgers Fazit: „Einer Übernahme der Grenzwerte aus der aktuellen IEC 61000-2-2 in die EN 50160 für die Nieder- und Mittelspannung steht aus technischer Sicht nichts entgegen.“ (pq)



MBS AG, Roland Bürger,
74429 Sulzbach-Laufen, roland.buerger@mbs-ag.com
NEO Messtechnik GmbH, Bernhard Grasel,
AT-2871 Zöbern, bernhard.grasel@neo-messtechnik.com



Dr. Andreas Aichhorn, Produktmanager und Experte für Schutztechnik, Sprecher Automation GmbH
(Foto: Sprecher Automation GmbH)

INTERVIEW

Update für die Wirkschnittstelle

Die Datenübertragung im Hochspannungsschutz erfolgt vielfach noch über die sogenannte SDH-Technologie. Sprecher Automation realisiert die Wirkschnittstelle per Ethernet und fordert passende technische Normen. Wir sprachen mit Produktmanager Dr. Andreas Aichhorn.

Herr Dr. Aichhorn, können Sie Ihre Lösung kurz einordnen?

Die Schutztechnik im Hochspannungsbereich ist vielfältig. Sie reicht vom Überstromzeit-schutz über den Distanzschutz bis hin zum Differentialschutz. Bei einigen Verfahren – zum Beispiel im Leitungsdifferentialschutz – müssen Daten als Auslösekriterium übertragen werden. Die Datenschnittstelle für diesen Vorgang, die sogenannte Wirkschnittstelle, muss natürlich stets korrekt funktionieren. Bei zahlreichen Schutzgeräten kommt dabei heute noch die sogenannte SDH-Technologie zum Einsatz, obwohl es bereits wesentlich vorteilhaftere Methoden gibt.

Sie sagen, diese Übertragungstechnik ist veraltet?

SDH steht für „synchrone, digitale Hierarchie“ und prinzipiell ist die Technologie bestens für die Wirkschnittstelle beim Hochspannungsschutz geeignet. Die Datenübertragung erfolgt exakt zeitgleich mit einer fix zugewiesenen Bandbreite über eine getaktete Verbindung. Doch dieser Vorteil birgt auch einen der größten Nachteile: SDH nützt Übertragungskanäle nicht effizient aus und belegt daher mehr Bandbreite als andere Methoden. Spätestens seit dem Jahr 2000 ist es wirtschaftlich nicht mehr sinnvoll, SDH-Netzwerke zu betreiben und viele Anwendungen wurden in Ethernet-basierte Systeme wie beispielsweise MPLS überführt.

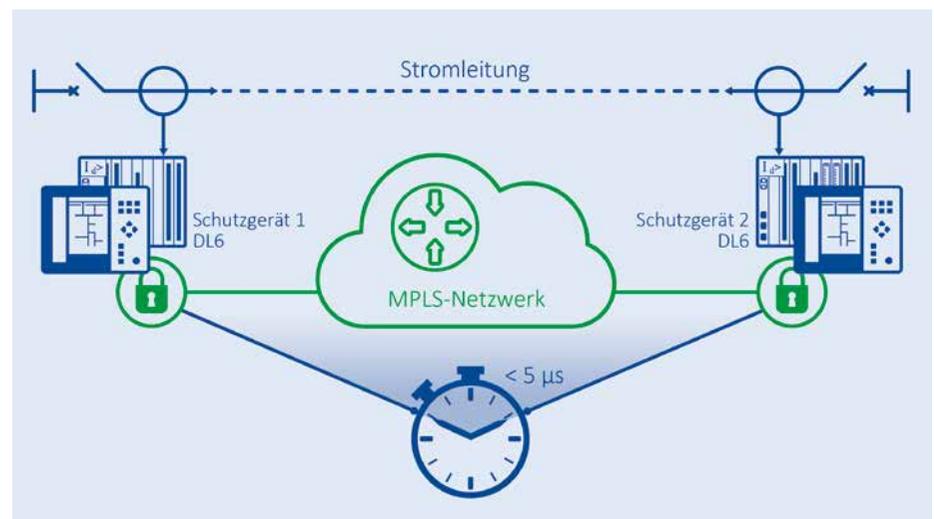
Um das auf SDH basierende Interface über MPLS-Netzwerke übertragen zu können, benötigt man einen Interfacekonverter. Wie bewerten Sie dieses Konzept?

Keine Frage, diese Konverter funktionieren und tun das, wofür sie gebaut wurden. Vom technischen und wirtschaftlichen Standpunkt her ist es aber nicht sinnvoll, sie als Dauerlösung einzusetzen. Die Konvertierungen benötigen mehr Bandbreite und eine höhere Signallaufzeit. Bei optimiertem Zeitverhalten kann das zu einer dauerhaften Datenrate von 8 Mbit/s führen, auch wenn nur ein 64 kBit-Kanal übertragen wird.

Sie realisieren die Wirkschnittstelle beim Leitungsdifferentialschutz über Ethernet?

Genau. Dadurch können wir wesentliche Vorteile dieser Technologie nutzen: Zum einen ermöglichen die verfügbaren Redundanzmechanismen bei einer Störung auf einer Übertragungsleitung oder eines Switches/Routers eine unterbrechungsfreie Umschaltung. Zudem können unterschiedliche Dienste über die gleiche Verbindung übertragen werden, da die prozessrelevanten Daten priorisiert und somit beispielsweise von Servicekanälen nicht beeinflusst werden.

Funktionsprinzip der Wirkschnittstelle



Wo sehen Sie weitere Vorteile?

Wir greifen damit zum Beispiel auch auf das entfernte Schutzgerät zu und können das Gerät aus der Ferne parametrieren oder Störschriebe entsorgen. Dank der Ethernet-Schnittstelle können wir auch Inbetriebnahmen oder Schutz-Wiederholungsprüfungen durchführen, ohne dass zeitgleich eine Prüfperson vor Ort am entfernten Schutzprüfgerät sein muss. Das ist nicht nur effizienter, sondern auch aus technischer Sicht besser. Bei Schutzprüfungen mit SDH gibt es beim entfernten Gerät oft Probleme mit schlechtem GPS- bzw. UMTS-Empfang, der wiederum die Synchronisierung der Signale beeinflusst und dadurch die Prüfung erschwert. Wir synchronisieren über die Schnittstelle, also ohne externe Zeitgeber. Das vereinfacht das Konzept deutlich.

Warum hat sich diese Schnittstelle dann noch nicht durchgesetzt?

Ein Grund dafür ist unter anderem die fehlende technische Norm für eine Anpassung der Wirkschnittstelle auf die Eigenschaften von Ethernet. Derzeit gibt es nur einen einzigen internationalen Standard für den Aufbau bzw. die Anforderungen der Wirkschnittstelle. IEEE C37.94 basiert auf SDH. Daher verwenden viele Hersteller diese Methode als ‚Stand der Technik‘, obwohl es so gut wie keine SDH-Netze mehr gibt.

Sprecher Automation hat bei den Fachgremien den Vorschlag eingebracht, eine entsprechende technische Richtlinie beziehungsweise Norm zu entwickeln.

Ja, so wollen wir die Ethernet-basierte Wirkschnittstelle weiter verbreiten und in Zukunft eine verbesserte Interoperabilität der verschiedenen Schutzgeräte untereinander schaffen. Unserer Meinung nach ist es nicht sinnvoll, das kaum mehr eingesetzte SDH-Netzwerk mit einem Interfacekonverter nachzubilden. Besser wäre es, das Konzept der Wirkschnittstelle auch normenseitig an die Eigenschaften der modernen, vielfach verwendeten MPLS-Technologie anzupassen. (pq)

Sprecher Automation GmbH

Dr. Andreas Aichhorn, Linz/Österreich,
andreas.aichhorn@sprecher-automation.com



Datenbrille für Heidjers Monteure

Futuristisch sehen die Datenbrillen aus, mit denen die Heidjers Stadtwerke ihre Strom- und Gasmonteure ausgestattet haben. In den sogenannten „Head Mounted Tablets“ steckt viel nützliche Technik. „Die Brillen sind eine Bereicherung für unsere Arbeiten am Schaltschrank oder an der Übergabestation. Kommt es vor Ort zu Rückfragen, setzt der Kollege das Gerät auf und es schaltet sich der Meister vom Büro aus einfach über die Brille dazu“, sagt Lars Weber, Geschäftsführer der Heidjers Stadtwerke. Die Datenbrillen sind mit Kamera und Display, Kopfhörern und Mikrofon ausgestattet. Der Monteur wie auch der Meister oder Ingenieur im Büro sehen somit bei Bedarf detailliert die örtlichen Verschaltungen. Bei Bedarf kann die Person am Computer den Mitarbeiter leiten oder ihm Schaltpläne und andere Dokumente über das Display anzeigen lassen. Über die Sprachsteuerung bleiben die Hände zur Bedienung der Datenbrille frei.

Die neue Technik ist auch eine Antwort auf den allgemeinen Fachkräftemangel in der Energiewirtschaft, mit dem sich auch die Heidjers Stadtwerke auseinander-

setzen müssen. Mit der Datenverbindung von Büro zu Monteur können Arbeiten an unterschiedlichen Baustellen zeitgleich durchgeführt werden, ohne dass ein Meister oder Ingenieur vor Ort sein muss. Und auch für die jungen Kollegen ist der Einsatz der Datenbrillen eine Bereicherung. „Bei manchen Arbeiten hole ich mir noch gerne eine zweite Meinung ein. Dies funktioniert mit den Datenbrillen einwandfrei in Ton und Bild. Die Arbeit ist effizienter geworden und der Austausch zu meinem Meister gibt mir Sicherheit“, sagt Netzmonteur Leon Toska.

Als Software ist bei den Heidjers Stadtwerken Microsoft Teams im Einsatz. Mit dieser Plattform hat der kommunale Energiedienstleister in den letzten Monaten seine gesamte IT-Infrastruktur ausgestattet und arbeitet darüber auch mit anderen Unternehmen zusammen. Die Verbindung der Datenbrille zum Büro erfolgt über WLAN oder die mobilen Daten eines Geschäftshandys, das der Monteur bei sich trägt. Mit dem Handy ist die Datenbrille via WiFi direct verbunden. (pq)

www.heidjers-stadtwerke.de



Monteur Leon Toska steht über die Datenbrille im Austausch mit seinem Meister im Büro. (Foto: Heidjers Stadtwerke GmbH)



Bei gemeinsamen Tests mit den SWM wurde ein Rundsteuersignal an den Empfänger gesendet und die verfügbare Leistung am Münchner Standort des Technologieunternehmens nach kurzer Zeit entsprechend angepasst.

(Foto: The Mobility House GmbH)

SWM Infrastruktur setzt am Firmenstandort von The Mobility House die Ladeinfrastruktur als steuerbare Verbrauchseinrichtung nach § 14a EnWG um.

Netzdienliches Laden am Arbeitsplatz

Steuerbare Verbrauchseinrichtungen werden in Zukunft einen wesentlichen Beitrag zur Netzstabilität leisten, wobei insbesondere der Elektromobilität eine kritische Rolle zukommt. Doch die praktische Umsetzung steckt vielfach noch in den Kinderschuhen. Für die SWM Infrastruktur GmbH & Co. KG, den Netzbetreiber der Stadtwerke München (SWM), ergab sich im Sommer 2020 die Chance, die notwendigen Verfahren in der Praxis zu entwickeln und zu erproben. The Mobility House, ein Anbieter von Lade- und Energielösungen, kam auf den Netzbetreiber zu, um am eigenen Firmenstandort Ladeinfrastruktur als steuerbare Verbrauchseinrichtung nach § 14a Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) umzusetzen.

Debatte um Spitzenglättung

Parallel lief die Debatte in der Energiewirtschaft und Politik zur Spitzenglättung, wonach der Verteilnetzbetreiber (VNB) die Leistung steuerbarer Verbrauchseinrichtungen, darunter auch Ladesäulen, hätte drosseln können. Thomas Rohde, Referent Netzwirtschaft bei SWM Infrastruktur, erinnert sich

an die damaligen Ereignisse: „Die Idee war, nicht mehr auf dem alten § 14a aufzusetzen und etwa die Steuerbarkeit über eine Steuerbox statt wie bisher in unserem Netz über einen Rundsteuerempfänger umzusetzen.“ Als die Anfrage von The Mobility House kam und sich bei der Spitzenglättung keine Entscheidung abzeichnete, beschloss der VNB das Projekt unter Beachtung der bestehenden § 14a-Prämissen anzugehen.

„Wir haben uns überlegt, wie wir auf Basis der bestehenden Gesetzgebung den § 14a am kostengünstigsten und mit möglichst geringem Aufwand für alle Beteiligten umsetzen könnten“, erläutert Projektleiter Thomas Rohde. Die Zusammenarbeit zwischen SWM Infrastruktur und The Mobility House erwies sich dabei als beispielhaft für die zukünftige Kooperation zwischen Netzbetreiber und Ladeinfrastrukturbetreiber – zum Beispiel hinsichtlich der Harmonisierung der jeweils eingesetzten Technologien. Thomas Rohde: „Im Projektverlauf hatten wir eine steile Lernkurve, was in Zukunft beim netzdienlichen Steuern auf uns zukommen könnte.“

Am Unternehmenssitz von The Mobility House sind 13 Parkplätze mit mindestens einer Ladestation ausgerüstet. Das Steuerungsprojekt wird an zwei Ladesäulen mit einer Leistung von je 11 Kilowatt an einem separaten Stromzähler umgesetzt. Die Ladeleistung wird typischerweise in den Morgenstunden gleichzeitig abgerufen, wenn die Mitarbeiter von The Mobility House mit ihren E-Autos ankommen.

Mehrere Ladestationen steuern

Die netzdienliche Steuerung wurde mit dem Lastmanagementsystem „ChargePilot“ von The Mobility House realisiert. Dabei kam das neue Zusatzmodul „Netzdienliches Laden“ als Alternative zum bisherigen Schaltrelais zum Einsatz. Die neue Lösung ermöglicht die intelligente Steuerung mehrerer Ladestationen durch den VNB. Dies kommt vor allem bei Ladeparks mit mehreren Elektroautos auf Firmenparkplätzen, in Depots oder im Immobiliensektor zum Tragen, da hohe Ladeleistungen häufig gleichzeitig abgerufen werden und dadurch auch die Netzstabilität herausfordern.

Bei einem Eingriff des Netzbetreibers liest ChargePilot das Steuersignal – wie in diesem Fall des Rundsteuerempfängers – aus, passt die Leistung der gesamten Ladeinfrastruktur innerhalb weniger Sekunden an und verteilt die reduzierte Leistung auf die einzelnen Ladepunkte. „Es ist die Verbindung der alten Energiewelt mit der digitalen Welt“, erklärt Thomas Rohde.

Dabei verteilt ChargePilot die Energie gemäß den Anforderungen des Ladeinfrastrukturbetreibers: Einzelne E-Autos können beim Laden priorisiert werden. Zudem erkennt die Software, ob diese schon vollgeladen oder Ladestationen ungenutzt sind und kann die Beladung auf Zeitpunkte verschieben, an denen Strom am Energiemarkt günstig ist. Bei einem kompletten Lastabwurf wird die Stromzufuhr nicht schlagartig unterbrochen, so dass Schäden am Fahrzeug oder der Infrastruktur verhindert werden.

Automatisch wieder laden

Nach einem Steuereingriff sendet der Netzbetreiber das Signal zur Wiederaufnahme des Ladevorgangs. ChargePilot steuert die Ladesäulen an und stellt sicher, dass unterbrochene Ladevorgänge automatisch wieder gestartet und die Elektroautos nach den festgelegten Prioritäten weiter geladen werden. „Dies ist bei einer herkömmlichen

Das Signal des Rundsteuerempfängers wird durch ein I/O-Modul digitalisiert und an ChargePilot (orangener Smart Charging Controller) übertragen. Basierend darauf steuert ChargePilot die verfügbare Gesamtleistung.

(Foto: The Mobility House GmbH)



Umsetzung ohne intelligentes Lademanagementsystem nicht der Fall“, erläutert Thomas Rohde. „Wenn ich aktuell eine Ladesäule vom Stromnetz nehme, muss der Fahrer den Ladevorgang in einigen Fällen manuell neu starten, wenn die Stromzufuhr wiederhergestellt ist.“

Schritt in die richtige Richtung

Etwa zwei Wochen nach Inbetriebnahme des Lastmanagementsystems zieht Thomas Rohde erstmals Bilanz. Intern habe man viele Erkenntnisse bei der technischen Umsetzung eines neuen Anwendungsfalles der Anschlussnutzung sowie der gesamten Prozessabwicklung gewonnen. Bei den technischen und rechtlichen Bedingungen bzw. Vereinbarungen sieht der Projektleiter noch Anpassungsbedarf: „Als Netzbetreiber werden wir beispielsweise die Hoheit über technische Anlagenbestandteile wie den Signalempfänger verlieren, die Steuerung aber trotzdem sicherstellen müssen. Es bleibt abzuwarten, wie der Gesetzgeber entscheidet – die netzdienliche der marktdienlichen Steuerung vorzuziehen oder ob dies in Zukunft etwa bilateral festgelegt wird.“

Erster Test

Anfang Juli erfolgte ein erster Test zur Steuerung der Ladeinfrastruktur am Firmenstandort von The Mobility House. „Unser Steuersignal kommt via Tonrundsteuerung sehr schnell bei The Mobility House an und wird von ChargePilot sofort verarbeitet und an die Ladestationen weitergegeben. Die Signalvorgaben konnten anhand der live gezeigten Ladekurve unmittelbar nachvollzogen werden. Der Test verlief damit zur beidseitigen Zufriedenheit, ein weiterer ist zudem in Planung“, so Thomas Rohde. In der eigenen Laborumgebung konnte der Netzbetreiber das parametrisierte Signal ebenfalls empfangen, sodass sich der Projektleiter auch mit der internen Umsetzung zufrieden zeigte. (ds)

SWM Infrastruktur GmbH & Co. KG,

Thomas Rohde, 80992 München,
rohde.thomas@swm-infrastruktur.de



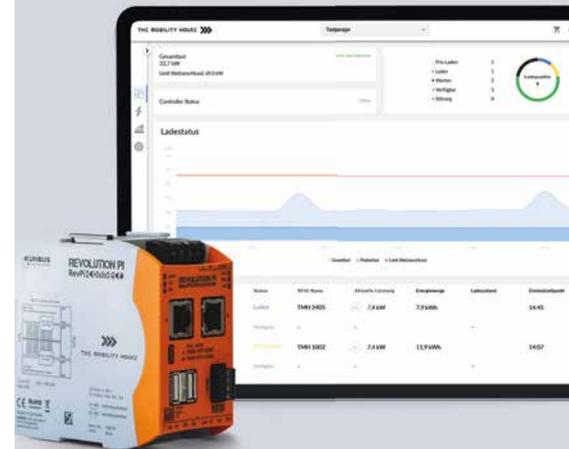
THE MOBILITY HOUSE

Ladeinfrastruktur

zukunftsicher

integriert.

ChargePilot ist Ihr Wegbereiter für netzdienliches Laden.



- ✓ Netzdienliche Steuerung aller Ladepunkte
- ✓ Offene Schnittstellen und Herstellerneutralität
- ✓ Kosteneinsparungen durch verringerte Netzentgelte nach §14a EnWG

Informieren Sie sich jetzt:



sales@mobilityhouse.com

www.mobilityhouse.com

Foto: ITK Engineering GmbH



Ein intelligenter Algorithmus verbindet unterschiedliche Auswahlkriterien für die Ladeplanung und führt Elektroautofahrer zielgerichtet zum bestgeeigneten Ladepunkt. Auch für Versorger und Netzbetreiber birgt das Tool interessante Optionen.

Es ist ein schwülwarmer Donnerstag, kurz vor sechs Uhr abends. Das Thermometer zeigt noch immer fast 28 Grad. Andrea Niedermeier steht mit ihrem neuen Elektrokleinwagen im Stau. Im Schrittempo schiebt sich die Blechlawine durch den Edeltrud-Tunnel nahe Karlsruhe. Jetzt ist Geduld gefragt, bis sie endlich zuhause im eigentlich nahen Bad Bergzabern angekommen ist. Plötzlich meldet sich der digitale Fahrassistent: „Bitte Reichweite beachten. Noch 20 Kilometer.“ Nun gilt es, eine nahegelegene Ladestation zu finden. Idealerweise eine Schnellladesäule mit Gleichstrom, an der eine Ladedauer von einigen Minuten reichen würde für den Heimweg. Deren Verfügbarkeit verbessert sich zunehmend. Laut Bundesnetzagentur sind im Sommer 2021 exakt 38.876 Normal- sowie 6.493 Schnellladepunkte am Netz. Allein im Großraum Karlsruhe hätte Andrea die Wahl zwischen rund 240 öffentlich zugänglichen Ladestellen.

Mehr Komfort für Lade-Apps

Gleichzeitig existieren verschiedene Routing-Apps, die die nächstgelegenen Lademöglichkeiten identifizieren. „Diese Apps können dabei auf eine wachsende Zahl an Optionen zurückgreifen“, sagt Nikita Shchekutin, Software-Entwicklungsingenieur bei ITK Engineering, einer Tochterfirma von Robert Bosch. „Was all diese Apps allerdings nicht können: geeignete La-

depunkte nach weiteren, individuellen Kriterien filtern.“ Es könnte Andrea also durchaus passieren, dass sie zu einer defekten Ladestelle geführt wird oder drei weitere Fahrzeuge bereits vor ihr warten. Schlimmstenfalls müsste sie zum guten Schluss auch noch zu einem besonders teuren Tarif laden.

Abhilfe soll künftig der Intelligent Charge Planner schaffen, ein Software-Tool, das ITK seit Anfang dieses Jahres am Markt testet. „Wir haben das Feature entwickelt, um mithilfe Künstlicher Intelligenz die Batterieladeplanung smart und nachhaltig zu machen und einen optimalen Betrieb des Elektrofahrzeugs zu sichern – aus der Sicht des Fahrers, des Flottenbetreibers und auch des Energieerzeugers“, führt Shchekutin aus. Kern der Lösung ist ein sogenannter multikriterieller Optimierungsalgorithmus. Dieser kann bei der Suche nach der passenden Ladestation nicht nur die geographische Position des Fahrers berücksichtigen, sondern beispielsweise auch seinen aktuellen Stromtarif sowie die Wartezeit vor Ort in Echtzeit.

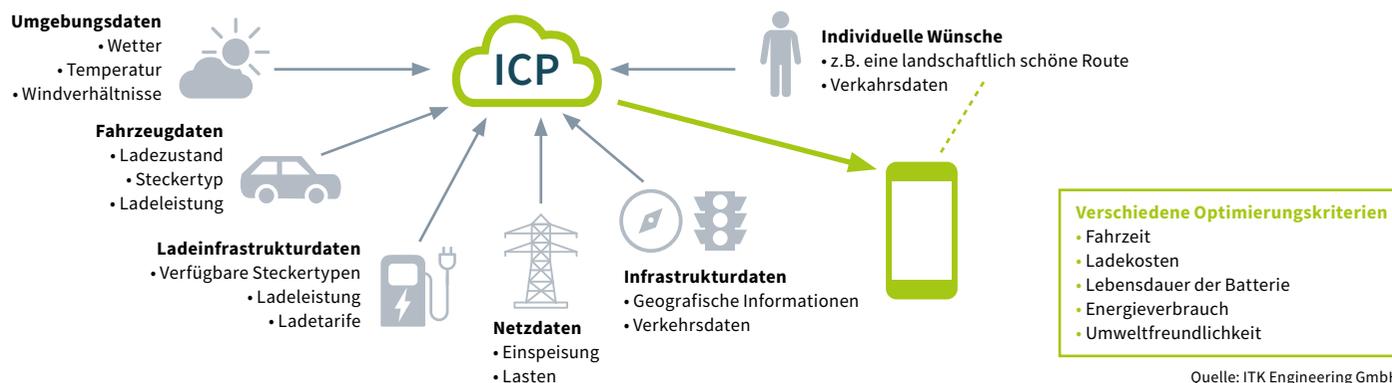
Der Intelligent Charge Planner greift auf bereits vorhandene Daten aus unterschiedlichen Quellen zurück, beispielsweise tagesaktuelle Daten zur Verkehrssituation und Störungsmeldungen, Daten von Ladeinfrastrukturbetreibern wie örtliche Strompreise, Stromleistung der jeweiligen Ladestationen oder auch La-

desteckertypen. Daneben fließen auch Umgebungsdaten wie Temperatur, Wind oder die Lage von Umweltzonen sowie Fahrzeugdaten und Reisevorlieben des Fahrzeugführers in die Suche mit ein. Daraus errechnet er algorithmisch in sogenannten Pareto-Fronten die optimale Route nach unterschiedlichen, individuell einstellbaren Präferenzen: kürzeste Fahrzeit, prognostizierte Verkehrssituation, niedrigste Ladekosten, höchste Lebensdauer der Batterie, geringster Energieverbrauch oder maximale Umweltfreundlichkeit. Entweder, der Fahrer selbst gibt seine Präferenzen an oder eine Flottenmanagement-Applikation entscheidet automatisch. Andrea wählt heute die Option, schnellstmöglich zu laden, um rasch daheim anzukommen.

Was besonders für Stadtwerke und Netzbetreiber von Interesse ist: Der Intelligent Charge Planner berücksichtigt nicht nur die Interessen der Autofahrer, sondern auch der Energieanbieter und Infrastrukturbetreiber. So könnte er beispielsweise die Batterieladeplanung mit dem aktuellen Netzstatus, also Lastspitzen in der Erzeugung erneuerbarer Energien oder Überlasten, verknüpfen. In diesem Fall würde der Fahrer stets zu der Ladestelle geführt, die für die Stabilität des Netzes am sinnvollsten ist. Auch dynamische Tarife lassen sich berücksichtigen. „Umgekehrt würde

Finden statt suchen

Multikriterielle Optimierung für intelligentes Laden



der Netzbetreiber detaillierte Informationen über die Auslastung einzelner Stationen bekommen und könnte diese bei der Planung miteinbeziehen,“ ergänzt Nikita Shchekutin. Praktisch umsetzbar ist dies über ein Software-as-a-Service-Modell, mit dem das Stadtwerk den Intelligent Charge Planner in seine eigenen Kunden- beziehungsweise Lade-Apps einbinden kann.

Nikita Shchekutin: „Aus technischer Sicht hat die Elektromobilität in Deutschland in den letzten Jahren wichtige Schritte nach vorne gemacht. Aber noch immer fehlt es an flächendeckender

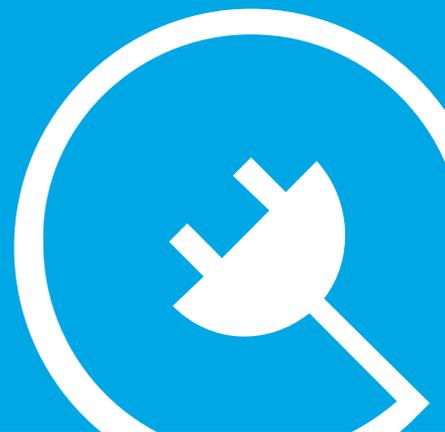
Infrastruktur und preisgünstigen Fahrzeugmodellen mit hoher Reichweite.“ Aus diesem Grund seien in der Bevölkerung vielfach noch Verunsicherung und Zurückhaltung gegenüber elektrisch betriebenen Fahrzeugen spürbar. „Lösungen wie der Intelligent Charge Planner können helfen, Elektrofahrzeuge noch alltagstauglicher zu machen sowie Vorbehalte gegenüber Reichweite, Ladeinfrastruktur und Betriebskosten zu reduzieren.“ (pq)



ITK Engineering GmbH, Dr. Nikita Shchekutin,
38122 Braunschweig, nikita.shchekutin@itk-engineering.de

Anzeige

E-Mobilität beginnt mit uns.



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

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



tq-automation.com





„Parkhaus der Zukunft“

Nürnberger Projekt mit 128 Ladepunkten fertiggestellt.

Der Nürnberger Energieversorger N-ERGIE eröffnet mit dem „Parkhaus der Zukunft“ das Parkhaus mit den meisten Lademöglichkeiten in Franken und zugleich eines der größten Bayerns. Umgesetzt wurde das Projekt, von dem sich die Beteiligten eine Vorbildfunktion für künftige Quartiers-Parkhäuser erhoffen, gemeinsam mit dem Münchener Ladelösungsanbieter reev.

Seit Baubeginn im Mai 2020 war das „Parkhaus der Zukunft“ auf dem Betriebsgelände der N-ERGIE in Nürnberg-Sandreuth bewusst als öffentliches Leuchtturmprojekt für moderne und innovative Mobilität angelegt. Für die Umsetzung der Ladelösung setzte man auf die Unterstützung des eMobility-Dienstleisters reev, der bereits Erfahrungen mit ähnlichen Großprojekten hat.

Insgesamt wurden 128 der 338 Auto-Stellplätze im Gebäude auf 14 Halbgeschossen mit Lademöglichkeiten ausgestattet. Die Park- und Lademöglichkeiten können von Mitarbeitern der N-ERGIE und öffentlich genutzt werden – unter anderem von Anwohnern und Pendlern. Den Strom für die vielen Elektrofahrzeuge liefert das Parkhaus direkt selbst und regenerativ. Auf dem Dach erzeugen PV-Module mit einer Leistung von 100 kWp CO₂-frei Strom. Die Batterie mit 100 kW Leistung und 112 kWh Spei-

cherkapazität sorgt für die optimale Nutzung der erzeugten Energie. Dazu puffert der Akku die Energie so, dass schnelle Leistungspeaks abgefedert werden können.

Konsequente Digitalisierung

Der Münchner eMobility-Anbieter reev sorgt, neben der Steuerung und Abrechnung der Ladevorgänge, für das gesamte Energiemanagement inklusive der PV-Anlage und des Batteriespeichers des Quartiers. Für das Lastmanagement geht reev dabei innovative Wege. So wird nicht nur das Gebäude im Ganzen, sondern jedes der mit Lademöglichkeiten ausgestatteten Halbgeschosse über einzelne Unterverteiler betrachtet. Diese sind ebenenübergreifend miteinander gekoppelt, um bedarfsgerecht anzusteuern, wie viel Strom auf welcher Parkebene zur Verfügung steht. Zudem ermöglicht es die Cloud-Software von reev, die gesamte Ladelösung aus der Ferne zu steuern. Erweiterungen und

Die intelligente reev Ladelösung im N-ERGIE Parkhaus in Nürnberg-Sandreuth. (Foto: reev GmbH)

Updates der Ladelösung können so flexibel und unkompliziert umgesetzt werden, womit das Projekt auf Jahrzehnte zukunftsfähig bleiben soll. Bei der Hardware setzte man auf die eMH3 Wallboxen von ABL, einem Anbieter von Ladelösungen aus der Metropolregion Nürnberg. „Mit dem Parkhaus der Zukunft konnten wir nicht nur einen bedeutenden Schritt für die Mobilitätswende in unserer Metropolregion gehen, sondern auch Impulse setzen für die digitalisierte und vernetzte Zukunft der Mobilität“, führt Josef Hasler, Vorstandsvorsitzender der N-ERGIE, mit Stolz aus und erläutert weiter: „In einem Projekt dieser Dimension müssen alle Komponenten aufeinander abgestimmt sein. Besonders die elektrotechnische Konzeption ist komplex. Dementsprechend froh waren wir über die enge Zusammenarbeit mit den eMobility-Experten von reev.“

Wegweisendes Projekt

Auch reev-CEO Eduard Schlutius zeigt sich sehr zufrieden mit der gemeinsamen Leistung: „Das Parkhaus der N-ERGIE ist wegweisend für die saubere Mobilität der Zukunft. Wir sind stolz, in einem so großen und zukunftssträchtigen Projekt nicht nur die Steuerung und Abrechnung der Ladevorgänge, sondern auch das gesamte Energiemanagement übernehmen zu dürfen.“

Da das Projekt für beide Partner als zukunftsorientiert konzipiert ist, sind bereits weitere Innovationen im Parkhaus geplant. Nicht zuletzt das Nutzermanagement wird noch weiter digitalisiert werden. So soll in der Zukunft ein eigens entwickeltes KI-System die Nutzerpriorisierung steuern. (pq)

www.reev.com
www.n-ergie.de

PV-Anlage auf dem Dach des „Parkhauses der Zukunft“. (Foto: winklerbild.de)



**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 Energiedienstleistern, 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-Consulter in der Versorgungswirtschaft. Unser Expertenteam steht Ihnen mit fundierter Branchenkompetenz nicht nur beratend zur Seite, sondern begleitet Sie auf den Weg in eine zunehmend digitalisierte Versorgung auch mit der Betreuung, Entwicklung und Implementierung von innovativen Lösungen. Dabei profitieren unsere Kunden vor allem auch von der langjährigen Zusammenarbeit mit der VU-ARGE.



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

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



Landis+Gyr GmbH
Humboldtstraße 64 · D-90459 Nürnberg
Tel. +49 911 723-7036
Fax +49 911 723-7301
info-nbg.de@landisgyr.com
www.landisgyr.eu

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



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

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



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

MeterPan ist spezialisierter Full-Service-Anbieter für alle Themen rund um das digitale Messwesen. Der Metering-as-a-Service (MaaS) der MeterPan vereint sämtliche Anforderungen und Möglichkeiten des modernen Messwesens – von intelligenten Messsystemen bis hin zum vollumfänglichen Submetering stellen wir Ihnen die Daten nach Ihrem individuellen Bedarf zur Verfügung. Erreichen Sie neue 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 vertrieblichen Kooperationsprojekten begleiten wir ganzheitlich Ihren Rollout intelligenter Messsysteme und moderner Messeinrichtungen.



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

Seit dem Jahr 2000 bietet die SoftProject GmbH Unternehmen Produkte und Services rund um die Digitalisierung und Automatisierung von Geschäftsprozessen. Zahlreiche Energieversorgungsunternehmen beschleunigen ihre Digitalisierungsprojekte mit der Low-Code-Plattform X4 Suite und vorkonfektionierten Branchenlösungen und -adaptern „out of the box“. Dazu zählen der automatisierte Netzanschlussprozess, Kunden- und Nachunternehmerportale, Stammdatenaustausch, Smart Metering oder die Umsetzung von Redispatch 2.0. Das Unternehmen zählt mehr als 300 Kunden weltweit und beschäftigt über 100 Mitarbeiter.



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

Tanke GmbH – Ein Partner. Alle Leistungen. Bundesweit.

Ladeinfrastrukturlösungen für Stadtwerke & Kommunen, Industrie-/Gewerbe, Wohnungswirtschaft und Flottenbetreiber

- Planung, Bau, Betrieb, Instandhaltung, Abrechnung, IT-Backend, 365/24/7 Service
- Best-Practice & White-Label-Lösungen • Professionelles Rollout-Management
- Über 200 Servicestandorte deutschlandweit • Über 100 Jahre Erfahrungen im Bereich Energie und Energieinfrastruktur • Eichrechtskonforme Lösungen • Tanke-Ladenetzwerk



service • commitment • value

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

Systemlösungen und Services aus einer Hand

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



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

Theben – neue Energie für Stadtwerke und Energieversorger

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



Daten neu denken

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 Marktrollen sowie Mehrwertdienste mit dem intelligenten Messsystem wie Submetering, Visualisierung und Steuerung.



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

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

Unternehmensindex

ABL SURSUM Bayerische Elektro- zubehör GmbH & Co. KG	48
aerodyn engineering gmbh ..	18-19
Agency for the Cooperation of Energy Regulators (ACER)	33
Agora Energiewende	11
Amprion GmbH	33
Association des Constructeurs Européens d'Automobiles (ACEA) .	9
BayWa r.e. AG	16
BDEW e.V.....	9, 10-12
BTC AG	4
BMW.....	9, 12
Bundesnetzagentur ...	7, 11, 15, 46
BEE e.V.....	15
BSW e.V.....	10-12
CIGRE/CIRED.....	40
Commeo GmbH	17
Conrad Connect GmbH	24-25
Deutsche WindGuard GmbH	11
DuPont Teijin Films	17
E.ON Energie Deutschland GmbH	9, 10
EnBW AG	18
Endian SRL	38-39
Energieagentur.NRW GmbH	9
Enphase Energy Inc.....	17
envia Mitteldeutsche Energie AG .	6
ENTSO-E	33
Enterprise Europe Network	14
Fjordkraft	24-25
Frankenmetering GmbH & Co. KG	2, 28
Freiburg Wirtschaft Touristik und Messe GmbH & Co. KG	16
Gasnetz Hamburg GmbH.....	5, 28
GEWOG mbH der Stadt Bayreuth. .	28
GISA GmbH	6
Goldbeck Solar GmbH	17
Hamburger Wasserwerke GmbH. .	5
IBDM GmbH.....	23
ITK Engineering GmbH.....	46-47
LONGi Solar Technology GmbH. .	17
Maschinenfabrik Wagner GmbH & Co. KG	15
MBS AG.....	2, 40-41
Messe Husum & Congress GmbH & Co. KG	14-15
MeterPan GmbH	29
N-ERGIE AG	48
NEO Messtechnik GmbH	2, 40-41
Netze BW GmbH	15
NGN Netzgesellschaft Niederrhein mbH.....	30-32
Nordex SE	6
Phoenix Contact Electronics GmbH.....	18-19
PTBA	27
Prognos AG	12
PSInsight GmbH.....	30-32

reev GmbH	48
Robert Bosch GmbH.....	46
RWE AG.....	10
Sauter-Cumulus GmbH	23
SAX Power GmbH	17
Schleswiger Stadtwerke GmbH. .	29
Siemens Gamesa Renewable Energy S.A.	16
smartOPTIMO GmbH & Co. KG. .	28
Solar Promotion GmbH	16
Sprecher Automation GmbH	2, 42-43
Stadtwerke Schneverdingen- Neuenkirchen GmbH	43
Stadtwerke Duisburg AG.....	8
Stadtwerke Eckernförde GmbH .	29
Stadtwerke München GmbH	44
Stadtwerke Rendsburg GmbH.....	29
Stadtwerke SH GmbH & Co. KG .	29
Statkraft AS.....	4
Statkraft Markets GmbH.....	4
Stromnetz Hamburg GmbH ..	3, 5, 28
SÜC Energie und H2O GmbH	28
SWM Infrastruktur GmbH & Co. KG.....	2, 44-45
TU München	21-22
The Mobility House GmbH ..	2, 44-45
TMZ GmbH	28
Umweltbundesamt.....	9
VDMA e. V.	15

VOLTARIS GmbH	26-27
Vorarlberger Energienetze GmbH	31
WAB e.V.....	15
WAGO Kontakttechnik GmbH & Co. KG	34-36
Wilken GmbH	4
WVW e.V.	11
ZVEI e. V.....	27

Anzeigenindex

Ford Werke GmbH	37
Gossen Metrawatt GmbH	3
Messe Husum & Congress GmbH & Co. KG	7
Netze BW GmbH	5
PUC antennas & equipment GmbH (Advertorial)	33
Sevenzone Informationssysteme GmbH	13
sig Media GmbH & Co. KG	54
Solar Promotion GmbH.....	8
The Mobility House GmbH	45
Theben AG.....	5
TQ-Systems GmbH	47
WAGO Kontakttechnik GmbH & Co. KG	Half Cover
ZVEI-Services GmbH.....	29

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	05.2021 – 23. August 2021
Einzelpreis 12€	ISSN 2199-4102
REDAKTION	Petra Quenel (V.i.S.d.P.), Tel. +49 221 921825-70, quenel@50komma2.de Jonas Reihl, Tel. +49 221 921825-72, reihl@50komma2.de Daniel Schäfer, Tel. +49 221 921825-54, schaefer@sig-media.de
OBJEKTLEITUNG	Stefan Grebe, Tel. +49 221 921825-52, grebe@50komma2.de
VERTRIEB	Jennifer Strotkamp, Tel. +49 221 921825-71, strotkamp@sig-media.de Harald Gehlen, Tel. +49 221 921825-20, gehlen@sig-media.de
GRAFIK	Katharina Küssner, Tel. +49 221 921825-30, kuessner@sig-media.de José Benedikt Krohn, Tel. +49 221 921825-31, krohn@sig-media.de
INTERNET	Hardy Möller, Tel. +49 221 921825-34, moeller@50komma2.de
VERLAG	sig Media GmbH & Co. KG, Bonner Straße 205, 50968 Köln Tel. +49 221 921825-50, Fax +49 221 921825-16, www.sig-media.de
DRUCK	D+L PRINTPARTNER GmbH, Schlavenhorst 10, 46395 Bocholt Tel. +49 2871 2466-0, info@dul-print.de, www.dul-print.de

© Copyright sig Media GmbH & Co. KG, Köln. Das Magazin und alle in ihm enthaltenen Beiträge sind urheberrechtlich geschützt. Jede Verwertung außerhalb der engen Grenzen des Urheberrechtsgesetzes ist ohne Zustimmung des Verlages unzulässig und strafbar. Dies gilt insbesondere für Vervielfältigungen, Übersetzungen, Mikroverfilmungen und die Einspeicherung und Bearbeitung in elektronischen Systemen. Mit der Annahme des Manuskriptes und seiner Veröffentlichung in dieser Zeitschrift geht das volle Verlagsrecht sämtlicher abgedruckter Beiträge inklusive darin enthaltener Fotos und Abbildungen für alle Sprachen und Länder einschließlich des Rechts der Vervielfältigung und Wiedergabe auf fotomechanischem oder ähnlichem Wege, im Magnetverfahren, Vortrag, 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

